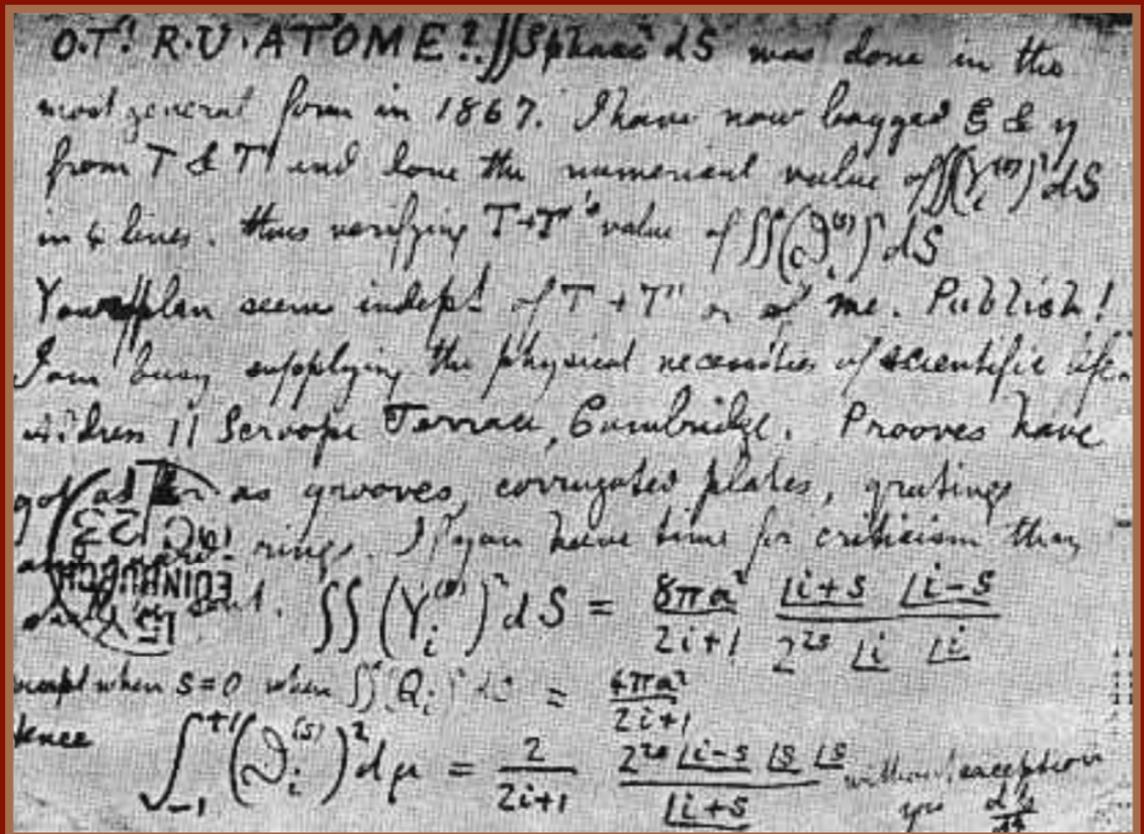


Tesis Doctoral
 Ingeniería Energética
 Evaluación de Sistemas Solares Prefabricados
 según Marco Normativo: Propuestas de Mejora



Autor: Jonathan Vera Medina
 Director: Isidoro Lillo Bravo

Dep. Ingeniería Energética
 Escuela Técnica Superior de Ingeniería
 Universidad de Sevilla

2017



Tesis Doctoral
Ingeniería Energética

Evaluación de Sistemas Solares Prefabricados según Marco Normativo: Propuestas de Mejora

Autor:

Jonathan Vera Medina

Director:

Isidoro Lillo Bravo

Profesor titular

Dep. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2017

Tesis doctoral: Evaluación de Sistemas Solares Prefabricados según Marco Normativo: Propuestas de Mejora.

Autor: Jonathan Vera Medina

Tutor: Isidoro Lillo Bravo

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2017

El Secretario del Tribunal

AGRADECIMIENTOS

Primero me gustaría agradecer al director de la tesis, Isidoro Lillo, su esfuerzo y dedicación. Su conocimiento y su motivación han sido fundamentales para la consecución del trabajo. Me llevo un amigo incansable que ha sido capaz de ganarse mi lealtad y admiración.

A mi familia, Laura, Pepe y Laurita agradecerse todo el apoyo y cariño. Decirle que son el motor de mi vida.

A todos los instaladores y técnicos, en especial a Laura Ruiz, Manuel Fuillerat y Luis González, por toda la información suministrada para llevar a cabo este trabajo.

A todos los alumnos de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla que han participado en la realización de los ensayos físicos a los sistemas solares térmicos prefabricados.

Jonathan Vera Medina

Sevilla, 2017

La sociedad exige productos que tengan ciertas garantías de sus prestaciones, de acuerdo a sus especificaciones y al desarrollo tecnológico. El sector de las energías renovables en general, y de la energía solar térmica de baja temperatura en particular, presenta grandes ventajas para la sociedad desde múltiples puntos de vista: medioambiental, empleo, dependencia energética, agotamiento de recursos fósiles, etc.

El objetivo principal de esta tesis es la evaluación experimental de los factores que influyen en el comportamiento de los equipos solares térmicos prefabricados, proponiendo mejoras en las propias normas de ensayos (EN 12976:2006, ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007), así como en el diseño de los mismos.

Las mejoras en las normas tienen como objeto introducir nuevos ensayos y modificar algunos de los existentes para mejorar la evaluación de la seguridad, fiabilidad, durabilidad y eficiencia de los equipos solares prefabricados.

Las mejoras en el diseño de los equipos solares térmicos prefabricados a partir de los ensayos de las normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007 tienen como objeto orientar a los fabricantes en el diseño de los equipos en función del clima.

Por último, se proponen mejoras en los equipos solares prefabricados mediante un mecanismo de protección contra heladas con tubos de peróxido de silicona hueco en el interior del captador, y un mecanismo de protección contra sobrecalentamientos mediante el uso de vidrios electrocrómicos en el captador solar térmico.

ABSTRACT

The society requires products that have certain guarantees of their performance, according to their specifications and technological development. The renewable energy sector in general and low-temperature solar thermal energy in particular, has great advantages for society from multiple points of view: environmental, employment, energy dependence, depletion of fossil fuels, etc.

The main objective of this thesis is the experimental evaluation of the factors influencing the behavior of factory made solar heating systems, the proposal of improvements in the test standards EN 12976:2006, ISO 9459-2:2008 and ISO 9459-5:2007, as well as in their design.

The improvements in standards are aimed at introducing new tests and modifying some of the existing ones to improve the assessment of safety, reliability, durability and efficiency for factory made solar heating systems.

The improvements in the design of factory made solar heating systems based on the tests of ISO 9459-2:2008 and ISO 9459-5:2007 are aimed at guiding manufacturers in the design of the equipment according to the climate.

Finally, improvements in factory made solar heating systems are proposed by means of a mechanism of protection against freezing with hollow silicone peroxide tubes inside the collector, and a mechanism of protection against overheating by the use of electrochromic glasses in the solar thermal collector.

Agradecimientos	v
Resumen	vii
Abstract	ix
Índice	xi
Índice de Figuras	15
Notación	23
1. Introducción	27
2. Objetivo	29
3. Descripción Sistema Solar Prefabricado	31
3.1. <i>Introducción</i>	31
3.2. <i>Sistemas solares prefabricados</i>	36
3.2.1. Componentes de un sistema solar prefabricado de agua caliente sanitaria	39
3.2.2. Tipos de sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria	46
4. Marco Normativo	49
4.1. <i>Introducción</i>	49
4.2. <i>Normas de ensayos</i>	50
4.2.1. Normas europeas de ensayos	50
4.2.2. Normas internacionales de ensayos	61
4.3. <i>Normas generales de usuarios / instalaciones</i>	62
4.3.1. CTE-DB HE4:2013 [34]	63
4.3.2. RITE:2013 [56]	64
5. Comportamiento de los Sistemas Solares Prefabricados	65
5.1. <i>Ensayos y resultados de los sistemas ensayados de acuerdo a la norma EN 12976:2006</i>	65
5.1.1. Contaminación del agua	66
5.1.2. Protección contra heladas	66
5.1.3. Protección contra sobretemperaturas	66
5.1.4. Protección contra flujo invertido	66
5.1.5. Resistencia a la presión	67
5.1.6. Seguridad eléctrica	67
5.1.7. Materiales	67
5.1.8. Componentes y tuberías	67
5.1.9. Equipo de seguridad	67
5.1.10. Documentación	67
5.1.11. Etiquetado	67
5.1.12. Protección contra rayos	67
5.1.13. Caracterización del rendimiento térmico	68
5.2. <i>Comportamiento de los sistemas solares prefabricados en condiciones reales de funcionamiento</i>	75
5.2.1. Incidencias en instalaciones solares térmicas	75
5.2.2. Encuestas	85
5.3. <i>Conclusiones</i>	89

6. Análisis de los Resultados de los Ensayos de Rendimiento	91
6.1. Estudio comparativo del rendimiento a largo plazo de las normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007	92
6.1.1. Norma ISO 9459-2:2008 (CSTG) [29]	92
6.1.2. Norma ISO 9459-5:2007 (DST) [31]	100
6.1.3. Comparativa ensayos normas ISO 9459-2:2008 [29] e ISO 9459-5:2007 [31]	130
6.2. Influencia de los coeficientes característicos a_1 , $f(V)$, $g(V)$, U_s en la predicción a largo plazo de la norma ISO 9459-2:2008	135
6.2.1. Descripción del análisis de sensibilidad de los parámetros a_1 , $f(V)$, $g(V)$ y U_s	135
6.2.2. Resultados	137
6.2.3. Conclusiones	141
6.3. Influencia de los coeficientes característicos A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L y S_c en la predicción a largo plazo de la norma ISO 9459-5:2007 [31].	141
6.3.1. Descripción del análisis de sensibilidad de los parámetros A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L y S_c	141
6.3.2. Resultados	145
6.3.3. Conclusiones	153
6.4. Conclusiones.	154
7. Propuestas de Modificación de las Normas de Ensayo	157
7.1. Modificación de la norma ISO 9459-2:2008 para obtener días nublados.	159
7.1.1. Dispositivo Reductor de la Radiación Solar (DRRS)	159
7.1.2. Ensayos	160
7.1.3. Resultados y análisis comparativo	162
7.1.4. Conclusiones	169
7.2. Modificación de la selección de los días de ensayo en la caracterización del rendimiento térmico de sistemas solares térmicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008.	170
7.2.1. Descripción del problema	170
7.2.2. Resultados	170
7.2.3. Conclusiones	188
7.3. Modificación de las incertidumbres de los parámetros de entrada definidos en la norma ISO 9459-5:2007	190
7.3.1. Descripción de la influencia de la incertidumbre de medida de los parámetros de entrada	190
7.3.2. Influencia de las incertidumbres de los parámetros de entrada	191
7.3.3. Conclusiones	204
7.4. Modificación del ensayo de protección contra sobretemperaturas de la norma EN 12976:2006.	206
7.4.1. Metodología de ensayo norma EN 12976:2006	206
7.4.2. Resultados obtenidos en banco de ensayo	207
7.4.3. Ensayo de protección contra sobretemperaturas del mismo sistema en diferentes épocas del año	212
7.4.4. Conclusiones. Modificación del ensayo de protección contra sobretemperaturas	214
7.5. Modificación del ensayo de protección contra heladas de la norma EN 12976:2006 para sistemas que usan fluido anticongelante	215
7.5.1. Metodología de ensayo de protección contra heladas norma EN 12976:2006	215
7.5.2. Resultados obtenidos en banco de ensayo	216
7.5.3. Degradación del anticongelante	216
7.5.4. Ensayos de degradación de anticongelantes comerciales	220
7.5.5. Propuesta de ensayo a anticongelantes comerciales	227
7.6. Propuesta de ensayo al tarado de las válvulas de seguridad de los sistemas solares prefabricados	228
7.6.1. Requisito válvulas de seguridad norma EN 12976:2006	228
7.6.2. Ensayos tarados válvulas de seguridad	228
7.7. Otros	232
7.7.1. Ensayo de durabilidad al acumulador solar a incluir en la norma EN 12976:2006	232
7.7.2. Modificación de periodo de funcionamiento del calentamiento auxiliar para sistemas con resistencia eléctrica según el Anexo B de la norma EN 12976-2:2006	232
7.7.3. Modificación del cálculo de la energía parásita (Q_{par}) para sistemas de circulación forzada de la	

norma EN 12976-1:2006	235
7.7.4. Modificación del apartado de protección contra quemaduras de la norma EN 12976-1:2006	237
7.7.5. Modificación del ensayo de determinación de las pérdidas de calor del acumulador de la norma ISO 9459-2:2008	237
7.7.6. Modificación del apartado de componentes y tuberías de la norma EN 12976-1:2006	237
7.8. Conclusiones	238
8. Mejoras en Sistemas Solares Prefabricados	239
8.1. Mecanismo de protección contra heladas	239
8.1.1. Mecanismos de protección contra heladas. Análisis bibliográfico	239
8.1.2. Mecanismos de protección contra heladas propuesto	240
8.2. Mecanismo de protección contra sobrecalentamientos	254
8.2.1. Mecanismos de protección contra sobrecalentamiento. Análisis bibliográfico	254
8.2.2. Mecanismo propuesto	255
8.2.3. Ensayos y resultados	256
8.2.4. Conclusiones y mejoras del prototipo	260
9. Conclusiones	261
10. Líneas de Trabajo Futuro	265
Referencias	267
ANEXO I: Artículos Publicados	275
ANEXO II: Artículos Enviados y Pendientes de Publicación	329
ANEXO III: Patentes Solicitadas	355

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Generación de calor solar estimada para los países de la unión europea. Fuente: ESTIF [1].....	27
Figura 3-1. Sistemas solares térmicos de ACS y apoyo a la calefacción. Sistema de circulación forzada (a). Sistema de circulación por termosifón (b). Sistema termodinámico (c).....	32
Figura 3-2. Captador plano (a). Captador de tubos de vacío (b). Captador termodinámico (c). Captador híbrido PVT (d).....	33
Figura 3-3. Captador solar plano sin cubierta (a). Captador solar de aire (b).....	33
Figura 3-4. Captador solar plano con tecnología UHV, fabricado por SRB Energy	34
Figura 3-5. Captador SMT-8 fabricado por Mirrortec (a). Captador Poly Trough 1800 fabricado por NEP Solar (b)	34
Figura 3-6. Captador fresnel situado en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla	35
Figura 3-7. Disco parabólico Eurodish situado en Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla.....	35
Figura 3-8. Receptor Central	36
Figura 3-9. Sistema con captador y depósito integrado.....	37
Figura 3-10. Sistema de circulación por termosifón.....	37
Figura 3-11. Sistema de circulación forzada	38
Figura 3-12. Sistema de acumulación centralizada.....	38
Figura 3-13. Sistema de acumulación distribuida	39
Figura 3-14. Componentes de un sistema solar prefabricado	40
Figura 3-15. Captador solar térmico.....	40
Figura 3-16. Temperaturas de trabajo de los diferentes tipos de los captadores solares térmicos. Fuente: NUDGE [28]	41
Figura 3-17. Sistema de acumulación	41
Figura 3-18. Tipos de acumuladores	42
Figura 3-19. Acumulador de serpentín (a). Acumulador doble envolvente (b).....	42
Figura 3-20. Intercambiador de placas.....	43
Figura 3-21. Elementos del circuito hidráulico	43
Figura 3-22. Elementos del sistema de control.....	44
Figura 3-23. Resistencia eléctrica colocada en el interior del acumulador solar	44
Figura 3-24. Sistema instantáneo	45
Figura 3-25. Sistema con acumulación	45
Figura 3-26. Muestras comerciales de propilenglicol.....	45
Figura 4-1. Esquema ensayos a sistemas solares prefabricados y captadores solares a nivel nacional e internacional	50
Figura 4-2. Diagrama de flujo del programa Insitu	60
Figura 5-1. Equipos mal anclados.....	76

Figura 5-2. Sombras de equipos.	76
Figura 5-3. Tuberías sin aislamientos y no aptas para ACS.	77
Figura 5-4. Válvula de seguridad con tapón a la salida.	77
Figura 5-5. Válvula con boca de salida por la parte superior.	77
Figura 5-6. Sifón en sistemas termosifónicos.	78
Figura 5-7. Empalmes en sondas de temperaturas.	78
Figura 5-8. Llenados de circuitos	79
Figura 5-9. Bombas a la intemperie	79
Figura 5-10. Rotura del captador.	80
Figura 5-11. Acumulador abollado.	80
Figura 5-12. Aislamientos en mal estado.	81
Figura 5-13. Rotura del acumulador.	81
Figura 5-14. Ánodo de sacrificio.	82
Figura 5-15. Corrosión bocas acumulador.	82
Figura 5-16. Rotura del captador por falta de mantenimiento del fluido anticongelante.	83
Figura 5-17. Válvula termostática	83
Figura 5-18. Deposiciones de cal en el interior del acumulador	84
Figura 5-19. Deposiciones de cal en la resistencia eléctrica y en el ánodo de magnesio	84
Figura 5-20. Deposiciones de cal en el interior del captador	85
Figura 6-1. a_1/A vs V/A	96
Figura 6-2. a_1/A vs V/A	97
Figura 6-3. Resultados de f_{SOL} en Estocolmo (a), Wurzburg (b), Davos (c) y Atenas (d).	98
Figura 6-4. Resultados de f_{SOL} en diferentes localidades de referencias	98
Figura 6-5. Q vs V del ensayo de grado de mezcla	99
Figura 6-6. Espectro de reflexión de absorbedores con diferentes tratamientos selectivos. Fuente: Alanod Solar [66].	104
Figura 6-7. Tipo de perfil. Perfil alto (a), Perfil bajo (b)	105
Figura 6-8. Ac^* vs área de apertura. Sistemas termosifónicos.	107
Figura 6-9. uc^* vs espesor de aislamiento del captador. Sistemas termosifónicos	107
Figura 6-10. U_s vs volumen bruto del acumulador. Sistemas termosifónicos	108
Figura 6-11. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) por unidad de masa almacenada vs volumen bruto del acumulador. Sistemas termosifónicos	109
Figura 6-12. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) vs material y espesor de aislamiento del acumulador. Sistemas termosifónicos	110
Figura 6-13. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) vs cociente volumen bruto-espesor de aislamiento. Sistemas termosifónicos	110
Figura 6-14. Capacidad calorífica del acumulador (C_s) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas termosifónicos	111

Figura 6-15. Constante de mezcla (D_L) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas termosifónicos	112
Figura 6-16. Parámetro de estratificación (Sc) vs volumen del acumulador. Sistemas termosifónicos	112
Figura 6-17. Fracción solar de Atenas vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas termosifónicos	113
Figura 6-18. Fracción solar de Davos vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas termosifónicos	114
Figura 6-19. Fracción solar de Wurzburg vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas termosifónicos	114
Figura 6-20. Fracción solar de Estocolmo vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas termosifónicos	115
Figura 6-21. Fracción solar de Atenas vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador según el tipo de perfil. Sistemas termosifónicos.....	115
Figura 6-22. Fracción solar de Davos vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador según el tipo de perfil. Sistemas termosifónicos.....	116
Figura 6-23. Fracción solar de Wurzburg vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador según el tipo de perfil. Sistemas termosifónicos	116
Figura 6-24. Fracción solar de Estocolmo vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador según el tipo de perfil. Sistemas termosifónicos	117
Figura 6-25. Ac^* vs área de apertura. Sistemas forzados	120
Figura 6-26. uc^* vs espesor de aislamiento del captador. Sistemas forzados	121
Figura 6-27. Pérdidas circuito de captadores con respecto al volumen del acumulador. Sistemas forzados	121
Figura 6-28. U_s vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados.....	122
Figura 6-29. Coeficiente de pérdidas térmicas por unidad de masa almacenada (U_s/V_b) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados	123
Figura 6-30. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) vs material y espesor de aislamiento del acumulador. Sistemas forzados	123
Figura 6-31. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) vs volumen bruto, acumulador interior-exterior. Sistemas forzados	124
Figura 6-32. Capacidad calorífica del acumulador (C_s) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados	124
Figura 6-33. Constante de mezcla (D_L) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados	125
Figura 6-34. Parámetro de estratificación Sc vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados.....	126
Figura 6-35. Fracción solar de Atenas vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas forzados	127
Figura 6-36. Fracción solar de Davos vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas forzados	127
Figura 6-37. Fracción solar de Wurzburg vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas forzados	128
Figura 6-38. Fracción solar de Estocolmo vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas forzados	128
Figura 6-39. Resultados de f_{sol} en Estocolmo (a), Wurzburg (b), Davos (c) y Atenas (d). Sistemas de circulación forzada.....	129

Figura 6-40. Sistema 1 (a), sistema 2 (b)	132
Figura 6-41. Comparación gráfica de la energía de salida anual del sistema 1 para las localidades de referencia (AT: Atenas, DA: Davos, WU: Wurzburg y ES: Estocolmo)	134
Figura 6-42. Comparación gráfica de la energía de salida anual del sistema 2 para las localidades de referencia (AT: Atenas, DA: Davos, WU: Wurzburg y ES: Estocolmo)	134
Figura 6-43. Gráfica de $f(V)$	136
Figura 6-44. Gráfica de $g(V)$	137
Figura 6-45. Resultados de $f(V)$ de ambos sistemas.....	138
Figura 6-46. Resultados de $g(V)$ de ambos sistemas.....	138
Figura 6-47. Resultados de Atenas.....	138
Figura 6-48. Resultados de Davos.....	139
Figura 6-49. Resultados de Wurzburg.....	140
Figura 6-50. Resultados de Estocolmo	140
Figura 6-51. Resultados del análisis de sensibilidad de Ac^* (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo	146
Figura 6-52. Resultados del análisis de sensibilidad de uc^* (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo	147
Figura 6-53. Resultados del análisis de sensibilidad de U_s (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo.	148
Figura 6-54. Resultados del análisis de sensibilidad de C_s (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo	149
Figura 6-55. Resultados del análisis de sensibilidad de D_L (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo	150
Figura 6-56. Resultados del análisis de sensibilidad de Sc (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo.	151
Figura 6-57 Resultados del análisis de sensibilidad de Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L y Sc (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo.....	152
Figura 7-1. Vista general del dispositivo reductor de la radiación solar.....	159
Figura 7-2. Vista lateral del dispositivo reductor de radiación solar	160
Figura 7-3. Vista lateral del dispositivo reductor de radiación solar	160
Figura 7-4. Diferencia de temperatura ($T_{a(day)} - T_{ent}$) vs radiación solar (H), incluyendo solo días naturales.....	161
Figura 7-5. Diferencia de temperatura ($T_{a(day)} - T_{ent}$) vs radiación solar (H), incluyendo días con DRRS.....	161
Figura 7-6. Coeficiente a_1 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con y sin DRRS	162
Figura 7-7. Coeficiente a_2 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con y sin DRRS	163
Figura 7-8. Coeficiente a_3 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con y sin DRRS	163
Figura 7-9 Energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento en (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo.....	164
Figura 7-10. Error relativo de Q_L entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento por ambos métodos en función del clima.....	166
Figura 7-11 Variación de la fracción solar f_{sol} en (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo.	167

Figura 7-12. Diferencia entre los resultados de la fracción solar obtenida por ambos métodos en función del clima	168
Figura 7-13. $(T_{a(\text{day})}-T_{\text{ent}})$ vs H todos los días de ensayo. Sistema 1.....	172
Figura 7-14. Q_{medido} vs H todos los días de ensayo. Sistema 1.	172
Figura 7-15. $(T_{a(\text{day})}-T_{\text{ent}})$ vs H 6 días de ensayo. Sistema 1	173
Figura 7-16. Q_{medido} vs H 6 días de ensayo. Sistema 1	174
Figura 7-17. Coeficiente a_1 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 1 ...	175
Figura 7-18. Coeficiente a_2 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 1....	175
Figura 7-19. Coeficiente a_3 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 1....	175
Figura 7-20. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento producido por ambos métodos en función del volumen de carga diaria para cada una de las localidades de referencia. Sistema 1	177
Figura 7-21. Diferencia entre los resultados de la fracción solar obtenida por ambos métodos en función del volumen de carga diaria, para cada una de las localidades de referencia. Sistema 1	179
Figura 7-22. $(T_{a(\text{day})}-T_{\text{ent}})$ vs H todos los días de ensayo. Sistema 2.....	181
Figura 7-23. Q medido vs H todos los días de ensayo. Sistema 2.	181
Figura 7-24. $(T_{a(\text{day})}-T_{\text{ent}})$ vs H 6 días de ensayo. Sistema 2	182
Figura 7-25. Q_{medido} vs H 6 días de ensayo. Sistema 2.....	183
Figura 7-26. Coeficiente a_1 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 2....	184
Figura 7-27. Coeficiente a_2 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 2....	184
Figura 7-28. Coeficiente a_3 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 2....	184
Figura 7-29. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento producido por ambos métodos en función del volumen de carga diaria para cada una de las localidades de referencia. Sistema 2	186
Figura 7-30. Diferencia entre los resultados de la fracción solar obtenida por ambos métodos en función del volumen de carga diaria, para cada una de las localidades de referencia. Sistema 2	188
Figura 7-31. Resultados de la fracción solar en la muestra de ensayo.....	191
Figura 7-32. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida de la temperatura ambiente en Atenas (a) Davos (b) Wurzburg (c) y Estocolmo (d)	192
Figura 7-33. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura ambiente en las localidades de referencia.....	193
Figura 7-34. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura ambiente. $Ac^*(a)$ $uc^*(b)$ $Us(c)$ $Cs(d)$ $Dt(e)$ y $Sc(f)$	194
Figura 7-35. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida de la temperatura de entrada en Atenas (a) Davos (b) Wurzburg (c) y Estocolmo (d)	195
Figura 7-36. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura de entrada en las localidades de referencia.....	195
Figura 7-37. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura de entrada. $Ac^*(a)$ $uc^*(b)$ $Us(c)$ $Cs(d)$ $Dt(e)$ y $Sc(f)$	196
Figura 7-38. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida de la temperatura de salida en Atenas (a) Davos (b) Wurzburg (c) y Estocolmo (d).....	197

Figura 7-39. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura de salida en las localidades de referencia	198
Figura 7-40. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura de salida. $A_c^*(a)$ $u_c^*(b)$ $U_s(c)$ $C_s(d)$ $D_t(e)$ y $S_c(f)$	199
Figura 7-41. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida del caudal en Atenas (a) Davos (b) Wurzburg (c) y Estocolmo (d).....	200
Figura 7-42. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida del caudal en las localidades de referencia.....	200
Figura 7-43. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida del caudal. $A_c^*(a)$ $u_c^*(b)$ $U_s(c)$ $C_s(d)$ $D_t(e)$ y $S_c(f)$	201
Figura 7-44. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida de la radiación solar en Atenas (a) Davos (b) Wurzburg (c) y Estocolmo (d).....	202
Figura 7-45. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida de la radiación solar en las localidades de referencia.....	203
Figura 7-46. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida de la radiación solar. $A_c^*(a)$ $u_c^*(b)$ $U_s(c)$ $C_s(d)$ $D_t(e)$ y $S_c(f)$	204
Figura 7-47. Evolución de la temperatura respecto al volumen de extracción. Ensayo 1.....	212
Figura 7-48. Evolución de la temperatura respecto al volumen de extracción. Ensayo 2.....	213
Figura 7-49. Reacciones de degradación oxidativa.....	218
Figura 7-50. Ejemplo del curso de la degradación oxidativa-etapa temprana.....	218
Figura 7-51. Ejemplo del curso de la degradación oxidativa-etapa tardía.....	219
Figura 7-52. Probeta de cobre.....	220
Figura 7-53. Refractómetro.....	221
Figura 7-54. pH-metro.....	221
Figura 7-55. Conductímetro.....	222
Figura 7-56. Cambio de tonalidad de muestras, Baxi (a) Tyfocor-L (b) Ezinc (c) Propilenglicol sin aditivos (d) Blue Sun (e) Solar Coolant (f) LiquidSun (g).....	223
Figura 7-57. Evolución de la proporción de propilenglicol en función del tiempo de exposición para las soluciones acuosas de glicol calentadas a 140 °C.....	223
Figura 7-58. Evolución del pH en función del tiempo de exposición para las soluciones acuosas de glicol calentadas a 140°C.....	224
Figura 7-59. Evolución del pH en función de la temperatura para las soluciones acuosas de glicol.....	225
Figura 7-60. Evolución de la conductividad eléctrica en función del tiempo de exposición para las soluciones acuosas de glicol calentadas a 140°C.....	226
Figura 7-61. Válvulas de ensayo.....	229
Figura 7-62. Posición válvula de seguridad.....	229
Figura 7-63. Bomba de presión hidráulica.....	230
Figura 7-64. Sistema captador-acumulador integrado.....	233
Figura 7-65. Q_d , Q_{aux} vs volumen de carga diaria en (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo. Resistencia eléctrica permanentemente activada.....	233
Figura 7-66. Q_d , Q_{aux} vs volumen de carga diaria en (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo.	

Resistencia activada dos horas antes de la extracción.....	234
Figura 7-67. Variación relativa en la fracción solar sin y con Q_{par} respecto a la fracción solar sin Q_{par} vs volumen de carga diaria.....	235
Figura 7-68. Tiempo de operación bomba vs volumen de carga diaria en Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo.....	236
Figura 8-1. Mecanismo de protección contra heladas propuesto.....	241
Figura 8-2. Incremento del volumen específico del agua de acuerdo a las ecuaciones (8-11) y (8-12) de la Tabla 8-1.....	243
Figura 8-3. Incremento del volumen específico del aire de acuerdo a la ecuación (8-13) de la Tabla 8-1.....	243
Figura 8-4. Aumento de volumen del interior del dispositivo.....	244
Figura 8-5. Variación de los parámetros ε y r_v para diferentes geometrías r_D	244
Figura 8-6. Variación de la presión con la temperatura para el caso del tubo macizo de silicona, $r_D = 3$, heladas.....	246
Figura 8-7. Variación de la presión con la temperatura para el caso del tubo hueco de silicona, $r_D = 2.67$, heladas.....	247
Figura 8-8. Variación de la presión con la temperatura para el caso del tubo hueco de silicona, $r_D = 2.67$, sobretemperaturas.....	247
Figura 8-9. Probeta de tubo de cobre y silicona hueco.....	248
Figura 8-10. Montaje de sensores en el ensayo de heladas.....	248
Figura 8-11. Absorbedor solar.....	249
Figura 8-12. Ciclo congelación-deshielo.....	250
Figura 8-13. Ajuste de la curva de eficiencia cuadrática con respecto al área de apertura y la temperatura media del fluido para los dos captadores.....	251
Figura 8-14. Caída de presión con respecto al caudal de ambos captadores.....	252
Figura 8-15. Fachada con vidrios electrocrómicos.....	256
Figura 8-16. Muestra vidrio electrocrómico.....	256
Figura 8-17. Ensayo vidrio electrocrómico.....	257
Figura 8-18. Ensayo vidrio electrocrómico en posición totalmente transparente. Día 1.....	257
Figura 8-19. Ensayo vidrio electrocrómico en posición totalmente transparente. Día 2.....	258
Figura 8-20. Ensayo vidrio electrocrómico en posición totalmente oscura. Día 1.....	259
Figura 8-21. Ensayo vidrio electrocrómico en posición totalmente oscura. Día 2.....	259
Figura 8-22. Evolución de la radiación vidrio electrocrómico.....	260

Notación

Símbolo	Definición	Unidad
a_1, a_2, a_3	Coefficientes utilizados en la ecuación 4-1 (Rendimiento del sistema)	[m ² / MJ/K/ MJ]
A	Área de apertura del captador.	[m ²]
$A_a(T_i, p_i)$	Área total en cualquier sección transversal al eje del cilindro ocupado por el tubo flexible bajo las condiciones iniciales	[m ²]
A_{rig}	Área total en cualquier sección transversal al eje del cilindro interior de la tubería rígida	[m ²]
$A_w(T_i, p_i)$	Área total en cualquier sección transversal al eje del cilindro ocupado por el agua bajo las condiciones iniciales	[m ²]
A_c^*	Área efectiva del circuito del captador. $A_c^* = FR^*(\alpha\tau)A$	[m ²]
C.P.C,Sil	Caída de presión a través del captador con tubo flexible de silicona	[kPa]
C.P.C,Ref	Caída de presión a través del captador de referencia	[kPa]
C_s	Capacidad calorífica del acumulador	[MJ/K]
D_L	Constante de mezcla	[-]
D_{rig}	Diámetro interior del tubo de cobre	[m]
$D(T_i, p_f)$	Diámetro interior del tubo flexible en las condiciones finales	[m]
$D(T_i, p_i)$	Diámetro interior del tubo flexible en las condiciones iniciales	[m]
$\rho_w(T_i, p_i)$	Densidad del agua bajo las condiciones iniciales	[kg/m ³]
f_{SOL}	Fracción solar	[-]
$f(V)$	Perfil normalizado de la temperatura de extracción	[-]
G	Irradiancia solar	[W/m ²]
$g(V)$	Perfil normalizado de la temperatura de mezcla	[-]
H	Radiación solar diaria sobre la apertura del captador	[MJ/m ²]
L_{tub}	Longitud de tubería	[m]
m_a	Masa del aire interior del tubo de silicona	[kg]
m_w	Masa del agua interior de la tubería rígida	[kg]
p_i	Presión en las condiciones iniciales	[Pa]
p_f	Presión en las condiciones finales	[Pa]
Q	Producción energética diaria del sistema solar	[MJ]
Q_{aux}	Energía anual suministrada por la parte auxiliar	[MJ]
Q_{bomba}	Energía anual consumida por la(s) bomba(s) del circuito de captadores	[MJ]
$Q_{control}$	Energía anual consumida por la unidad de control.	[MJ]
Q_d	Demanda de calor anual	[MJ]
Q_L	Energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento	[MJ]
$Q_L(CSTC)$	Energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento mediante el ensayo de la norma ISO 9459-2:2008	[MJ]
$Q_L(DST)$	Energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento mediante el ensayo de la norma ISO 9459-5:2007	[MJ]

Q_{par}	Energía parásita (electricidad) anual para la(s) bomba(s) del circuito de captadores y unidad de control	[MJ]
$Q_{útil}$	Energía obtenida a una temperatura superior a 45°C en el ensayo de grado de mezcla	[MJ]
$Q_{no\ útil}$	Energía obtenida a una temperatura inferior a 45°C en el ensayo de grado de mezcla	[MJ]
$r_a(T_i, p_i)$	Ratio entre volumen del aire inicial en el tubo flexible de silicona y el volumen total de la tubería rígida	[-]
r_{DMAX}	Ratio máximo entre el diámetro de la tubería rígida y el diámetro del tubo de silicona flexible interior durante el proceso de congelación	[-]
$r_w(T_i, p_i)$	Ratio entre volumen del agua inicial y el volumen total de la tubería rígida	[-]
S_c	Parámetro de estratificación desarrollada por el circuito del captador	[-]
T_a	Temperatura ambiente del aire circulante	[°C]
$T_{amb, mediodía}$	Temperatura ambiente del mediodía solar	[°C]
T_{ent}	Temperatura del agua de entrada	[°C]
T_{ini}	Temperatura inicial del agua en el ensayo de grado de mezcla de la norma ISO 9459-2:2008	[°C]
T_i	Temperatura en las condiciones iniciales	[°C]
T_f	Temperatura en las condiciones finales	[°C]
$T_{max, ext}$	Temperatura máxima alcanzada durante la extracción	[°C]
$T_{max, tank}$	Temperatura máxima que es capaz de soportar el acumulador	[°C]
T_n	Temperatura ambiente media del aire durante la noche	[°C]
$T_{parada, bomba}$	Temperatura máxima de consigna del acumulador en la centralita diferencial mediante la cual se produce una parada de la bomba	[°C]
T_{sal}	Temperatura del agua de salida	[°C]
u_c	Coefficiente de pérdida de calor en el circuito del captador	[W/m ² K]
u_c^*	$u_c^* = u_c / (\alpha \tau) (P)$	[W/m ² K]
U_s	Coefficiente de pérdidas de calor en el acumulador	[W/K]
V	Volumen del acumulador	[l]
V_b	Volumen bruto del acumulador	[l]
V_c	Volumen de carga diaria	[l/día]
$V_a(T_f, p_f)$	Volumen del aire interior del tubo de silicona bajo condiciones finales de temperatura y presión	[m ³]
$V_a(T_i, p_i)$	Volumen del aire interior del tubo de silicona bajo condiciones iniciales de temperatura y presión	[m ³]
V_{rig}	Volumen interior de la tubería rígida	[m ³]
$V_w(T_f, p_f)$	Volumen ocupado por el agua bajo condiciones finales de temperatura y presión	[m ³]
$V_w(T_i, p_i)$	Volumen ocupado por el agua bajo condiciones iniciales de temperatura y presión	[m ³]
$u_{ea}(T_i, p_i)$	Volumen específico del aire bajo las condiciones iniciales de temperatura y presión	[m ³ /kg]

$v_{\text{esil}}(T_f, p_f)$	Volumen específico de la silicona bajo las condiciones finales	[m ³ /kg]
$v_{\text{esol}}(T_f, p_f)$	Volumen específico del hielo bajo las condiciones finales	[m ³ /kg]
$v_{\text{ew}}(T_i, p_i)$	Volumen específico del agua bajo las condiciones iniciales de temperatura y presión	[m ³ /kg]
$v_{\text{ew}}(T_f, p_f)$	Volumen específico del agua bajo las condiciones finales de temperatura y presión	[m ³ /kg]
$\Delta V_a(T_i, p_i, T_f, p_f)$	Incremento de volumen del aire interior del tubo de silicona entre las condiciones inicial y final	[m ³]
ΔV_{rig}	Incremento del volumen interior de la tubería rígida metálica	[m ³]
$\Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f)$	Variación de volumen del agua entre las condiciones inicial y final	[m ³]
$\Delta v_{\text{ea}}(T_i, p_i, T_f, p_f)$	Incremento del volumen específico del aire interior del tubo de silicona entre las condiciones inicial y final	[m ³ /kg]
$\Delta v_{\text{ewmáx}}$	Incremento máximo del volumen específico del agua bajo el proceso de congelación	[m ³ /kg]
$\Delta v_{\text{ew}}(T_i, p_i, T_f, p_f)$	Incremento del volumen específico del agua entre las condiciones inicial y final	[m ³ /kg]
\dot{V}_s	Caudal del agua de entrada	[l/min]
η_0	Eficiencia del captador a cero-pérdidas	[-]
$\eta_{\text{C,Ref}}$	Eficiencia del captador de referencia	[-]
$\eta_{\text{C,Sil}}$	Eficiencia del captador con tubo flexible	[-]

(day) valor medio de un parámetro durante un periodo desde las 6 horas antes del mediodía solar hasta las 6 horas después del mediodía solar.

(media) valor medio de un parámetro.

1. INTRODUCCIÓN

La inspiración existe, pero tiene que encontrarte trabajando.

Pablo Picasso

La contribución hasta ahora de la energía solar térmica al consumo energético mundial sigue siendo muy escasa todavía, sin embargo, existe una tendencia creciente debido al interés de la sociedad por este tipo de soluciones, a las exigencias e incentivos por parte de muchos países, a la mejora tecnológica y a la reducción de precios de los sistemas solares térmicos.

En España, desde el año 2007 es obligatorio el uso de energía solar térmica en edificios de nueva construcción o en edificios existentes en los que se reforme íntegramente el edificio en sí o la instalación térmica. Por ello, entre otros motivos, este tipo de tecnología continuará en auge en el territorio español.

En la Figura 1-1 se muestran los objetivos europeos propuestos para la energía solar térmica en el año 2020 de acuerdo a los Planes de Acción Nacionales de Energías Renovables.

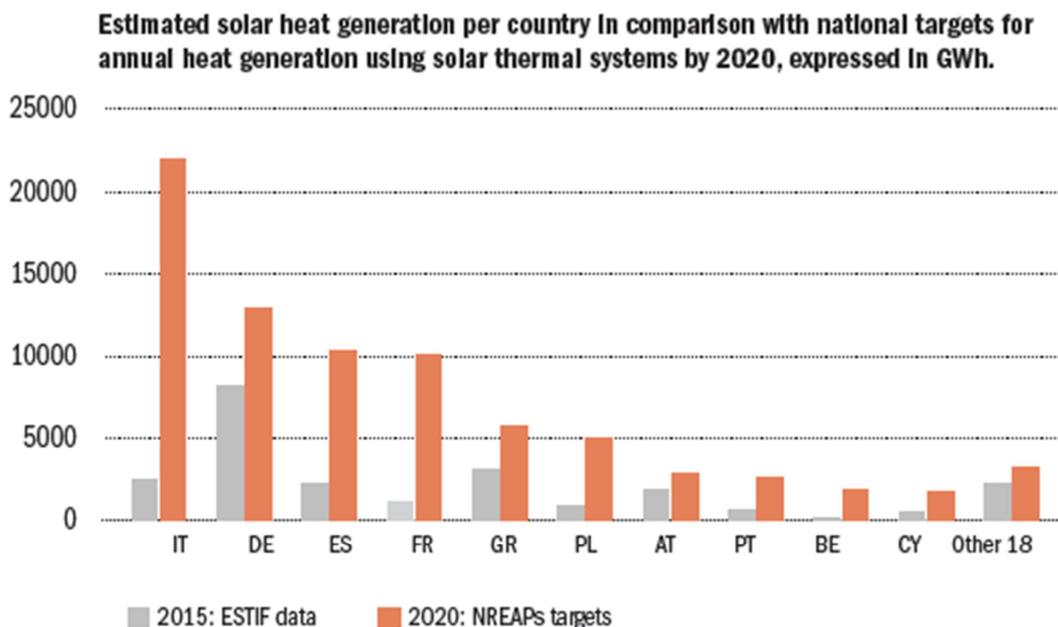


Figura 1-1. Generación de calor solar estimada para los países de la unión europea. Fuente: ESTIF [1]

En comparación con los datos de 2015 aportados por la European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF), se puede observar como la energía solar térmica aún tiene recorrido para alcanzar el despliegue que su potencial ofrece para su explotación.

En solar térmica, la tecnología ha ido evolucionando con nuevos materiales y equipos, siempre intentando conseguir unos requisitos de seguridad, fiabilidad, durabilidad y eficiencia de los sistemas solares térmicos. El Comité Europeo de Normalización (CEN), a través del grupo de trabajo CEN/TC 312 Sistemas solares térmicos y sus componentes [2], la Organización Internacional de Normalización (ISO), a través del grupo de trabajo ISO/TC 180 de Energía solar [3], y asociaciones como Solar Keymark, trabajan en la constante evolución de las norma de ensayos de los sistemas solares térmicos.

Por otro lado se debe buscar un equilibrio entre necesidad de normalización y ensayos con sus costes y

tiempos de realización, todo ello bajo un consenso internacional. La normalización debe detectar y anticipar los posibles fallos, defectos o prestaciones en su funcionamiento real. Por ello, deben de existir una íntima interrelación entre los ensayos requeridos y las prestaciones que deben satisfacer en la realidad.

Dentro de los sistemas solares térmicos, existen los denominados sistemas solares térmicos prefabricados que ocupan la mayor parte del mercado de las instalaciones solares térmicas de baja temperatura a nivel mundial. Estos sistemas son de gran interés desde el punto de vista de la normalización, ya que se permite ensayar el sistema completo que se va a instalar y por ello se logra abarcar todas las posibles incidencias de diseño y/o montaje entre los componentes de la instalación. En este tipo de equipos donde se centrará la presente tesis doctoral con el interés de contribuir a la mejora de los mismos.

2. OBJETIVO

Lo que sabemos es una gota de agua; lo que ignoramos es el océano.

Isaac Newton

La presente tesis tiene como objetivo la caracterización experimental de los sistemas solares térmicos prefabricados bajo los ensayos requeridos para su homologación desde el punto de vista normativo, aportando mejoras en los ensayos de normalización y en los propios sistemas solares prefabricados.

Para lograr este objetivo el trabajo se ha desglosado en las siguientes fases:

- Descripción de sistema solar térmico prefabricado. En el capítulo 3, tras realizar un análisis bibliográfico, se describen todas las instalaciones solares térmicas empleadas de baja, media y alta temperatura, centrándose principalmente en los sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria.
- Supervisión del marco normativo internacional. En el capítulo 4, tras realizar un análisis bibliográfico, se detallan las normas europeas e internacionales de ensayos de los sistemas solares térmicos prefabricados.
- Caracterización de la situación actual del mercado de los sistemas solares térmicos prefabricados. En el capítulo 5 se presentan los parámetros constructivos de los equipos, los parámetros y resultados experimentales de los ensayos realizados de acuerdo a las normas EN 12976:2006, ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007, a 100 sistemas solares prefabricados, a partir de lo cual se obtendrá una caracterización detallada del mercado de estos equipos en los últimos años. Por otro lado, se presenta una evaluación, basada en datos solicitados a instaladores y técnicos, del comportamiento real de estos sistemas una vez instalados y operados por los usuarios. Esto permite establecer una relación entre las exigencias de los ensayos que se requieren a los equipos solares y su comportamiento en condiciones reales de operación.
- Propuestas de mejora del diseño de los sistemas solares térmicos prefabricados para incrementar la fracción solar en función del clima, basados en las normas de ensayos. En el capítulo 6 se realiza un análisis bibliográfico de artículos con referencias a las normas de ensayos ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007. Además, se lleva a cabo un análisis comparativo de los resultados más significativo; rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A), fracción solar (f_{SOL}), coeficientes de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) y la energía útil obtenida del ensayo de grado de mezcla (Q_{util}), de 18 sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria de circulación por termosifón, de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008. Por otro lado, se realiza un análisis de la influencia de los parámetros constructivos en los parámetros experimentales del sistema (Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L , y Sc) y de la influencia de los parámetros constructivos en la fracción solar, de 37 sistemas de circulación por termosifón y 11 sistemas de circulación forzada, ensayados todos ellos de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007. Por último, se estudia la influencia de los coeficientes característicos de las normas ISO 9459-2:2008 (a_1 , $f(V)$, $g(V)$, U_s) e ISO 9459-5:2007 (Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L , y Sc) en la predicción a largo plazo. Todo ello con el objeto de contribuir para que los fabricantes puedan mejorar las prestaciones del rendimiento térmico de sus sistemas solares prefabricados en función de los ensayos.
- Propuestas de nuevos requerimientos de normalización de los equipos para asegurar sus prestaciones. En el capítulo 7 se describen una serie de propuestas de mejora de las normas de ensayos (EN 12976:2006, ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007), con el fin de aumentar los requisitos de

seguridad, fiabilidad, durabilidad y eficiencia de un sistema solar prefabricado.

Como requisito de seguridad, se propone la inclusión de ensayos de tarado de las válvulas de seguridad en la norma EN 12976:2006.

Como requisitos de fiabilidad y durabilidad, se proponen las siguientes mejoras en la norma EN 12976:2006; modificación del número de días necesarios, con radiaciones altas, del ensayo de protección contra sobretemperaturas, inclusión de ensayos de degradación de anticongelantes comerciales, inclusión del ensayo de durabilidad del acumulador de la norma EN 12897:2007, inclusión de ensayos a realizar a los dispositivos de mezcla e incluir criterios de calidad de materiales del circuito de consumo.

Como requisito de eficiencia, se proponen las siguientes mejoras: Selección más óptima de los días de ensayos de rendimiento diario de la norma ISO 9459-2:2008, modificación del periodo de funcionamiento del calentamiento auxiliar de la norma EN 12976:2006, modificación del cálculo de la energía parásita para sistemas de circulación forzada de la norma EN 12976:2006, modificación del ensayo de pérdidas térmicas nocturnas del acumulador según la norma ISO 9459-5:2007.

Por último, para reducir los costes de los ensayos de eficiencia, se proponen el uso de un dispositivo reductor de la radiación solar para obtener días con nubes en los ensayos de rendimiento diario de la norma ISO 9459-2:2008 y la modificación de las incertidumbres de los parámetros de entrada (temperatura ambiente, temperatura del agua de entrada, temperatura del agua de salida, caudal y radiación solar) de la norma ISO 9459-5:2007.

- Propuestas de nuevos diseños que permitan mejoras en los sistemas solares térmicos prefabricados contra riesgos de heladas y sobrecalentamientos. En el capítulo 8 se describe un mecanismo de protección contra heladas mediante el uso de tubos de peróxido de silicón hueco en el interior del captador solar. Por otro lado, se describe un mecanismo de protección contra sobrecalentamientos mediante el uso de vidrios electrocrómicos en el captador solar térmico.
- Finalmente, en los capítulos 9 y 10 se muestran las conclusiones de esta tesis doctoral y las líneas de trabajo futuro.

3. DESCRIPCIÓN SISTEMA SOLAR PREFABRICADO

La ciencia no es solo una disciplina de razón, sino también de romance y pasión.

Stephen Hawking

En esta sección se lleva a cabo un resumen de todas las instalaciones solares térmicas empleadas de baja, media y alta temperatura. Por otro lado, se definen y se detallan todos los componentes y tipos de sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria a los que se hará referencia en el desarrollo posterior de la tesis.

3.1. Introducción

Las instalaciones solares para producción de energía térmica pueden ser muy diferentes en función de la temperatura de uso a alcanzar, la configuración que pudieran tener o de la tecnología utilizada para la transformación de la radiación solar en energía térmica asociada a un fluido. En función de la temperatura de uso, los sistemas se diferencian en:

- **Sistemas de baja temperatura:** Destinados a aquellas aplicaciones que no exigen temperaturas del agua superiores a los 95 °C [4]. Como ejemplos tenemos:
 - Sistemas de agua caliente sanitaria (ACS) y apoyo a la calefacción de baja temperatura. Temperaturas de trabajo entre 40-45 °C. En la Figura 3-1 se muestran los sistemas prefabricados utilizados en esta aplicación.



(a)



(b)



Figura 3-1. Sistemas solares térmicos de ACS y apoyo a la calefacción. Sistema de circulación forzada (a).
Sistema de circulación por termosifón (b). Sistema termodinámico (c)

Para las aplicaciones de ACS y apoyo a la calefacción se utilizan captadores solar planos [5], captadores de tubos de vacío [6], captadores termodinámicos [7] y captadores híbrido térmico fotovoltaicos [8-9]. Todos ellos se muestran en la Figura 3-2.



(a)



(b)



aplicación



(d)

Figura 3-2. Captador plano (a). Captador de tubos de vacío (b). Captador termodinámico (c). Captador híbrido PVT (d)

- Calor de proceso para la industria. En esta aplicación se requieren temperaturas de trabajo aproximadamente entre 40-250 °C. Para las aplicaciones de baja temperatura, se utilizan captadores planos y captadores de tubos de vacío (Figura 3-2), los cuales se emplean para precalentar el agua a la entrada de calderas con otros combustibles. Es válido para muchos procesos industriales como generación de vapor, lavado, secado, destilación, esterilización, pasteurización, etc. Las industrias más adecuadas son la papelera, la alimentaria, la textil y la química.
- Calefacción de espacios y piscinas. Temperaturas de trabajo alrededor de 20-45 °C para espacios y 25°C para piscinas. Para esta aplicación se suelen utilizar los captadores planos sin cubiertas [10] Figura 3-3 (a), una gran variedad de captadores solares de aire [11-13] Figura 3-3 (b), además de los captadores solares planos con cubiertas anteriormente mencionados (Figura 3-2).



(a)



(b)

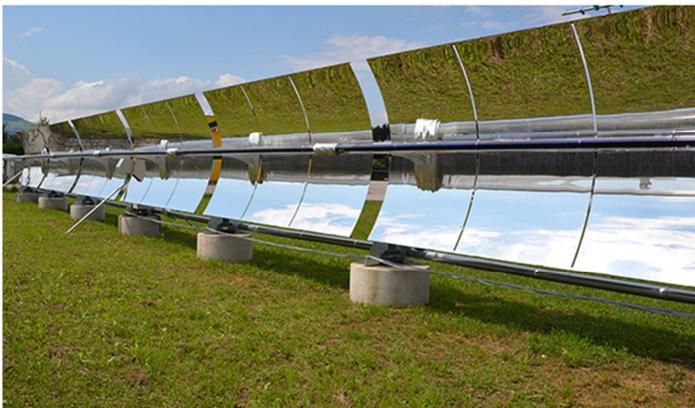
Figura 3-3. Captador solar plano sin cubierta (a). Captador solar de aire (b)

- Climatización. Temperaturas de trabajo superior a 90°C. Para esta aplicación se utilizan captadores planos y captadores de tubos de vacío (Figura 3-2).
- **Sistemas de media temperatura:** Destinados a aquellas aplicaciones cuyas temperaturas de trabajo están comprendidas entre los 80°C y los 250°C [14]. Como ejemplos de procesos utilizados de esta

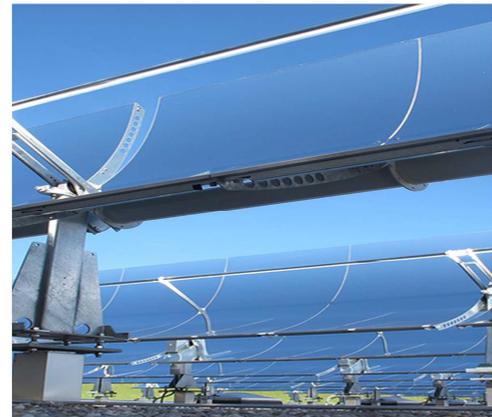
aplicación se encuentran la refrigeración mediante máquinas de absorción, procesos industriales, desalinización de agua de mar, etc. Los sistemas utilizados a media temperatura son los captadores planos con tecnología UHV (Ultra High Vacuum) [15] (Figura 3-4), captador de tubo de vacío (Figura 3-2), captadores cilindro parabólicos [16] (Figura 3-5) y captadores fresnel [17](Figura 3-6).



Figura 3-4. Captador solar plano con tecnología UHV, fabricado por SRB Energy



(a)



(b)

Figura 3-5. Captador SMT-8 fabricado por Mirrortec (a). Captador Poly Trough 1800 fabricado por NEP Solar (b)



Figura 3-6. Captador fresnel situado en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla

- **Sistemas de alta temperatura:** Destinados a aquellas aplicaciones que requieran temperaturas del agua superiores a los 250°C. En este caso, los sistemas se utilizan para la producción de electricidad a gran escala [18]. No obstante, también podrían utilizarse para satisfacer demandas de energía térmica en procesos industriales donde se requieran altos niveles térmicos como el minero. Los sistemas utilizados a alta temperatura son los captadores cilindro parabólicos (Figura 3-5), captadores fresnel (Figura 3-6), discos parabólicos [19-20] (Figura 3-7) y receptor central o de torre [21] (Figura 3-8).

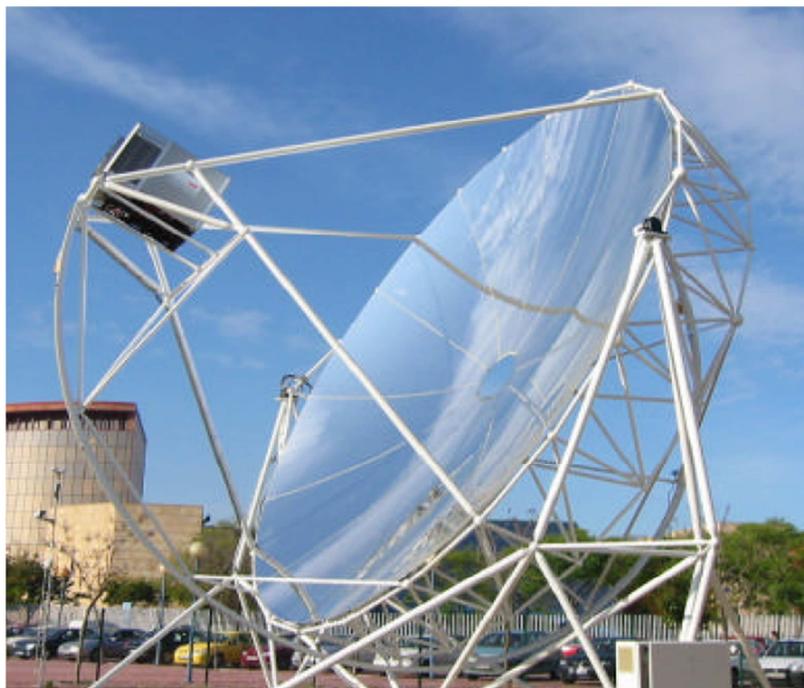


Figura 3-7. Disco parabólico Eurodish situado en Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla



Figura 3-8. Receptor Central

3.2. Sistemas solares prefabricados

El ámbito de esta tesis está centrado en los **sistemas solares prefabricados** de ACS, que de acuerdo a las normas EN 12976-1:2006 [22], EN 12976-2:2006 [23], EN 12977-1:2012 [24], EN 12977-2:2012 [25] y EN 12977-3:2012 [26] se definen como lotes de productos con una marca registrada, que son vendidos como equipos completos y listos para instalar, con configuraciones fijas. Las normas anteriormente descritas distinguen entre dos categorías de sistemas solares de calentamiento: los sistemas solares de calentamiento **prefabricados** y los sistemas solares de calentamiento **a medida**.

Sistemas solares de calentamiento prefabricados se consideran como un solo producto y se evalúan como un todo.

Sistemas solares de calentamiento a medida son sistemas construidos de forma única, o montados eligiéndolos de una lista de componentes. Los sistemas de esta categoría son considerados como un conjunto de componentes.

En la Tabla 3-1 aparece la división de los diferentes tipos de sistemas.

Tabla 3-1. División de sistemas solares de calentamiento prefabricados y a medida

Sistemas solares prefabricados	Sistemas solares a medida
Sistema con captador-depósito integrados para agua caliente sanitaria	Sistemas de circulación forzada para agua caliente y/o calefacción, montados usando componentes y configuraciones descritos en un archivo de documentación (principalmente sistemas pequeños)
Sistemas por termosifón para agua caliente sanitaria	
Sistemas de circulación forzada como lote de productos con configuración fija para agua caliente sanitaria	Sistemas únicos en el diseño y montaje, utilizados para calentamiento de agua y/o calefacción (principalmente sistemas grandes)

La norma ISO 9488:2001 [27] define los sistemas solares prefabricados que aparecen en la Tabla 3-1 del siguiente modo:

- **Sistema con captador y depósito integrado.** Instalación solar térmica en la cual el captador solar funciona también como un acumulador del calor. En la Figura 3-9 se muestra un sistema con captador y depósito integrado.

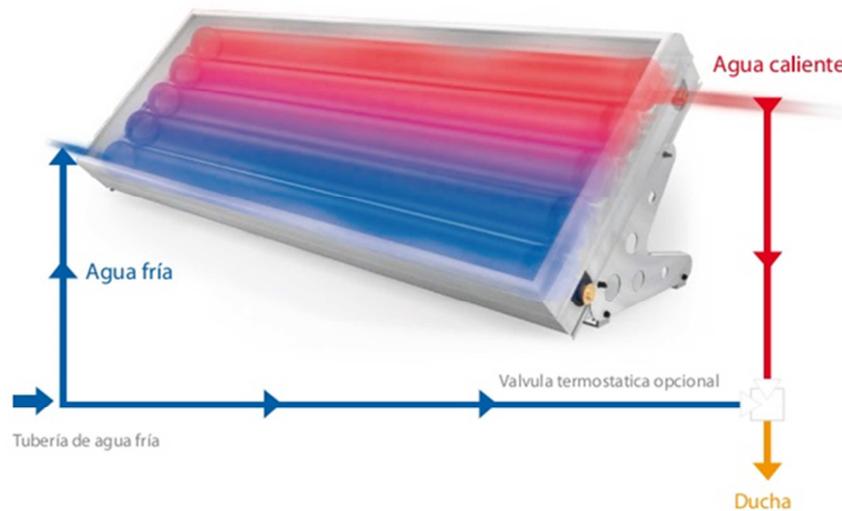


Figura 3-9. Sistema con captador y depósito integrado

- **Sistema de circulación por termosifón.** Instalación que utiliza únicamente los cambios de densidad del fluido portador, para conseguir su circulación entre el captador y el acumulador o entre el captador y el intercambiador de calor. En la Figura 3-10 se muestra un sistema de circulación por termosifón.

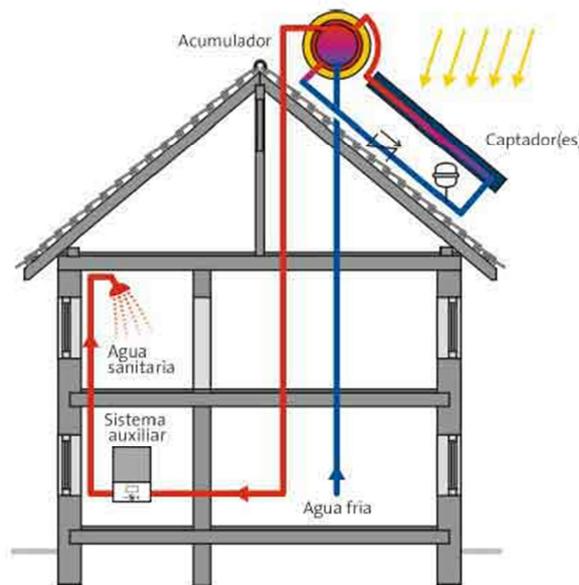


Figura 3-10. Sistema de circulación por termosifón

- **Sistema de circulación forzada.** Instalación que utiliza una bomba o un ventilador para hacer circular el fluido portador a través del captador o captadores. En la Figura 3-11 se muestra un sistema de circulación forzada.

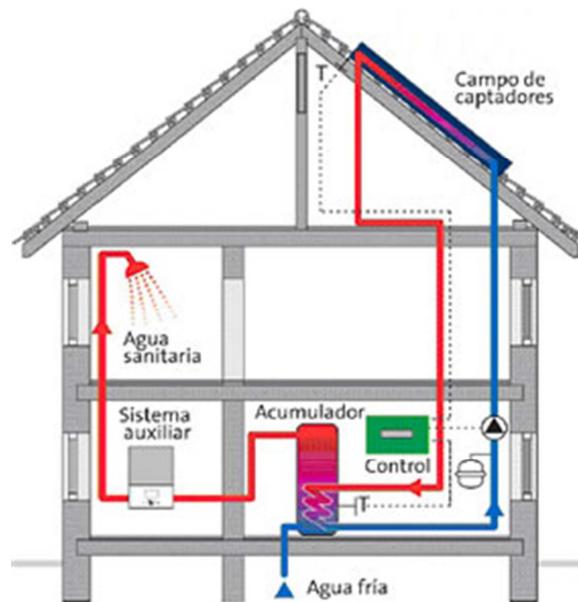


Figura 3-11. Sistema de circulación forzada

Según la configuración básica de los sistemas únicos en el diseño y montaje, utilizados para calentamiento de agua y/o calefacción (sistemas grandes), pueden ser:

- **Sistema de acumulación centralizada.** En esta configuración, existe un campo solar que calienta el fluido caloportador. Posteriormente, se transfiere la energía a un acumulador central mediante un sistema de intercambio. Desde este depósito central se distribuye a cada una de las viviendas mediante una red de distribución que se encuentra circulando permanentemente con el fin de lograr que la temperatura disponible a la entrada de cada vivienda sea la máxima posible. En cada una de las viviendas se dispone de un sistema de apoyo convencional. En la Figura 3-12 se muestra un sistema de acumulación centralizada.

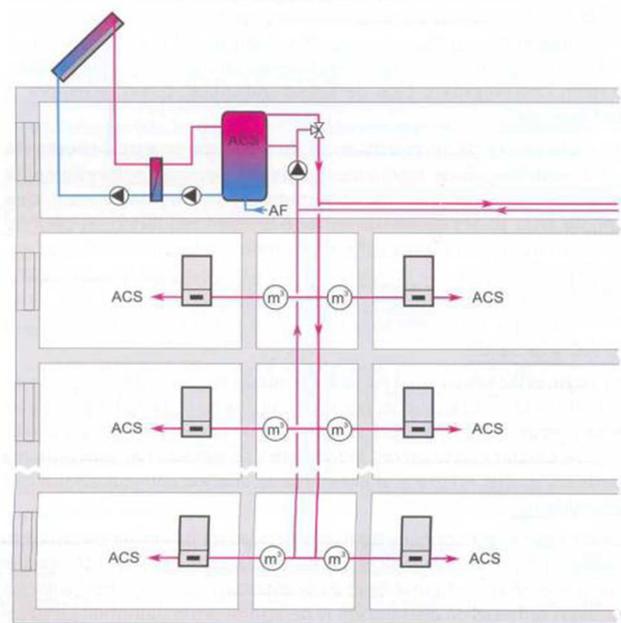


Figura 3-12. Sistema de acumulación centralizada

- **Sistema de acumulación distribuida.** En este caso se dispone de un acumulador individual en cada vivienda. Este tipo de configuración se elige cuando se presentan problemas de espacio para ubicar un acumulador central o cuando se entienda que el usuario final va a valorar favorablemente el tener un acumulador en su propia vivienda. El calor generado por el campo de captadores se transfiere mediante un intercambiador al circuito de distribución, por el cual llega hasta los interacumuladores

en cada vivienda. Este tipo de configuración resulta algo más cara que la descrita anteriormente, debido al uso de acumuladores individuales. Además, las pérdidas resultan más elevadas, aunque esta configuración ofrece una seguridad frente a la legionelosis y bastante facilidad de mantenimiento. En la Figura 3-13 se muestra un sistema de acumulación distribuida.

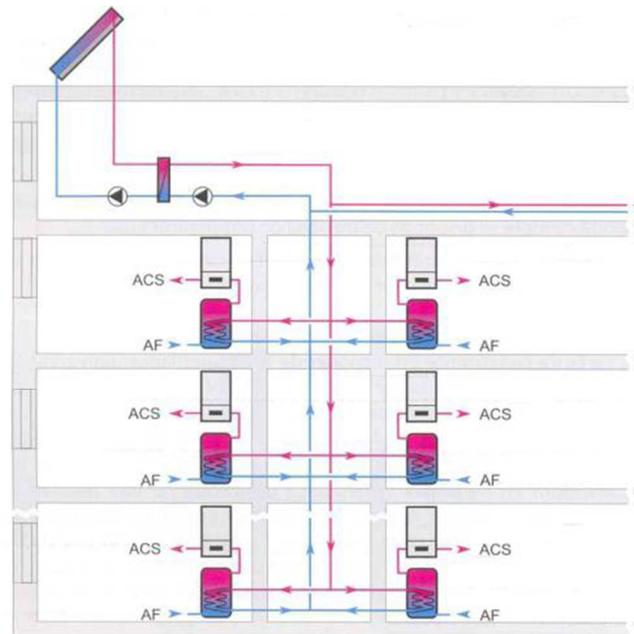


Figura 3-13. Sistema de acumulación distribuida

3.2.1. Componentes de un sistema solar prefabricado de agua caliente sanitaria

Un **sistema solar prefabricado** es un sistema de aprovechamiento de energía solar para producción de agua caliente. Básicamente consta de los siguientes elementos:

- Sistema de captación: Transforma la radiación solar incidente en energía interna del fluido que circula por su interior.
- Sistema de acumulación: Almacena la energía interna producida por la instalación.
- Sistema de intercambio: Realiza la transferencia de calor entre fluidos que circulan por circuitos diferentes.
- Circuito de transporte o de circulación: Formado por tuberías o elementos de impulsión y aislamiento térmicos adecuados, diseñados para transportar la energía producida.
- Sistemas de apoyo o auxiliar: Elemento de apoyo para la instalación solar para complementar el aporte solar en periodos de escasa radiación solar o de demanda superior a la prevista de manera que siempre se supla la demanda térmica del usuario.
- Sistema de control: Asegura el correcto funcionamiento del conjunto.
- Fluido de trabajo: Fluido que circula en el interior del circuito de captadores.

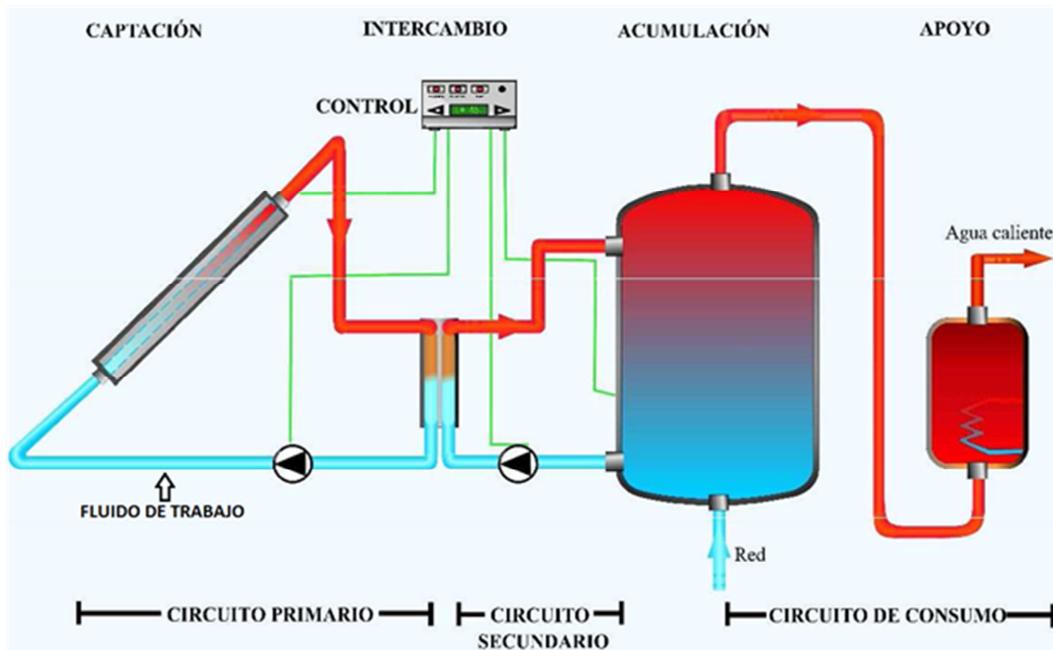


Figura 3-14. Componentes de un sistema solar prefabricado.

3.2.1.1. Sistema de captación

El **captador solar térmico** es el elemento más característico de las instalaciones solares. Es un dispositivo cuyo diseño trata de recibir la mayor cantidad de radiación solar para posteriormente transferirla a un fluido térmico que circula por su interior.



Figura 3-15. Captador solar térmico

Las características generales que debe reunir un captador solar térmico son:

- Resistente a las condiciones exteriores.
- Resistencia a temperaturas altas y bajas.
- Estable y duradero.
- Fácil de montar.
- Eficiente conversión de energía.

Como se comentó en apartado 3.1, hay muchos sistemas de captación. El ámbito de esta tesis está centrado en los captadores solares planos (flat-plate collector). En la Figura 3-16 se puede observar como las temperaturas

de trabajo de los captadores solares planos suele estar comprendida entre 30-100°C.

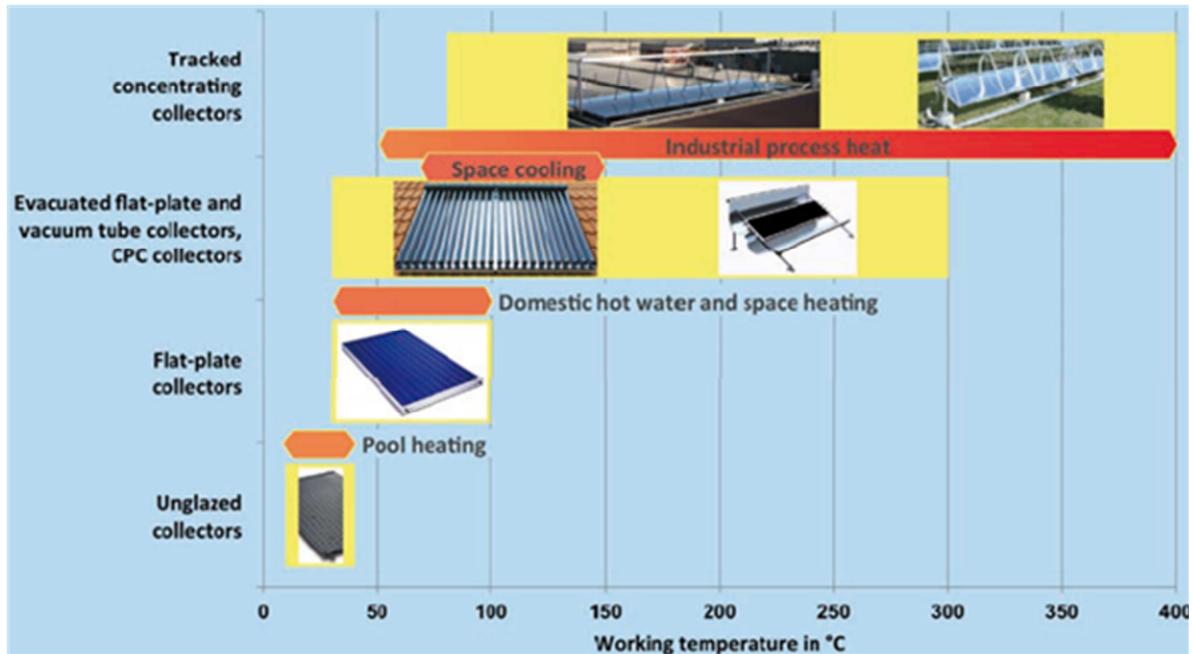


Figura 3-16. Temperaturas de trabajo de los diferentes tipos de los captadores solares térmicos. Fuente: NUDGE [28]

3.2.1.2. Sistema de acumulación

El almacenamiento de la energía térmica procedente de los captadores solares se realiza en forma de agua caliente en **depósitos de acumulación**. Su misión es independizar el suministro de calor del consumo, porque la máxima aportación energética solar no suele coincidir con su demanda, adecuando de esta manera la disponibilidad a la necesidad.



Figura 3-17. Sistema de acumulación

Los requisitos que se le exige a un acumulador son los siguientes:

- Alto poder específico del medio de acumulación.
- Pérdidas térmicas bajas.
- Buena estratificación de temperaturas.
- Larga vida útil.
- Bajos costes.

- Buenas propiedades higiénicas.
- Resistencia a la presión.

Los sistemas de acumulación pueden clasificarse atendiendo a la aplicación a la que se destinan, teniendo así:

- Acumuladores de inercia.
- Acumuladores de agua caliente sanitaria.
- Acumuladores combinados (inercia y ACS).

O dependiendo si llevan o no sistema de intercambio en su interior, diferenciándose entre acumuladores:

- Directos.
- Indirectos.

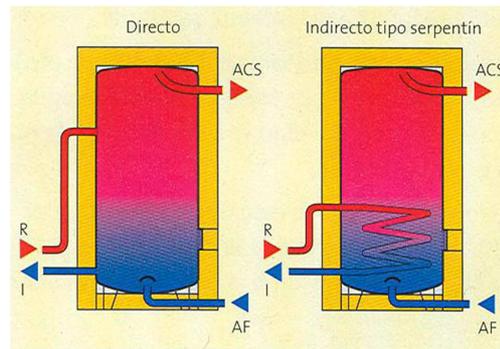


Figura 3-18. Tipos de acumuladores

3.2.1.3. Sistema de intercambio

El **intercambiador de calor** realiza la transferencia de calor entre fluidos a distintas temperaturas. El uso de este elemento permite que el calor sea transferido sin que exista mezcla de fluidos. En instalaciones de energía solar se suelen emplear:

- Incorporados en el acumulador (serpentín o doble envolvente)



(a)



(b)

Figura 3-19. Acumulador de serpentín (a). Acumulador doble envolvente (b)

- Independientes del acumulador (intercambiadores de placas)



Figura 3-20. Intercambiador de placas

3.2.1.4. Sistema de circulación: circuito hidráulico

El **circuito hidráulico** de una instalación solar está constituido por el conjunto de tuberías, bombas, válvulas y accesorios que se encargan de conectar los principales componentes de la instalación solar entre sí. El circuito primario de captación es el que transporta el fluido de trabajo desde los captadores solares hasta la transferencia al acumulador. Sus componentes son:

- Tuberías.
- Bombas de circulación.
- Vasos de expansión.
- Purgadores.
- Valvulerías.



Figura 3-21. Elementos del circuito hidráulico

3.2.1.5. Sistema de control

Existen diversos elementos para realizar estas funciones:

- Sensores. Consisten en sondas que detectan la temperatura del fluido.
- Centralita. El objetivo es optimizar el funcionamiento de la instalación. Maximiza la cantidad de

energía aportada generalmente en base a un control diferencial. El control parte de la información que le da el sensor y activará o desactivará un relé, contactor o cualquier otro dispositivo que haga funcionar una bomba, resistencia eléctrica, válvula, etc.

- Actuadores. Accionan dispositivos de potencia elevada (bombas, resistencias eléctricas y válvulas), o sirven de intermediarios entre el regulador electrónico y los dispositivos que éste controla. Los más usados son los relés y los contactores.



Figura 3-22. Elementos del sistema de control

3.2.1.6. Sistema de apoyo o auxiliar

Complementa el aporte solar suministrando la energía necesaria para cubrir la demanda prevista. Por tanto, asegura el abastecimiento de agua caliente sanitaria. Los sistemas de apoyo pueden ir situados en el interior o en el exterior del acumulador solar.

- Sistemas de apoyo situado en el interior del acumulador solar. Suelen ser resistencias eléctricas que se colocan en el interior del acumulador solar.

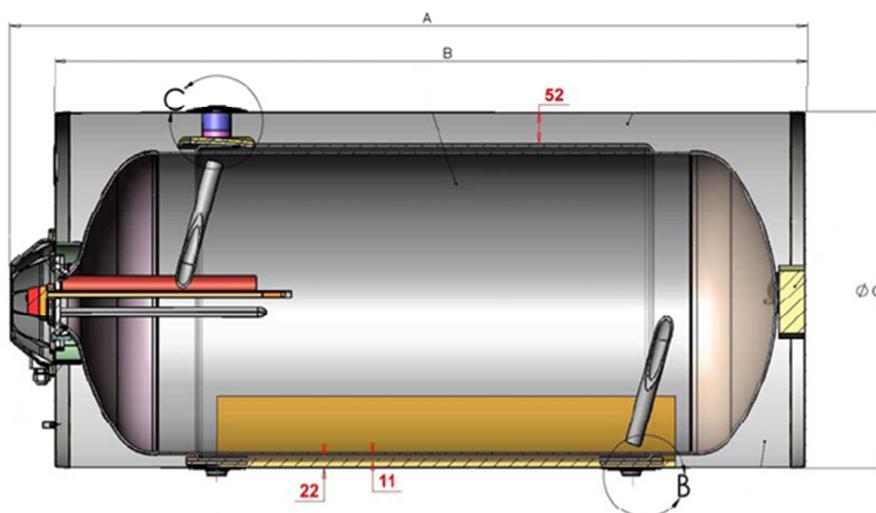


Figura 3-23. Resistencia eléctrica colocada en el interior del acumulador solar

- Sistemas de apoyo situado en el exterior del acumulador solar. En este caso se suelen emplear sistemas instantáneos o con acumulación, que puede calentar, mediante intercambio, el agua del interior del acumulador solar (acumulador de doble intercambio) o utilizarse como sistema de apoyo del agua de consumo del sistema solar prefabricado.

- Instantáneos



Figura 3-24. Sistema instantáneo

- Con acumulación



Figura 3-25. Sistema con acumulación

3.2.1.7. Fluido de trabajo

El **fluido de trabajo** del circuito de captadores suele ser una mezcla de agua y propilenglicol con el fin de proteger el sistema de captación de riesgos de heladas. También pueden utilizarse otros fluidos como etilenglicol, agua, etc.



Figura 3-26. Muestras comerciales de propilenglicol

Los requisitos que se le exige a un fluido de trabajo son los siguientes:

- Calor específico elevado.
- Temperatura de ebullición elevada.
- Temperatura de congelación baja.

- Viscosidad baja.
- Coeficiente de expansión bajo.
- Disponibilidad, toxicidad, coste, corrosión, deposiciones, etc.

Mezcla agua-anticongelante

Suelen ser mezcla de agua-glicol con el fin de disminuir la temperatura de congelación y aumentar levemente la temperatura de ebullición.

- Propilenglicol. Más utilizado y recomendable.
- Etilenglicol. Mejor pero tóxico.

Estas mezclas comparadas con el agua como fluido de trabajo, tienen:

- Menor capacidad térmica a presión constante que el agua. C_P aproximado de 2.5 KJ/ kg·K ($C_P > 3$ KJ/ kg·K a la menor temperatura).
- Más corrosivas que el agua. De ahí que estas mezclas requieran de aditivos.
- Mayor viscosidad que el agua. Por tanto producen mayores pérdidas de carga.

Por último, se ha de comentar que las mezclas de glicol y agua se degradan a altas temperaturas, por lo que requieren de una evaluación cada cierto periodo (2-3 años).

Agua

El agua como fluido de trabajo tiene las siguientes ventajas:

- Alta capacidad térmica a presión constante. $C_P = 4.183$ KJ/ kg· K.
- Baja viscosidad. $\mu = 1003$ kg/ m· s.
- No tóxico ni inflamable.
- Bajo coste y alta disponibilidad.

En cuanto a los inconvenientes:

- Baja temperatura de ebullición y alta temperatura de congelación.
- No debe contener sales, ya que puede producir deposiciones. El contenido de sales soluble tiene que ser inferior a 500 mg/l. El contenido de carbonato cálcico tiene que ser inferior a 200 mg/l; si están entre 100-200 mg/l no se debe sobrepasar los 60°C.
- Si tiene un pH neutro, en torno a 5-9 a 20°C, requiere la necesidad del uso de aditivos para que no se vuelva corrosiva.
- El contenido de dióxido de carbono libre tiene que ser inferior a 50 mg/l.

3.2.2. Tipos de sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria

Según la norma ISO 9459-2:2008 [29], los sistemas solares de agua caliente sanitaria se clasifican según siete atributos, cada uno de ellos dividido en 2 o 3 categorías. Las categorías de cada uno de los grupos se definen como se indica en la Tabla 3-2 .

Tabla 3-2. Clasificación de sistemas solares de agua caliente sanitaria

Atributo	Categoría		
	a	b	c
1	Solamente solar	Pre calentamiento solar	Solar más apoyo
2	Directo	Indirecto	
3	Abierto	Ventilado	Cerrado
4	Lleno	Con drenaje interior	Con drenaje exterior
5	Termosifón	Forzado	
6	Con circulación	Conectado en serie	
7	Depósito separado	Captador-depósito compacto	Captador-depósito integrado

Atributo 1:

- a) **Solamente solar** – Sistema diseñado para proporcionar agua caliente sanitaria por energía solar sin el uso de energía distinta de las exigidas para el transporte de fluidos y el control.
- b) **Pre calentamiento solar** – Equipo que no incorpora ningún sistema de calentamiento complementario y que está instalado para precalentar el agua fría antes de su entrada en cualquier otro tipo de calentador de agua del hogar.
- c) **Solar más apoyo** – Sistema solar que utiliza tanto fuentes de energía solar como auxiliar de forma integrada y es capaz de proporcionar un determinado servicio de agua caliente independientemente de la disponibilidad de energía solar.

Atributo 2:

- a) **Directo** – Sistema en el que el agua que se calienta en el captador es utilizada para consumo.
- b) **Indirecto** (intercambio de calor) – Sistema que tiene un fluido que se calienta en el captador el cual intercambia calor con otro que es que va a consumo.

Atributo 3:

- a) **Abierto** – Sistema en el que el fluido de transferencia de calor está en contacto con la atmósfera.
- b) **Ventilado** – Sistema en el que el contacto entre el fluido de transferencia de calor y el ambiente está restringido ya sea por una superficie libre de alimentación y vaso de expansión o solo una tubería de ventilación abierta.
- c) **Cerrado** (sellados o sin ventilación) – Sistema en el que el fluido de transferencia de calor está completamente sellado de la atmósfera.

Atributo 4:

- a) **Lleno** – Sistema en el que el captador se mantiene lleno con el fluido de transferencia de calor.
- b) **Con drenaje interior** – Sistema en el que, como parte del ciclo normal de trabajo, el fluido de transferencia de calor es drenado desde el captador a un acumulador para su posterior reutilización.

- c) **Con drenaje exterior** – Sistema el cual el fluido de transferencia de calor puede ser drenado desde el captador y salir como residuo.

Atributo 5:

- a) **Termosifón** – Sistema que utiliza sólo cambios en la densidad del fluido de transferencia de calor para lograr la circulación entre captador y acumulador.
- b) **Forzado** – Sistema el cual el fluido de transferencia de calor se ve obligado a circular a través del captador, ya sea por medios mecánicos o por presión generada de forma externa.

Atributo 6:

- a) **Con circulación** – Sistema el cual circula un fluido de transferencia de calor entre el captador y el acumulador o un intercambiador de calor durante los períodos de operación.
- b) **Conectado en serie** – Sistema el cual el agua pasa a ser calentada directamente desde un punto de suministro del captador al acumulador o un punto de uso.

Atributo 7:

- a) **Depósito separado** – Sistema el cual el acumulador está separado del captador y se encuentra a cierta distancia de él.
- b) **Captador depósito compacto** – Sistema el cual el acumulador colinda con el captador, y está montado en un soporte de apoyo común.
- c) **Captador-depósito integrado** – Sistema en el que las funciones de captación y almacenamiento de la energía solar son ejecutadas en el mismo dispositivo

Es objeto de la presente tesis doctoral los sistemas solares prefabricados con posibilidad de todos los atributos descritos.

4. MARCO NORMATIVO

¿La ciencia ha prometido la felicidad? No lo creo. Ha prometido la verdad y la cuestión es saber si con la verdad se conseguirá algún día la felicidad.

Emilé Zola

En esta sección se lleva a cabo una revisión de todas las normas europeas e internacionales de ensayos de sistemas solares prefabricados. Del mismo modo, se analizan los reglamentos y guías técnicas que se utilizan en España para el montaje de una instalación solar térmica de baja temperatura.

En cursiva se presenta un análisis crítico, con su respectiva mejora, del apartado correspondiente de la norma de ensayo.

4.1. Introducción

Los sistemas solares prefabricados que se comercializan en los países desarrollados deben cumplir ciertos requisitos de calidad. Por ello, estos sistemas deben ensayarse de acuerdo a la norma vigente del país de uso. En la Figura 4-1 se muestran los ensayos que se requieren a los sistemas solares prefabricados y captadores solares a nivel internacional, donde por un lado se indican los requisitos para la homologación europea y por otro para el resto de países con exigencias a este tipo de sistemas solares. En España para que un sistema solar prefabricado se comercialice, debe de pasar los ensayos de acuerdo a la norma europea EN 12976:2006 [22] [23], y el captador solar debe pasar ciertos ensayos de acuerdo a la norma ISO 9806:2013 [30]. Se ha de mencionar que los sistemas solares prefabricados y captadores solares pueden cumplir ciertos requisitos extras de calidad como son los certificados Solar Keymark, aunque estos no son obligatorios en el estado español.

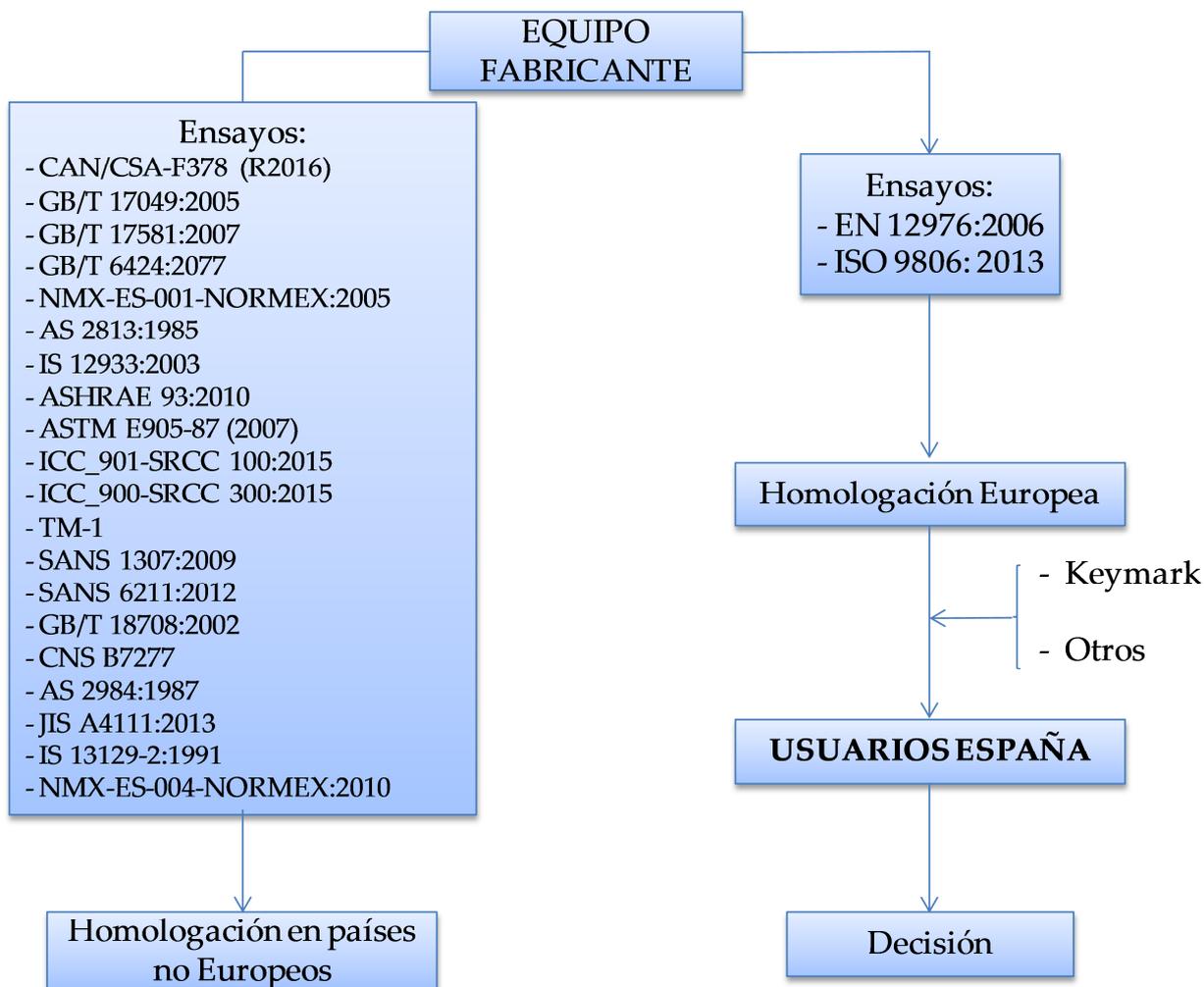


Figura 4-1. Esquema ensayos a sistemas solares prefabricados y captadores solares a nivel nacional e internacional

4.2. Normas de ensayos

En este apartado se describen las normas europeas e internacionales de ensayos que deben cumplir los sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria.

4.2.1. Normas europeas de ensayos

Como se comentó en el apartado 3.2, se distinguen entre dos categorías de sistemas solares de calentamiento: los sistemas solares de calentamiento **prefabricados** y los sistemas solares de calentamiento **a medida**. La clasificación de un sistema como prefabricado o a medida es elección del suministrador final, de acuerdo con las siguientes definiciones.

Los **Sistemas solares de calentamiento prefabricados** se consideran como un solo producto y se evalúan como un todo. Los requisitos para los sistemas solares de calentamiento prefabricados se encuentran recogidos en las normas EN 12976-1:2006 [22] y EN 12976-2:2006 [23]. Las normas para la caracterización y predicción del rendimiento anual de los sistemas solares (ISO 9459-2:2008 [29] e ISO 9459-5:2007 [31]) limitan los tamaños máximos y mínimos de los sistemas solares prefabricados. La norma ISO 9459-2:2008 se aplica a sistemas con capacidad de depósito solar de 600 litros o menor. La norma ISO 9459-5:2007 se aplica a sistemas con capacidad de depósito solar comprendido entre 50 y 1000 litros, y con área de apertura de captación comprendido entre 1 y 10 m².

Los **Sistemas solares de calentamiento a medida** 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 requisitos para los sistemas solares de calentamiento a medida se recogen en la norma EN 12977-1:2012 [24], los métodos de ensayo se especifican en las normas EN 12977-2:2012 [25], EN 12977-3:2012 [26], EN 12977-4:2012 [32] y EN 12977-5:2012 [33].

De acuerdo al Código Técnico de la Edificación (CTE) [34] y a la Orden Ministerial ITC/71/2007 [35], todos los sistemas solares térmicos que se quieran vender en el mercado español deben ser homologados por el Ministerio de Industria, por lo que tienen que pasar todas las pruebas de la norma europea EN 12976-2:2006 [23]. Dicha norma establece que los captadores solares térmicos deben pasar ciertos ensayos de norma ISO 9806:2013 [30].

4.2.1.1. EN 12976:2006

La norma EN 12976 se divide en dos partes. La norma **EN 12976-1:2006** [22] especifica los requisitos de durabilidad, fiabilidad y seguridad de los sistemas solares térmicos de calentamiento prefabricados. También incluyen los pasos para la evaluación de conformidad de estos requisitos.

La Norma **EN 12976-2:2006** [23] especifica los métodos de ensayo para validar los requisitos de los sistemas solares térmicos de calentamiento prefabricados especificados en la norma EN 12976-1:2006. La norma también incluye dos métodos de ensayos para la caracterización del rendimiento térmico mediante el ensayo del sistema completo.

En la Tabla 4-1 se muestra un resumen de los aspectos que se evalúan por la norma EN 12976:2006 en cuando a sus prestaciones de eficiencia, seguridad, fiabilidad y durabilidad, que debe cumplir los sistemas solares prefabricados.

Tabla 4-1. Prestaciones de eficiencia, seguridad, fiabilidad y durabilidad de los sistemas solares prefabricados de la norma EN 12976:2006

Prestaciones	Ensayo	Aspectos que se evalúan
Eficiencia	Caracterización del rendimiento térmico	Eficiencia del campo de captadores
		Pérdidas térmicas del acumulador
		Estratificación del acumulador
	Protección contra flujo invertido	Evitar pérdidas de calor en circuitos
Fiabilidad y durabilidad	Protección contra sobretemperaturas	Si el sistema está protegido contra daños de sobrecalentamientos
	Resistencia a la presión	Presión hidráulica de todos los componentes
	Materiales	Si cualquier parte del sistema es resistente a condiciones atmosféricas sobre el periodo de mantenimiento previsto
	Componentes y tuberías	Si los mismos son capaces de soportar las condiciones adversas que se puedan suceder

Prestaciones	Ensayo	Aspectos que se evalúan
Seguridad	Resistencia a heladas	Si existe algún mecanismo de protección contra heladas
	Contaminación de agua	Prevención de la contaminación de agua potable
	Equipos de seguridad	Si el sistema está previsto de alguna válvula de seguridad y si es capaz de soportar las condiciones de temperaturas expuestas

A continuación, se muestran los requisitos y ensayos de acuerdo a la norma EN 12976:2006.

- **Contaminación del agua.**

El sistema debe de estar conforme con la norma EN 1717:2000 [36]. Esta norma se ocupa de los medios a utilizar para prevenir la contaminación del agua potable, dentro de las premisas y los requisitos generales de los dispositivos de protección para evitar la contaminación por reflujo de agua.

A modo resumen se debe comprobar lo siguiente:

- Determinación de la categoría del fluido que podría estar en contacto con el agua potable. En primer lugar se determinará el número de circuitos hidráulicos o puntos existentes previstos a proteger o, a falta de ello, el punto de conexión del aparato a la red de agua potable. En segundo lugar se determina la categoría del fluido(s) que están o pueden estar en contacto con el agua potable. Se definen 5 categorías en función del grado de toxicidad.
- Determinación de la pared de separación (sencilla o doble). Dependiendo de la categoría de fluido utilizado se requerirá una pared simple o doble.
- Determinación de las características de la instalación (presión igual o superior a la atmosférica).
- Determinación de las aberturas al aire del desagüe.
- Comprobación del tipo de unidad de protección utilizado según el fluido utilizado.

El circuito hidráulico de una instalación o aparato conectado a una instalación puede tener varias unidades de protección. Cada unidad consta de un dispositivo de protección y de los accesorios necesarios para la protección del agua y su correcto funcionamiento, así como para inspección y mantenimiento (por ej. Válvula, filtro, etc.). El dispositivo de protección es un conjunto acabado y montado, dispuesto para ser instalado en un circuito hidráulico.

Requisitos funcionales de las unidades de protección contra reflujo. Ver apartado 5.7 de la norma EN-1717:2000. Las unidades de protección deben estar construidas de forma que impidan el reflujo por contrapresión y/o por contrasifonaje de un fluido contaminado dentro de una red de agua potable.

- **Ensayo de resistencia a heladas.**

Mediante este ensayo se intenta asegurar que las disposiciones para la protección contra heladas están funcionando correctamente. Hay muchos mecanismos de protección contra heladas. La norma EN 12976:2006 diferencia entre:

- Sistemas que usan fluido anticongelante.

Para estos sistemas, no hay que realizar ningún ensayo. Sin embargo, si no están disponibles suficientes datos sobre el punto de congelación del fluido anticongelante, el punto de congelación debe medirse y compararse contra la mínima temperatura dada por el fabricante.

En los apartados 7.5.3 y 7.5.4 de la presente tesis, se muestran los diferentes mecanismos de degradación del propilenglicol además de unos ensayos de degradación a diferentes muestras de anticongelantes comerciales. Por otro lado, en el apartado 5.2.1.2.6 se muestra la rotura del captador por no cambiar el anticongelante. Por lo expuesto anteriormente, en el apartado 7.5.5 se muestra una propuesta de ensayos de degradación a realizar a los anticongelantes comerciales.

- Sistemas de drenaje con recuperación.

- c) Sistemas de drenaje al exterior.
- d) Protección contra heladas y funciones de control combinadas.
- e) Otros sistemas.

En el apartado 7.5.1 se detallan en mayor profundidad cada uno de ellos.

- **Ensayo de protección contra sobretemperaturas.**

El propósito de este ensayo es determinar si el sistema solar de calentamiento de agua está protegido contra daños y el usuario está protegido de agua caliente recalentada suministrada por el sistema después de periodos sin extracciones y fallos en la corriente eléctrica. El sistema debe haber sido diseñado de tal forma que nunca se exceda la máxima temperatura permitida por todos los materiales. En el apartado 7.4.1 se detalla este procedimiento de ensayo.

Según el procedimiento del ensayo, el sistema alcanzará más o menos temperatura dependiendo de la estación del año que se realice el ensayo de sobretemperaturas. En el apartado 7.4 se propone una modificación del número de días necesarios, con radiaciones altas, para que sea válido el ensayo de protección contra sobretemperaturas.

Para sistemas en los que la temperatura de agua caliente en los puntos de consumo pueda exceder de 60°C, las instrucciones de montaje deben mencionar que debe instalarse, en la parte solar o en la parte de la instalación de agua caliente sanitaria, un dispositivo automático de mezcla u otro dispositivo que limite la temperatura de extracción a 60°C ± 5°C. Este dispositivo debe ser capaz de soportar la máxima temperatura posible de extracción del sistema solar de calentamiento.

En este apartado no indica nada referente al posible envejecimiento y calidad que debe poseer el dispositivo de mezcla. En el apartado 7.7.4 de la presente tesis se propone una modificación del apartado 4.1.4.2 de protección contra quemaduras de la norma EN 12976-1:2006.

- **Protección contra flujo invertido.**

El sistema debe disponer de dispositivos para prevenir aumentos en pérdidas de calor debido al flujo invertido en cualquier circuito. Se debe realizar una inspección visual para ver si existe alguna válvula de retención u otro tipo de protección.

- **Ensayo de resistencia a la presión.**

El propósito de este ensayo es evaluar la presión hidráulica tarada de todos los componentes e interconexiones del sistema solar de calentamiento de agua cuando está instalado de acuerdo a las instrucciones del fabricante.

El ensayo consiste en aplicar una presión hidráulica igual a 1.5 veces la presión de trabajo máxima especificada por el fabricante. Antes se debe cerrar las válvulas de seguridad. La duración del ensayo es de 15 minutos para materiales metálicos. Si se usan materiales no metálicos en algún circuito, este debe ensayarse a presión durante 1 hora y a la temperatura mayor medida durante el ensayo de protección contra sobretemperaturas + 10°C.

- **Seguridad eléctrica.**

Si el sistema posee algún dispositivo eléctrico, este debe ensayarse de acuerdo a la norma EN 60335-1:2012 [37].

Si el sistema tiene una resistencia eléctrica en el interior del acumulador, el mismo debe ensayarse de acuerdo a la norma EN 60335-2-21:2010 [38].

Si el sistema tiene una bomba como mecanismo para el movimiento del fluido, ésta debe ensayarse de acuerdo a la norma EN 60335-2-51:2012 [39].

- **Materiales.**

Cualquier parte del sistema que vaya a ser montada al exterior debe ser resistente a la radiación UV y a otras condiciones atmosféricas sobre el periodo de mantenimiento previsto. Cuando sea necesario un mantenimiento o recambio de partes del sistema para mantenerlo en funcionamiento por un período de tiempo mayor a 10 años, esto debe estar claramente especificado en los documentos para el usuario.

- **Componentes y tuberías.**

a) Captador.

El mismo debe haber pasado ciertos ensayos de acuerdo a la norma ISO 9806:2013 [30].

b) Estructura soporte.

El fabricante debe especificar las máximas cargas posibles para su estructura soporte.

c) Tuberías.

El diseño y los materiales del sistema deben ser tales que no exista posibilidad de deformación, formación de obturaciones o depósitos de cal en sus circuitos que influyan drásticamente en el rendimiento y seguridad del sistema.

Las bombas de circulación en el sistema deben cumplir con las normas EN 809:2010 [40] y EN 1151:2007 [41].

d) Intercambiadores de calor.

Si el sistema está pensado para usarse en zonas con aguas de alta dureza y para temperaturas por encima de los 60°C, los intercambiadores de calor en contacto con el agua de consumo deben diseñarse de tal forma que se prevenga la formación de depósitos o que haya un sistema de limpieza.

e) Sistema de control.

Cuando exista, el sensor de temperatura del captador debe soportar las condiciones de estancamiento que se especifican en la norma EN 12976-2:2006 [23] sin alterarse en más de 1K.

Cuando exista, el sensor de temperatura de la acumulación debe soportar 100°C sin alteraciones de más de 1K.

En el apartado 5.2.1.2.2 se muestran acumuladores abollados por no ser capaz de soportar ciclos constantes de expansión-compresión. En la norma EN 12976:2006 no aparece referencia alguna de que el acumulador solar tenga que pasar este tipo de ensayos. En el apartado 7.7.1 de la presente tesis se muestra una propuesta de mejora de la norma EN 12976:2006, mediante la inclusión de un ensayo de durabilidad, referente al ciclo de expansión-compresión, que debería cumplir un acumulador solar.

En el apartado 5.2.1 se muestran tuberías y aislamientos no aptos para ACS. La norma EN 12976:2006 no menciona información respecto a la calidad de las tuberías y componentes del circuito de consumo. En el 7.7.6 se propone la inclusión de criterios calidad que deben poseer las tuberías y componentes del circuito de consumo en una instalación solar térmica.

- **Equipos de seguridad**

a) Válvula de seguridad.

Cada sección del campo de captadores, que pueda ser aislada del resto, debe estar provista al menos de una válvula de seguridad. La válvula de seguridad debe resistir las condiciones de temperatura a las cual está expuesta, especialmente las mayores temperaturas que puedan ocurrir. La válvula de seguridad debe resistir el medio de transferencia de calor. Las válvulas de seguridad deben cumplir la norma EN 1489:2001 [42].

El apartado 5.2.2 muestra como uno de los fallos de mayor importancia que se produce en una instalación solar es el mal funcionamiento de las válvulas de seguridad del circuito de captadores. Ello conlleva a una pérdida de fluido caloportador por la misma, con lo que el sistema deja de funcionar de manera eficaz. En el apartado 7.6 se muestra una propuesta de ensayo de tarado de válvula de seguridad, a incluir en la norma EN 12976:2006.

b) Líneas de seguridad y líneas de expansión.

Si el sistema está equipado de una línea de seguridad, no debe ser posible cerrar esta línea. Las líneas de seguridad y expansión deben estar conectadas y colocadas de tal forma que se pueda evitar cualquier acumulación de suciedad, depósito o impurezas similares.

c) Líneas de purga.

Si el sistema está equipado con líneas de purga, estas líneas deben estar colocadas de forma que no se puedan

helar ni se pueda acumular agua dentro de estas líneas. Los orificios de las líneas de purga deben estar dispuestos de tal forma que el vapor o el medio de transferencia de calor que salga por las válvulas de seguridad no causen ningún riesgo para las personas, materiales o al medio ambiente.

- **Documentación.**

Con cada sistema solar prefabricado, el fabricante o distribuidor oficial debe suministrar documentos para el montaje e instalación (para el instalador) y documentos de operación (para el usuario). Estos documentos deben estar escritos en el idioma(s) oficial(es) del país de venta. Estos documentos deben incluir todas las instrucciones necesarias para el montaje y operación, incluyendo mantenimiento, y prestando especial atención a requisitos y reglas técnicas de interés.

En el manual del usuario se asume un tiempo de operación de la bomba de captadores de 2000 horas, para el cálculo del consumo de electricidad anual de las bombas, centralita de control y válvulas eléctrica del sistema para las mismas condiciones especificadas para el rendimiento térmico.

Por lo expuesto anteriormente, el tiempo de operación de la bomba tiene el mismo valor (2000 horas) independientemente del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia. Eso hace que el valor anual de la energía parásita (Q_{par}) sea también independiente del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia. En el apartado 7.7.3 se propone una nueva metodología de cálculo de energía parásita (Q_{par}), mediante un cálculo más eficaz del tiempo de operación de la(s) bomba(s), dependiente del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia. Esta nueva metodología incluye además el consumo de la unidad de control.

- **Etiquetado.**

Cada sistema debe llevar una cierta información grabada de forma duradera en una placa o etiqueta visible.

- **Protección contra rayos.**

El propósito de este ensayo es la verificación de la resistencia relativa de los sistemas solares prefabricados y la evaluación de la adecuada fabricación del sistema para asegurar las conexiones suficientes y su protección eléctrica en caso de conectarse con un sistema de protección con rayos (LPS) en el edificio.

El ensayo de protección eléctrica debería ser aplicado sólo a aquellas partes de los sistemas solares prefabricados que se encuentren normalmente expuestas a las condiciones exteriores/ambientales.

En este ensayo de protección contra rayos se mide la distancia de separación entre el captador y acumulador, existencia de cables de conexión, puente entre el depósito y el soporte, puentes entre el captador y soporte y espesores de recubrimientos.

- **Caracterización del rendimiento térmico.**

El rendimiento térmico del sistema debe caracterizarse mediante uno de los dos métodos ensayos de dos normas ISO, ISO 9459-2:2008 o método CSTG [29] e ISO 9459-5:2007 o método DST [31]. El método CSTG "Complete System Testing Group" hace uso de una relación de entradas y salidas, mientras que el método DST "Dynamic System Test" hace uso de un software dinámico para la identificación de parámetros.

Para la realización de cálculos, informes o comparaciones de los rendimientos del sistema, deben usarse las condiciones dadas en la tabla B.1 de la norma EN 12976-2:2006 [23], tanto para los ensayos como para las simulaciones por ordenador. Estas condiciones deberían aplicarse también al sistema durante cualquier ensayo de rendimiento, si no se especifica lo contrario. En la Tabla 4-2 se muestra un resumen de la condiciones de referencia para la presentación de rendimiento de la norma EN 12976:2006.

Tabla 4-2. Condiciones de referencia para presentación de rendimiento

Condición de referencia	Valor	Comentarios
SISTEMA		
Orientación del captador	Sur	
Ángulo de inclinación del captador	45°	Para el ensayo, $(45 \pm 5)^\circ$ si no está fijado para el sistema o especificado por el fabricante
Longitud total del circuito de captadores	20 m (10 m+ 10 m)	Si las tuberías no son suministradas con el sistema o especificadas por el fabricante
Temperatura ambiente de la acumulación	15°C	Para los sistemas que en los que la acumulación esté situada al exterior, deben usarse los datos climáticos
Para sistemas solar + auxiliar: estado del calentamiento auxiliar	Permanentemente activado	Esto es para la predicción de rendimiento
Temperatura de calentamiento auxiliar integrado	52.5°C (temperatura mínima de histéresis)	O una temperatura mayor, si así lo recomienda el fabricante
CLIMA		
Localidades de referencia	Estocolmo, Wurzburg, Davos, Atenas	En el informe, se puede elegir también otra localidad diferente a elegir
CARGA CALORÍFICA		
Perfil de carga diaria	Para todos los sistemas: 100% 6 h después del mediodía solar Para el ensayo, las cargas diarias deben ser la especificadas en el procedimiento	
Temperatura de suministro de agua fría	Véase capítulo B.3 de la norma EN 12976-2:2006	Para el ensayo, la temperatura deberá ser la especificada en el procedimiento de ensayo
Temperatura deseada	45°C	
Volumen de carga diaria	Los volúmenes de carga diarios deberán seleccionarse entre una de las siguientes series: 50 l/d, 80 l/d, 110 l/d, 140 l/d, 170 l/d, 200 l/d, 250 l/d, 300 l/d, 400 l/d, 600 l/d. El fabricante debe proporcionar una carga de diseño para el sistema. Se debe usar el valor más cercano de las series superiores, así como el menor y mayor más próximo. Se recomienda usar todos los valores de la serie menores y mayores, aquellos que caigan en el rango de 0.5 veces y 1.5 veces la carga de diseño	
Caudal de extracción	10 l/min	Si el caudal de diseño máximo de extracción es menor de 10 l/min, se debe de usar el caudal de diseño máximo de extracción

Según lo expuesto en la tabla anterior, el estado del calentamiento auxiliar debe estar permanentemente activado en el

cálculo de la predicción a largo plazo. Esto hace que aumente la energía aportada por la parte auxiliar (Q_{mix}) para un mismo valor del calor producido por el sistema de calentamiento (Q_L). En el apartado 7.7.2 de la presente tesis se muestra una modificación del periodo de funcionamiento expuesto en la tabla B.1 del Anexo B de la norma EN 12976-2:2006.

4.2.1.2. ISO 9459-2:2008 (CSTG) [29]

Este método también llamado método CSTG (Complete System Testing Group) es un procedimiento de “caja negra”, el cual produce una familia de “entradas-salidas” características para un sistema. Esta norma es aplicable a sistemas solo solares y sistemas solares de pre-calentamientos.

4.2.1.2.1. Metodología

La norma ISO 9459-2:2008 consta de tres diferente partes: Una parte para determinar el rendimiento diario del sistema, otra parte para la determinación del grado de mezcla en el acumulador durante la extracción, y una última parte para la determinación de las pérdidas térmicas de calor del acumulador.

Determinación del rendimiento diario del sistema

El ensayo de rendimiento diario del sistema consiste en acondicionar el sistema al menos 6 horas antes del mediodía solar, circulando agua en el acumulador hasta que la temperatura sea lo suficientemente uniforme. Entonces, el sistema opera normalmente durante 12 horas. Finalmente, seis horas después del mediodía solar, el agua del acumulador es drenada hasta que las temperaturas de entrada y salida se igualen, mientras que la temperatura del agua de entrada se mantiene uniforme. La velocidad del aire circulante en el plano de captación debe de ser de 3-5 m/s.

El mismo procedimiento de ensayo se repite hasta obtener una serie de días con unos rango suficientes de radiación solar diaria H y diferencias de temperatura ambientes y agua de entrada ($T_{a(day)} - T_{ent}$). Los resultados se deben obtener para al menos cuatro días diferentes con aproximadamente los mismos valores de ($T_{a(day)} - T_{ent}$) y valores de radiación distribuidos uniformemente de 8 MJ/m² a 25 MJ/m². Los resultados deben también obtenerse para al menos dos días adicionales con valores de ($T_{a(day)} - T_{ent}$) de al menos 9 K por encima o por debajo de ($T_{a(day)} - T_{ent}$) obtenidos para los cuatro primeros días. Los valores de ($T_{a(day)} - T_{ent}$) deben de estar entre - 5 K y +20 K para cada día de ensayo.

Se ha de mencionar que puede ser dificultoso alcanzar valores de radiación distribuidos uniformemente de 8 MJ/m² a 25 MJ/m² en periodos de tiempo con días sucesivos de radiaciones elevadas. Esto puede alargar el periodo de ensayo con su consecuente coste económico. En el apartado 7.1 se propone el uso de un dispositivo reductor de la radiación solar como método para obtener días nublados en la norma ISO 9459-2:2008.

Por otro lado, es conveniente añadir algo más a la frase “valores de radiación distribuidos uniformemente de 8 MJ/m² a 25 MJ/m²” mencionado anteriormente. Ya que, pueden utilizarse un gran número de días de radiaciones altas o bajas que hacen que se cometan errores relativos en los resultados. En el apartado 7.2 se propone una selección más óptima de los días de ensayo de la norma ISO 9459-2:2008. Con ello se pueden disminuir los errores relativos que se comenten en la energía diaria (Q) y en la energía anual (Q_L), suministrada por el sistema solar de calentamiento.

El modelo matemático para la producción energética del sistema solar Q depende de la radiación solar diaria H y de la diferencia entre la temperatura ambiente media $T_{a(day)}$ y la temperatura del agua de entrada T_{ent} como se define:

$$Q = a_1 H + a_2 (T_{a(day)} - T_{ent}) + a_3 \quad (4-1)$$

Los coeficientes a_1 , a_2 y a_3 se obtienen por regresión lineal múltiple usando el método de mínimos cuadrados.

Durante cada día de ensayo, el perfil de temperatura de extracción normalizado $f(V)$ es calculado para días con valores altos y bajos de radiación solar diaria.

Determinación del grado de mezcla en el acumulador durante la extracción

El ensayo consiste en acondicionar el sistema, circulando agua en el acumulador, a una temperatura superior a 60°C, a una velocidad de 5 veces el volumen del acumulador por hora, hasta que la temperatura en su interior sea lo suficientemente uniforme. Mientras, el captador es protegido del sol. El agua del acumulador se asume

que está suficientemente uniforme cuando las temperaturas de entrada y salida varían menos de 1K durante un periodo de 15 minutos.

A continuación, se extrae agua del acumulador a un caudal constante de 600 l/h, mientras que el agua de entrada se mantiene a una temperatura constante inferior a 30°C. Se extrae un volumen de agua igual a tres veces el volumen del acumulador y hasta que la diferencia entre la temperatura del agua de entrada y salida sea menor a 1K.

El objetivo de este procedimiento es determinar el perfil de temperatura de extracción normalizado de mezcla $g(V)$.

Determinación de las pérdidas de calor del acumulador

El ensayo consiste en acondicionar el sistema, circulando agua a una temperatura superior a 60°C del mismo modo que el ensayo de grado de mezcla. A continuación, se deja enfriar al acumulador por un periodo de tiempo entre 12 y 24 horas por la noche, con cielo claro y sin ninguna radiación solar incidente. Durante el periodo de enfriamiento, el aire circulante deber pasar libremente a través de la apertura del captador a una velocidad media de viento de entre 3 m/s y 5 m/s. Después del periodo de enfriamiento, se recircula agua en el acumulador hasta que se alcance una temperatura uniforme. El ensayo es llevado a cabo con el circuito de captadores desconectado, eliminando la posibilidad de flujo inverso durante la noche.

El objetivo principal de este ensayo es determinar el coeficiente de pérdidas de calor en el acumulador U_s .

En este ensayo no se especifica lo que es cielo claro. En el apartado 7.7.5 se propone una definición de cielo claro a incluir en esta sección de la norma ISO 9459-2:2008.

Predicción a largo plazo

Con los parámetros característicos de la energía total de salida (a_1 , a_2 y a_3), el perfil de temperatura de extracción normalizado $f(V)$, el perfil de temperatura de extracción normalizado para mezcla $g(V)$, el coeficiente de pérdidas de calor en el acumulador U_s , los datos meteorológicos y radiométricos diarios [radiación solar diaria H , temperatura media ambiente diaria $T_{a(\text{day})}$, temperatura media nocturna T_n] de las localidades de referencia y el volumen de carga diaria V_c , el rendimiento del sistema es calculado día a día para las diferentes localidades de referencia y volúmenes de carga.

La fracción solar (f_{sol}) es calculada de acuerdo a las condiciones de referencia de la tabla B.1 de la norma EN 12976:2006 y se define como la energía suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) menos la energía parásita consumida por bomba(s) y controlador(es) (Q_{par}) dividido por la energía total demandada Q_d .

$$f_{\text{sol}} = \frac{(Q_L - Q_{\text{par}})}{Q_d} \quad (4-2)$$

El consumo de electricidad anual de las bombas, sistemas de control y válvulas de seguridad del sistema (Q_{par}) se calcula, según el apartado 4.6.3 de la norma EN 12976-1:2006, asumiendo un tiempo de operación de la bomba de captadores de 2000 horas.

En la Tabla 4-3 se presenta un resumen de los datos radiométricos y meteorológicos medios de las localidades de referencias.

Tabla 4-3. Datos radiométricos y meteorológicos de cada localidad de referencia

Localidad	H media 45° (MJ/m ²)	T _{amb} media diaria (°C)	T _{ent} media (°C)
Atenas	16.95	20.99	17.8
Davos	16.61	6.01	5.4
Wurzburg	12.13	12.16	10.0
Estocolmo	10.98	9.19	8.5

Dónde:

- H media 45°, es la radiación media anual en orientación sur y con una inclinación de 45°.
- T_{amb} media diaria, es la temperatura media anual obtenida en periodos solares.
- T_{ent} media, es la temperatura media anual del agua de entrada.

4.2.1.3. ISO 9459-5:2007 (DST) [31]

Este método también llamado método DST (Dynamic System Testing) presenta un procedimiento de ensayos dinámicos de sistemas completos para determinar los parámetros del sistema mediante el uso de un software "Dynamic System testing Program" [43]. Esta norma es aplicable a todo tipos de sistemas, sistema únicamente solar de precalentamiento y sistemas solar + auxiliar.

4.2.1.3.1. Metodología

El ensayo de eficiencia del método DST consiste en diferentes secuencias de ensayos con diferentes comportamientos del sistema: S-Sol para caracterizar el rendimiento del campo de captadores a alta y baja eficiencia, S-Store para caracterizar las pérdidas térmicas del acumulador y el rendimiento del campo de captadores a baja eficiencia y S-Aux para determinar las pérdidas de calor y la fracción de volumen de la parte de calentamiento auxiliar del acumulador. Como el método CSTG, todos los parámetros significativos (radiación solar, temperatura del agua de entrada y salida, temperatura ambiente, caudal, velocidad de viento) son registrados.

Secuencia S-Sol

Los objetivos de estas secuencias es caracterizar el rendimiento del campo de captadores a alta y baja eficiencia. El ensayo consiste en acondicionar el sistema y permitir operar normalmente al sistema solar durante varios días consecutivos. Finalmente, se acondiciona de nuevo el acumulador hasta alcanzar una temperatura uniforme. Estas secuencias son llamadas Test A y Test B. Durante estas secuencias, una serie de 5 o 7 extracciones son realizadas con diferentes duraciones de tiempo de acuerdo a las características del sistema y diferente periodo de tiempo del día. El Test A deja trabajar al sistema en alta eficiencia bastantes extracciones para no permitir al campo de captadores calentarse demasiado. El Test B deja trabajar al sistema en baja eficiencia permitiendo al acumulador calentarse tanto como sea posible.

En estas secuencias, debe haber un mínimo de días válidos con una suficiente radiación solar diaria y una temperatura mínima de salida alta para el Test B.

Secuencia S-Store

El objetivo principal de esta secuencia es caracterizar el parámetro de pérdidas térmicas del acumulador. Consiste en una secuencia de Test B de al menos dos días de duración y periodo de enfriamiento de entre 36 y 48 horas.

Secuencia S-Aux

El objetivo principal de esta secuencia es caracterizar la fracción de volumen de la parte de calentamiento auxiliar del acumulador. Este ensayo no se realiza a sistemas solo solares.

Identificación de parámetros del sistema y la predicción del rendimiento a largo plazo

La parametrización de los parámetros característicos del sistema se realiza usando los datos de medida registrados durante las secuencias de ensayos. Se usa un software comercial validado llamado Insitu (versión 2.7) [43]. En la Figura 4-2 se representa el diagrama de flujo del programa anteriormente citado. A través de los parámetros de entrada medidos durante los ensayos [T_{amb} (temperatura ambiente), G (irradiancia solar), T_{ent} (temperatura del agua de entrada), T_{sal} (temperatura del agua de salida) y \dot{V}_s (caudal del agua de entrada)] se pueden obtener los parámetros de la ecuación característica [A_c^* (área efectiva del captador), uc^* (coeficiente de pérdidas efectivo de circuito de captadores), U_s (coeficiente de pérdidas térmicas en el acumulador), C_s (capacidad calorífica del acumulador), D_L (constante de mezcla), Sc (estratificación del acumulador)]. El mismo software se utiliza para calcular el rendimiento anual del sistema [Q_d (demanda de calor), Q_L (energía suministrada por la parte solar), Q_{aux} (energía suministrada

por la parte auxiliar), f_{SOL} (fracción solar)], en las diferentes localidades de referencia y volúmenes de carga usando los datos meteorológicos horarios [H (radiación solar), T_{amb} (temperatura ambiente)] y de acuerdo a las condiciones de referencia de la tabla B.1 de la norma EN 12976-2:2006.

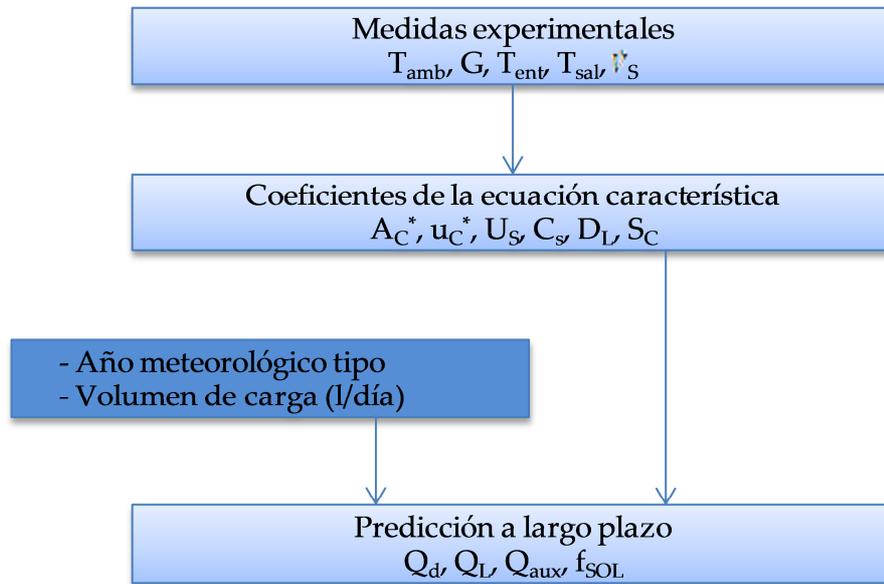


Figura 4-2. Diagrama de flujo del programa Insitu

La Tabla 4-4 muestra las incertidumbres de medida de los parámetros de entrada medidos durante los ensayos (temperatura ambiente, temperatura de entrada, temperatura de salida, caudal y radiación solar).

Tabla 4-4. Incertidumbres de medida norma ISO 9459-5:2007

Parámetro	Incertidumbre de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007
Temperatura ambiente	$\pm 0.5^{\circ}\text{C}$
Temperatura de entrada	$\pm 0.1^{\circ}\text{C}$
Temperatura de salida	$\pm 0.1^{\circ}\text{C}$
Caudal	$\pm 1.0\%$
Radiación solar	$\pm 1.0\%$

En el apartado 7.3 se propone el uso de otras incertidumbres de medida diferentes a las expuestas en la Tabla 4-4. Se demuestra que no se pierde gran incertidumbre en los resultados obtenidos en la predicción a largo plazo, con estas nuevas incertidumbres de medida. De este modo, se puede reducir los costes en calibraciones y de ahí el coste de los ensayos.

4.2.1.4. ISO 9806:2013 [30]

Esta norma internacional especifica los métodos de ensayo para evaluar la durabilidad, fiabilidad y seguridad de captadores de calentamiento de fluido.

Esta norma incluye también métodos de ensayos para la caracterización del rendimiento térmico de captadores de calentamiento de fluido, concretamente rendimiento térmico en estado estacionario y cuasi-dinámico de captadores de calentamiento de líquido con cubierta y sin cubierta, y rendimiento térmico en estado estacionario de captadores solares de calentamiento de aire con cubierta y sin cubierta (abiertos al ambiente además de en circuito cerrado).

Esta norma es aplicable también a captadores híbridos que generan calor y potencia eléctrica. Sin embargo no incluye seguridad eléctrica u otras propiedades específicas relacionadas con la generación de potencia eléctrica.

Esta norma es aplicable también a captadores que utilicen fuentes de potencia externas para funcionamiento normal y/o propósitos de seguridad.

Los ensayos de esta norma son:

- Presión interna para canales de fluidos.
- Fuga.
- Rotura.
- Resistencia a la alta temperatura.
- Exposición.
- Choque térmico externo.
- Choque térmico interno.
- Penetración de lluvias.
- Resistencia a heladas.
- Cargas mecánicas con presión positiva o negativa.
- Resistencia al impacto.
- Ensayo de rendimiento térmico.
- Ensayo de caída de presión.

4.2.2. Normas internacionales de ensayos

En la Tabla 4-5 se muestran normas internacionales de ensayos, tanto de captadores como de sistemas prefabricados, que se aplican en otros países fuera de la Unión Europea.

Tabla 4-5. Normas internacionales de ensayos captadores y sistemas

País	Norma	Descripción
Brasil	ABNT/NBR10184/1988EN 12975ANSI/ASHRAE 93- 2003ANSI / ASHRAE 96-1980 RA1989ASTM E 823- 81FSECGP-5-80 Jan 1985	Captadores solares planos térmicos con líquidos
Canadá	CAN/CSA-F378 (R2016)	Captadores solares térmicos
China	GB/T 17049:2005	Captadores térmicos de tubos de vacío
China	GB/T 17581:2007	Captadores térmicos de tubos de vacío
China	GB/T 6424:2007	Captadores solares térmicos planos
China	GB/T 4271:2007	Captadores solares térmicos planos
México	NMX-ES-001-NORMEX:2005	Captadores solares térmicos
Australia	AS 2813:1985	Captadores solares térmicos
India	IS 12933:2003	Captadores solares térmicos planos
USA	ASHRAE 93:2010	Captadores solares térmicos

País	Norma	Descripción
USA	ASTM E905-87 (2007)	Captadores solares de concentración con seguimiento
USA	ICC_901-SRCC 100:2015	Captadores solares térmicos
USA	ICC_900-SRCC 300:2015	Sistemas solares prefabricados
USA	TM-1	Sistemas solares prefabricados*
Sudáfrica	SANS 1307:2009	Sistemas solares prefabricados
Sudáfrica	SANS 6211:2012	Sistemas solares prefabricados*
China	GB/T 18708:2002	Sistemas solares prefabricados*
China	CNS B7277	Sistemas solares prefabricados*
Australia y Nueva Zelanda	AS 2984:1987	Sistemas solares prefabricados*
Japón	JIS A4111:2013	Sistemas solares prefabricados*
India	IS 13129-2:1991	Sistemas solares prefabricados*
México	NMX-ES-004-NORMEX:2010	Sistemas solares prefabricados*

*Ensayo de rendimiento

Todos los ensayos que aparecen en las normas ICC_900-SRCC 300:2015 [44] y SANS 1307:2009 [45] son muy parecidos a los ensayos de la norma europea EN 12976-1 y 2 de 2006. Ambas normas siguen unos requisitos de durabilidad, fiabilidad y eficiencia que deben tener los sistemas solares prefabricados.

Los ensayos de rendimiento de las normas SANS 6211:2012 [46], GB/T 18708:2002 [47], CNS B7277 [48], AS 2984:1987 [49], JIS A4111:2013 [50], IS 13129-2:1991 [51] y NMX-ES-004-NORMEX-2010 [52], son iguales o muy similares a los especificados en la norma ISO 9459-2:2008 [29]. En casi todas ellas se realizan ensayos de rendimiento diario, ensayos de estratificación y ensayos de pérdidas nocturnas del acumulador. Quizás la principal diferencia radica en la forma en la que se presentan los resultados. El ensayo de rendimiento de la norma americana TM-1 [53] es el que menos parecido tiene con las normas ISO 9459-2:2008 [29] e ISO 9459-5:2007 [31], ya que casi todos los ensayos se realizan a los componentes del sistema por separado y mediante el programa de simulación TRNSYS [54] se calcula la predicción a largo plazo del sistema.

El ensayo de la norma **TM-1** consta de los siguientes apartados:

- Clasificación e identificación del sistema y componentes.
- Ensayo de capacidad y estratificación del acumulador.
- Ensayo de pérdidas del acumulador en interior a una temperatura ambiente constante.
- Ensayos de rendimiento diario del sistema tanto a días claros como nublados.
- Ensayo de pérdidas nocturnas del acumulador en exterior.
- Ensayos de calificación, caída de presión y rendimiento en intercambiadores de calor.
- Ensayos de componentes solares fotovoltaicos.
- Ensayos para calcular el mapa de rendimiento de bombas.

Con todos esos ensayos y los que aporta el ensayo de rendimiento del captador según la norma ICC_901-SRCC 100:2015 [55], se calcula la predicción a largo plazo.

4.3. Normas generales de usuarios / instalaciones

En España hay una serie de reglamentos y guías técnicas que sirven al instalador para llevar a cabo un

adecuado montaje de las instalaciones solares térmicas de agua caliente sanitaria (ACS). Los reglamentos y guías técnicas se resumen en:

- Código Técnico de la Edificación (CTE-DB HE:2013).
- Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE:2013).

Otras guías que sirven de ayuda técnica desarrolladas en España se pueden agrupar en:

- Documento Técnico de Instalaciones en la Edificación (DTIE).
- Guía ASIT de solar térmica.
- Ordenanzas locales de la Energía.

En esta sección se va a realizar un resumen del CTE y del RITE por ser los documentos más significativos que ayudan al montaje de un sistema solar térmico.

4.3.1. CTE-DB HE4:2013 [34]

La sección HE 4 del Código Técnico de la Edificación (CTE) del año 2013, llamada Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, es aplicable a edificios en nueva construcción y rehabilitación de edificios existentes de cualquier uso en los que exista una demanda de agua caliente sanitaria y/o climatización superior a 50 l/día a 60°C. Esta norma marca una exigencia de contribución térmica solar mínima de acuerdo a ciertos requisitos técnicos y de integración arquitectónica. Los requisitos técnicos exigibles actualmente se pueden resumir en los siguientes apartados:

- Protección contra sobrecalentamientos. Se debe adoptar cualquiera de las siguientes medidas para proteger a los sistemas contra sobrecalentamientos.
 - Dotar a la instalación de disipadores de calor o circulación nocturna del circuito secundario.
 - Tapado parcial del campo de captadores.
 - Vaciado parcial del circuito de captadores.
 - Desvío de los excedentes energéticos a otras aplicaciones existentes.

Si existe la posibilidad de evaporación del fluido de transferencia de calor bajo condiciones de estancamiento, el dimensionado del vaso de expansión debe ser capaz de albergar el volumen del medio de transferencia de calor de todo el grupo de captadores completo incluyendo todas las tuberías de conexión de captadores más un 10%.

Las instalaciones deben incorporar un sistema de llenado manual o automático que permita llenar el circuito y mantenerlo presurizado.

- Las pérdidas por orientación, inclinación y sombras debe ser inferior a un valor marcado por el mismo CTE.
- Sistemas de acumulación solar y conexión de sistema de generación auxiliar.

El área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la condición: $50 < V/A < 180 \text{ l/m}^2$.

No se permite la conexión de un sistema de generación auxiliar en el acumulador solar. Para los equipos de instalaciones solares que vengan preparados de fábrica para albergar un sistema auxiliar eléctrico, se deberá anular esta posibilidad de forma permanente, mediante sellado irreversible u otro medio.

- Mantenimiento. A las instalaciones solares térmicas se le debe realizar un plan de vigilancia y de mantenimiento preventivo con una periodicidad mínima establecida.

4.3.2. RITE:2013 [56]

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) tiene por objeto establecer las exigencias de eficiencia energética y seguridad que deben cumplir las instalaciones térmicas en los edificios destinadas a atender la demanda de bienestar e higiene de las personas, durante su diseño y dimensionado, ejecución, mantenimiento y uso, así como determinar los procedimientos que permitan acreditar su cumplimiento.

El RITE se aplica a las instalaciones térmicas en los edificios de nueva construcción y a las instalaciones térmicas que se reformen en los edificios existentes, exclusivamente en lo que a la parte reformada se refiere, así como en lo relativo al mantenimiento, uso e inspección de todas las instalaciones térmicas, con las limitaciones que en el mismo se determinan.

El RITE se ordena en dos partes:

1. Parte I, Disposiciones generales, que contiene las condiciones generales de aplicación del RITE y las exigencias de bienestar e higiene, eficiencia energética y seguridad que deben cumplir las instalaciones térmicas.
2. Parte II, constituida por las Instrucciones técnicas, que contiene la caracterización de las exigencias técnicas y su cuantificación, con arreglo al desarrollo actual de la técnica. La cuantificación de las exigencias se realiza mediante el establecimiento de niveles o valores límite, así como procedimientos expresados en forma de métodos de verificación o soluciones sancionadas por la práctica cuya utilización permite acreditar su cumplimiento.

5. COMPORTAMIENTO DE LOS SISTEMAS SOLARES PREFABRICADOS

Puede quien cree que puede, y no puede el que cree que no puede. Esta es una ley inexorable.

Pablo Picasso

El objeto de este apartado es analizar el comportamiento de los equipos solares prefabricados de acuerdo a las normas exigibles así como en la operación de los mismos en condiciones reales.

Para ello, en el apartado 5.1, se presentan los parámetros constructivos de los equipos, los parámetros y resultados experimentales de acuerdo a las normas EN 12976:2006, ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007, de 100 sistemas solares prefabricados, a partir de los cuales se obtendrá una visión real y experimental de la aplicación y de los resultados de los ensayos. De forma complementaria, estos ensayos permiten una caracterización detallada del mercado de estos equipos en los últimos años. En el apartado 6 se analizarán con detalle los resultados obtenidos de los ensayos de caracterización del rendimiento térmico de las normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007.

Por otro lado, se presenta una evaluación, realizada de acuerdo a instaladores y técnicos competentes, del comportamiento real de estos sistemas una vez instalados y operados por los usuarios. Para ello, en el apartado 5.2 se presentan los fallos más frecuentes en instalaciones solares térmicas prefabricadas con el análisis de una encuesta realizada a instaladores y técnicos sobre la frecuencia e importancia de estos fallos.

5.1. Ensayos y resultados de los sistemas ensayados de acuerdo a la norma EN 12976:2006

En este apartado se detallan los resultados, tras la realización de 307 ensayos físicos y 428 ensayos de análisis documentales, obtenidos a 100 sistemas prefabricados ensayados de acuerdo a la norma EN 12976:2006.

- 67 de estos sistemas han sido ensayados de acuerdo a las normas de rendimiento ISO 9459-5:2008 ó ISO 9459-5:2007. Los 67 equipos se clasifican en: 55 sistemas termosifónicos, 11 sistemas de circulación forzada y 1 sistema captador-acumulador integrado.
- 60 sistemas han sido ensayado de acuerdo al ensayo de protección contra sobretemperaturas de la norma EN 12976:2006. Los 60 equipos se clasifican en: 52 sistemas termosifónicos, 7 sistemas de circulación forzada y 1 sistema captador-acumulador integrado.
- 60 sistemas han sido ensayado de acuerdo al resto de ensayos de la norma EN 12976-2006. Estos 60 equipos se clasifican en: 52 sistemas termosifónicos, 7 sistemas de circulación forzada y 1 sistema captador-acumulador integrado. Todos ellos han sido sometidos a los siguientes ensayos:
 - Contaminación del agua.
 - Protección contra heladas.
 - Protección contra flujo invertido.
 - Resistencia a la presión.
 - Seguridad eléctrica.

- Materiales.
- Componentes y tuberías.
- Equipo de seguridad.
- Documentación.
- Etiquetado.
- Protección contra rayos.

A continuación se detallan los resultados obtenidos:

5.1.1. Contaminación del agua

Los 60 sistemas prefabricados ensayados han pasado satisfactoriamente el ensayo de contaminación del agua. Todos los sistemas ensayados eran:

- Sistemas indirectos, por tanto llevaban un intercambiador dentro del acumulador.
- Llevaban una mezcla de agua y propilenglicol en el circuito primario, dicha mezcla es de categoría 3.
- Tenían una pared simple en el intercambiador. Al ser de categoría 3, el fluido puede estar separado del agua por una pared simple.
- Todos los sistemas llevaban una válvula antirretorno en el circuito de consumo. Se trata de una válvula de retención anticontaminación no controlable.

5.1.2. Protección contra heladas

Todos los sistemas prefabricados llevaban una mezcla de agua y propilenglicol como mecanismo de protección contra heladas. Todos los fabricantes aportaron las especificaciones de los anticongelantes comerciales. Mediante un refractómetro se comprobó la proporción de anticongelante de la mezcla ensayada.

Además, los sistemas de circulación forzada llevaban otro sistema de protección contra heladas. Dicho sistema consiste en el accionamiento de la bomba, mediante una centralita diferencial, cuando el sensor del captador alcanza una temperatura de posible congelación. Mediante un ensayo se pudo comprobar, con la ayuda de un software de contadores eléctricos, como actuaba la bomba al bajar la temperatura de consigna del sensor situado en el captador solar.

5.1.3. Protección contra sobretemperaturas

Los 60 sistemas superan con éxito el ensayo de sobre temperatura. Un análisis de los resultados obtenidos tras el ensayo de protección contra sobretemperaturas se muestra en el apartado 7.4.2.

5.1.4. Protección contra flujo invertido

Los 60 sistemas aportan una válvula de retención o anti-retorno en el circuito secundario. Todos los sistemas forzados o termosifónicos de perfil bajo llevaban también dicho dispositivo en el circuito de captadores. De todos los sistemas ensayados, a uno de ellos se le tuvo que repetir el ensayo de rendimiento debido a las pérdidas térmicas nocturnas que se producían en el circuito primario. Estas pérdidas eran debidas al mal posicionamiento de la válvula anti-retorno del circuito primario. Se trataba de un sistema termosifónico de perfil bajo que llevaba colocada la válvula de anti-retorno en posición horizontal en lugar de vertical.

5.1.5. Resistencia a la presión

Los sistemas superaron con éxito el ensayo de resistencia a la presión de los circuitos primarios y secundarios salvo 4 equipos. Tres de ellos eran sistemas termosifónicos y el último un sistema captador-acumulador integrado.

En los tres sistemas de circulación por termosifón, tras la realización del ensayo de resistencia a la presión del circuito secundario, saltaba inmediatamente la válvula de seguridad del circuito primario. Se repiten los ensayos con un nuevo acumulador y no se observan nuevas incidencias.

El sistema con captador-acumulador integrado llevaba incorporado materiales no metálicos en su interior. Por tanto, según la norma EN 12976:2006, el ensayo debe de realizarse con presión y alta temperatura. El sistema no superó dos veces el ensayo de presión del circuito secundario y tuvo que cambiar de material interno del acumulador antes de pasar con éxito dichos ensayos.

5.1.6. Seguridad eléctrica

Los fabricantes, de los 7 sistemas solares de circulación forzada y del sistema captador acumulador integrado, aportan el informe de ensayo o un documento acreditativo del ensayo a dichas normas de seguridad eléctrica.

5.1.7. Materiales

Los sistemas superan satisfactoriamente el apartado de materiales. Solo un sistema presentaba un aislamiento de tubería que se consideraba no resistente a la radiación UV sobre el periodo de mantenimiento previsto. El fabricante tuvo que cambiar el material aislante.

5.1.8. Componentes y tuberías

Los fabricantes aportan la documentación necesaria referente a captador, estructura soporte, tuberías, intercambiadores de calor y sistema de control.

5.1.9. Equipo de seguridad

Los fabricantes aportan la documentación necesaria referente a las válvulas de seguridad, líneas de seguridad, de expansión y de purga.

5.1.10. Documentación

Todos los fabricantes aportan la documentación para el instalador y usuario debidamente cumplimentada. Se ha de comentar que muchos de los fabricantes tardan varios meses en cumplimentar correctamente dichos manuales.

5.1.11. Etiquetado

Todos los fabricantes cumplimentan correctamente el apartado de etiquetado.

5.1.12. Protección contra rayos

Los sistemas cumplen correctamente el apartado de protección contra rayos. Algunos de ellos requieren de un

cable de conexión entre el acumulador y el captador. Los fabricantes suelen optar por un cable de cobre de 16 mm² de sección.

5.1.13. Caracterización del rendimiento térmico

En este apartado se muestran los parámetros constructivos y los parámetros experimentales obtenidos de todos los sistemas ensayados de acuerdo a ambas metodologías de ensayos (ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007). Del mismo modo, se muestran los resultados de la fracción solar, obtenido para una volumen de carga diaria igual al volumen del equipo, de todos los sistemas. Un estudio comparativo más detallado de los diferentes parámetros característicos y resultados de la fracción solar obtenida puede verse en el apartado 6.1. de esta tesis.

5.1.13.1. ISO 9459-2:2008 [29]

En las Tabla 5-1 y Tabla 5-2 se muestran los parámetros constructivos, parámetros y resultados experimentales de los diferentes sistemas de circulación por termosifón ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008. Todos los sistemas ensayados llevan captadores selectivos.

El análisis de los resultados de los 18 sistemas termosifónicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008 se encuentra en el apartado 6.1.1.2.

Tabla 5-1. Parámetros constructivos de los sistemas ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008

PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS								
Número de sistema	Tipo de captador	Modelo del intercambiador	Área de apertura A (m ²)	Volumen del acumulador V (l)	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V/A (l/m ²)	Área de intercambio (m ²)	Presión 1° (bar)
1	SEL	Tubular	2.06	200	50	97.09	0.45	7.0
2	SEL	Tubular	4.12	320	50	77.67	0.91	7.0
3	SEL	Tubular	4.00	282	50	70.50	0.90	7.0
4	SEL	Tubular	2.00	187	50	93.50	0.40	7.0
5	SEL	D. E.	2.16	200	50	92.59	1.41	3.0
6	SEL	D. E.	4.32	287	50	66.44	2.19	3.0
7	SEL	D. E.	2.30	192	40	83.48	1.16	3.0
8	SEL	D. E.	3.60	280	40	77.78	1.57	3.5
9	SEL	D. E.	2.00	192	40	96.00	1.16	3.5
10	SEL	D. E.	1.80	145	40	80.56	0.98	3.5
11	SEL	D. E.	3.84	300	50	78.13	1.67	2.5
12	SEL	D. E.	1.92	200	50	104.17	0.90	2.5
13	SEL	D. E.	1.92	150	50	78.13	0.80	2.5
14	SEL	D. E.	3.81	300	50	78.74	1.80	3.0
15	SEL	D. E.	3.76	300	60	79.79	2.10	2.5
16	SEL	D. E.	2.20	155	40-60	70.45	0.65	3.5
17	SEL	D. E.	2.20	195	40-60	88.64	0.70	3.5
18	SEL	D. E.	4.36	295	40-60	67.66	1.11	3.5

Dónde:

- SEL. Captador selectivo
- D.E. Intercambiador de doble envolvente.
- Presión 1º. Presión de tarado de la válvula de seguridad del circuito primario.

Tabla 5–2. Parámetros y resultados experimentales de los sistemas ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008

Número de sistema	PARÁMETROS EXPERIMENTALES				RESULTADOS EXPERIMENTALES			
	a ₁ (m ²)	a ₂ (MJ/K)	a ₃ (MJ)	U _s (W/K)	f _{sol} Atenas (%)	f _{sol} Davos (%)	f _{sol} Wurzburg (%)	f _{sol} Estocolmo (%)
1	0.90	0.42	-1.49	3.66	58.8	37.2	31.1	25.7
2	1.60	0.74	-1.70	6.09	64.4	43.4	36.5	30.6
3	1.75	0.51	-0.21	4.25	73.0	54.6	45.1	38.9
4	0.91	0.41	-0.92	3.90	58.5	37.1	31.4	26.2
5	1.14	0.37	-1.06	4.21	68.6	48.8	40.3	34.1
6	1.98	0.53	-1.97	4.72	75.3	58.3	46.2	39.8
7	1.21	0.45	-1.06	3.34	71.9	53.1	43.2	36.9
8	1.70	0.61	-2.00	3.90	69.4	50.3	41.0	34.8
9	1.06	0.35	-2.63	3.43	62.6	42.4	34.0	28.0
10	0.77	0.29	-0.57	3.49	66.4	46.0	38.5	32.4
11	1.86	0.75	-2.42	5.07	68.3	48.7	40.0	33.8
12	1.01	0.36	-1.75	4.17	61.2	40.2	33.1	27.5
13	1.00	0.27	-0.61	3.23	68.4	48.9	40.8	34.6
14	1.92	0.53	-2.47	4.59	71.4	52.9	42.8	36.5
15	1.81	0.47	-0.57	5.55	71.6	52.9	43.7	37.5
16	0.98	0.29	-0.30	3.87	70.8	52.0	43.0	36.8
17	0.98	0.45	-1.72	4.93	60.3	38.5	31.9	26.1
18	1.94	0.77	-3.06	5.02	70.7	51.6	41.2	34.7

Los valores aportados de la fracción solar (f_{sol}), de la Tabla 5–2, son calculados tomando un volumen de carga diaria igual al volumen del sistema.

5.1.13.2. ISO 9459-5:2007 [31]

5.1.13.2.1. Sistemas de circulación por termosifón

Las Tabla 5–3 y Tabla 5–4 muestran los parámetros constructivos, parámetros y resultados experimentales de los diferentes sistemas de circulación por termosifón ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007. Todos los sistemas ensayados tienen intercambiadores doble envolventes en el interior del acumulador. El tipo de perfil alto y bajo, se refiere a la posición del acumulador. La diferencia radica en que los sistemas de perfil bajo requieren de una válvula anti-retorno en el circuito de captadores.

El análisis de los resultados de los 37 sistemas termosifónicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 se encuentran en el apartado 6.1.2.2.1.

Tabla 5-3. Parámetros constructivos de los sistemas termosifónicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007

PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS								
Número de sistema	Tipo de captador	Tipo de perfil	Área de apertura A (m ²)	Volumen del acumulador V (l)	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V/A (l/m ²)	Área de intercambio (m ²)	Presión 1º (bar)
1	SEL	ALTO	4.14	300	50	72.46	1.80	2.5
2	SEL	ALTO	1.91	200	50	104.71	0.97	2.5
3	SEL	ALTO	3.82	300	50	78.53	1.78	2.5
4	SEL	ALTO	2.40	200	50	83.33	0.97	2.5
5	SEL	ALTO	1.90	149	50	78.42	0.80	2.5
6	SEL	ALTO	2.58	209	38	81.01	1.20	3.0
7	SEL	BAJO	2.58	209	38	81.01	1.20	3.0
8	PN	ALTO	2.58	209	38	81.01	1.20	3.0
9	PN	BAJO	2.58	209	38	81.01	1.25	3.0
10	SEL	ALTO	3.54	301	40	85.03	1.57	6.0
11	SEL	ALTO	1.92	154	43	80.21	1.16	2.5
12	SEL	ALTO	1.95	192	40	98.46	1.20	3.0
13	SEL	ALTO	3.24	318	50	98.15	1.80	3.0
14	SEL	ALTO	2.08	158	55	75.96	1.00	3.0
15	SEL	ALTO	1.94	155	50	79.90	0.73	3.0
16	SEL	ALTO	3.88	314	50	80.93	2.03	3.0
17	PN	ALTO	1.88	157	25	83.51	0.81	3.0
18	SEL	ALTO	1.88	157	25	83.51	0.81	3.0
19	SEL	BAJO	3.76	317	25	84.31	1.78	3.0
20	SEL	BAJO	1.77	145	40	81.92	0.98	3.0
21	SEL	BAJO	1.99	145	50	72.86	0.48	3.0
22	SEL	BAJO	2.01	157	50	78.11	0.78	3.0
23	SEL	ALTO	2.40	210	30	87.50	0.97	2.5
24	SEL	BAJO	3.98	282	40	70.85	1.51	3.0
25	SEL	ALTO	4.20	241	50	57.38	1.32	3.5
26	SEL	ALTO	4.46	282	50	63.23	1.51	3.0
27	SEL	ALTO	4.80	315	30	65.63	1.78	2.5
28	SEL	ALTO	1.94	155	45-50	79.90	1.60	3.0
29	SEL	BAJO	3.76	300	38	79.79	1.88	2.5
30	SEL	ALTO	1.92	156	40	81.25	0.74	2.5
31	SEL	ALTO	4.72	314	38	66.53	2.00	3.0

PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS								
Número de sistema	Tipo de captador	Tipo de perfil	Área de apertura A (m ²)	Volumen del acumulador V (l)	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V/A (l/m ²)	Área de intercambio (m ²)	Presión 1 ^o (bar)
32	SEL	ALTO	1.88	152	25	80.85	0.81	2.5
33	PN	ALTO	1.88	152	25	80.85	0.81	2.5
34	SEL	ALTO	2.65	170	60	64.15	1.93	3.0
35	PN	ALTO	2.16	170	60	78.70	1.93	3.0
36	SEL	ALTO	3.84	317	50	82.55	1.66	2.5
37	SEL	ALTO	4.02	282	38	70.15	1.49	2.5

Dónde:

- SEL. Captador selectivo
- PN. Captador pintura negra.

Tabla 5-4. Parámetros y resultados experimentales de los sistemas termosifónicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007

Número de sistema	PARÁMETROS EXPERIMENTALES						RESULTADOS EXPERIMENTALES			
	A_c^* (m ²)	u_c^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)	f_{sol} Atenas (%)	f_{sol} Davos (%)	f_{sol} Wurzburg (%)	f_{sol} Estocolmo (%)
1	2.28	5.99	4.17	1.39	0.051	0.113	75.4	57.4	46.9	40.5
2	1.18	13.18	2.06	0.78	0.009	0.420	67.3	46.9	39.7	33.6
3	2.14	9.81	2.84	1.17	0.021	0.329	74.3	55.8	45.7	39.4
4	1.38	11.66	2.52	0.77	0.001	0.369	68.9	48.6	41.0	34.9
5	1.15	10.51	1.18	0.63	0.051	0.347	74.9	56.5	46.0	39.6
6	1.48	8.12	2.32	0.85	0.023	0.146	73.2	54.6	44.9	41.0
7	1.30	11.79	2.13	0.69	0.008	0.864	71.1	51.8	42.4	38.7
8	1.34	12.45	2.76	0.81	0.026	0.218	66.5	46.0	38.9	35.2
9	1.14	14.36	3.20	0.71	0.050	0.971	65.8	45.4	38.1	34.4
10	1.84	11.24	2.11	1.05	0.065	0.449	68.9	49.2	40.9	37.1
11	1.29	12.34	2.24	0.55	0.526	0.327	68.6	48.8	40.1	36.4
12	1.18	15.07	2.43	0.79	0.016	0.400	66.5	45.8	38.9	35.1

Número de sistema	PARÁMETROS EXPERIMENTALES						RESULTADOS EXPERIMENTALES			
	Ac* (m ²)	uc* (W/m ² K)	Us (W/K)	Cs (MJ/K)	Dl (-)	Sc (-)	f _{sol} Atenas (%)	f _{sol} Davos (%)	f _{sol} Wurzburg (%)	f _{sol} Estocolmo (%)
13	1.92	5.24	2.79	1.06	0.049	0.066	68.5	49.4	41.0	37.2
14	1.11	8.40	2.19	0.65	0.208	0.221	70.0	50.5	41.8	37.9
15	1.15	8.96	2.47	0.70	0.029	0.282	74.7	56.0	45.9	42.1
16	2.11	6.01	3.74	1.34	0.004	0.183	74.5	56.5	46.4	42.4
17	0.87	10.89	2.52	0.64	0.075	0.138	60.7	39.8	34.3	30.8
18	1.00	5.62	2.56	0.67	0.046	0.070	69.8	50.2	42.0	38.0
19	2.03	7.70	4.43	1.25	0.084	0.413	72.3	53.6	43.9	40.1
20	0.91	12.83	2.92	0.46	0.151	0.617	63.5	42.9	36.3	32.6
21	1.30	9.48	2.26	0.58	0.657	0.556	76.3	58.4	46.7	42.9
22	1.02	12.05	2.01	0.58	0.093	0.796	71.6	52.3	42.8	39.0
23	1.36	9.30	2.05	0.81	0.050	0.146	68.7	48.9	40.8	37.0
24	2.43	8.83	3.39	1.06	0.157	0.733	81.1	65.3	51.1	47.7
25	2.43	4.36	3.72	0.69	0.658	0.261	80.8	65.4	51.4	47.4
26	2.63	7.29	2.78	1.11	0.113	0.431	83.6	68.9	53.5	50.0
27	2.78	6.07	3.07	1.23	0.121	0.088	79.3	63.2	50.2	46.2
28	1.35	7.98	3.45	0.65	0.043	0.211	76.9	58.9	47.6	44.1
29	2.06	11.20	3.40	1.12	0.088	0.666	73.5	54.7	44.5	40.5
30	1.25	8.88	1.96	0.64	1.015	0.233	73.0	54.6	44.9	40.4
31	2.87	5.76	3.99	1.32	0.107	0.074	80.2	64.2	50.9	47.1
32	1.11	6.94	2.62	0.57	0.133	0.065	66.7	46.5	39.1	35.3
33	0.83	13.76	1.85	0.59	0.104	0.012	58.0	37.7	34.4	29.1
34	1.45	8.92	2.65	0.51	0.190	0.150	71.0	51.7	42.5	38.4
35	1.01	19.67	1.49	0.58	0.134	0.548	56.0	36.3	31.1	27.7
36	1.99	5.95	2.50	1.18	1.191	0.054	65.9	46.5	38.3	34.1
37	2.55	8.45	3.77	1.16	0.071	0.347	80.5	64.1	50.7	47.2

Los valores aportados de la fracción solar (f_{sol}), de la Tabla 5-4, son calculados tomando un volumen de carga diaria igual al volumen del sistema.

5.1.13.2.2. Sistemas de circulación forzada

Las Tabla 5-5 y Tabla 5-6 muestran los parámetros constructivos, parámetros y resultados experimentales de los diferentes sistemas de circulación forzada ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007. Se ha diferenciado entre captadores selectivos y pintura negra y posición del acumulador, interior o exterior.

Un análisis de los resultados de los sistemas forzados ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 se muestran en el apartado 6.1.2.2.2.

Tabla 5-5. Parámetros constructivos de los sistemas forzados ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007

PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS									
Número de sistema	Tipo de captador	Modelo de intercambiador	Posición del acumulador	Área de apertura A (m ²)	Volumen del acumulador V (l)	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V/A (l/m ²)	Área de intercambio (m ²)	Presión 1º (bar)
1	SEL	SERP	INT	2.58	205	38	79.46	0.93	6.0
2	SEL	SERP	INT	3.64	198	50	54.40	0.95	6.0
3	SEL	SERP	INT	7.28	408	60	56.04	1.16	8.0
4	SEL	SERP	EXT	6.00	420	50	70.00	1.16	8.0
5	SEL	SERP*	EXT	4.86	350	50	72.02	1.80	3.0
6	SEL	SERP	INT	1.90	91	45	47.89	0.31	6.0
7	SEL	SERP	INT	3.80	206	50	54.21	0.84	6.0
8	SEL	SERP	INT	3.80	228	40	60.00	1.25	6.0
9	SEL	DE/SERP	EXT	3.98	350	50	87.94	0.75	8.0
10	SEL	DE	EXT	3.82	282	40	73.82	3.11	2.5
11	SEL	DE	EXT	3.84	282	40	73.44	3.11	2.5

Dónde:

- SEL. Captador selectivo
- SERP. Intercambiador de serpentín en el interior del acumulador.
- SERP*. Intercambiador de serpentín como calentamiento al paso del circuito de consumo.
- DE/SERP. El acumulador tiene doble intercambiador en el interior del mismo. Un intercambiador doble envolvente en el circuito de captadores y un intercambiador de serpentín como calentamiento al paso del circuito de consumo.
- INT. Acumulador en el interior de la vivienda.
- EXT. Acumulador en el exterior de la vivienda.

Tabla 5-6. Parámetros y resultados experimentales de los sistemas forzados ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007

Número de sistema	PARÁMETROS EXPERIMENTALES						RESULTADOS EXPERIMENTALES			
	A_c^* (m ²)	u_c^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)	f_{sol} Atenas (%)	f_{sol} Davos (%)	f_{sol} Wurzburg (%)	f_{sol} Estocolmo (%)
1	1.73	9.74	2.49	0.72	0.043	0.053	71.6	57.6	45.5	42.4
2	2.63	8.19	2.87	0.77	0.014	0.002	80.9	72.3	53.6	51.6
3	5.07	10.91	4.04	1.15	0.006	0.129	79.9	67.7	51.8	49.3
4	3.76	7.14	3.62	1.39	0.075	0.059	76.1	60.1	47.3	43.7
5	3.70	2.79	10.70	1.41	2.200	0.067	78.3	63.1	49.8	45.2
6	1.38	9.67	2.21	0.38	0.795	0.012	73.2	63.4	47.7	45.5
7	2.65	8.31	3.20	0.97	0.012	0.000	84.4	75.4	57.1	55.1
8	2.53	10.51	3.92	0.85	0.015	0.025	76.9	60.5	50.4	48.1
9	2.89	8.43	2.75	1.11	1.090	0.071	75.0	57.5	45.9	41.0
10	2.51	9.47	4.54	1.19	0.029	0.168	74.9	58.0	46.1	42.7
11	2.42	10.59	4.29	1.17	0.027	0.191	73.3	55.7	44.6	41.2

Los valores aportados de la fracción solar (f_{sol}), de la Tabla 5-6, son calculados tomando un volumen de carga diaria igual al volumen del sistema.

5.1.13.2.3. Sistema captador-acumulador integrado

Las Tabla 5-7 y Tabla 5-8 muestran los parámetros constructivos, parámetros y resultados experimentales del sistema captador-acumulador ensayado de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007.

Tabla 5-7. Parámetros constructivos sistema captador-acumulador integrado

Número de sistema	PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS					
	Tipo de captador	Área de apertura A (m ²)	Volumen del acumulador V (l)	Espesor de aislamiento (mm)	V/A (l/m ²)	Presión 1 ^o (bar)
1	SEL	2.00	150	45	75	3.0

Dónde:

- SEL. Captador selectivo

Tabla 5–8. Parámetros y resultados experimentales sistema captador-acumulador integrado

Número de sistema	PARÁMETROS EXPERIMENTALES						RESULTADOS EXPERIMENTALES			
	A_c^* (m ²)	u_c^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)	f_{sol} Atenas (%)	f_{sol} Davos (%)	f_{sol} Wurzburg (%)	f_{sol} Estocolmo (%)
1	1.25	7.42	3.30	0.65	0.220	0.142	72.5	53.2	43.8	39.8

Los valores de aportados de la fracción solar (f_{sol}), de la Tabla 5–8, son calculados tomando un volumen de carga diaria igual al volumen del sistema.

5.2. Comportamiento de los sistemas solares prefabricados en condiciones reales de funcionamiento

Los sistemas solares prefabricado son eficientes, seguros, fiables y duraderos. Sin embargo, en ciertas ocasiones se producen incidencias en cuanto a su instalación y funcionamiento. En esta sección se detallan una serie de incidencias que se producen en las instalaciones solares térmicas. Dichas incidencias son aportadas por fabricantes y empresas instaladoras de sistemas solares prefabricados. Por último, se muestran unas encuestas realizadas a instaladores y técnicos sobre la frecuencia e importancia de estos fallos.

5.2.1. Incidencias en instalaciones solares térmicas

En el apartado 4.3, se han citado las normas de ensayos y los reglamentos técnicos que deben considerar en el montaje de un sistema solar prefabricado. Pese a ello, los sistemas solares prefabricados siguen sufriendo ciertos problemas de puesta a punto, durabilidad, operación y funcionamiento. En este apartado se van a detallar algunos de ellos.

5.2.1.1. Problemas de puesta a punto.

En esta sección, se documentan errores que se cometen hoy en día en el montaje de los sistemas solares prefabricados.

5.2.1.1.1. Estructuras mal ancladas al tejado

Según el apartado de documentación de la norma EN 12976:2006, si el sistema posee una estructura soporte montada al exterior, tienen que aportar los valores máximos de carga de viento y velocidad de viento que es capaz de soportar. En la Figura 5-1 se muestra un sistema mal anclado en el tejado.



Figura 5-1. Equipos mal anclados.

5.2.1.1.2. Pérdidas por orientación, inclinación y sombras

La sección HE 4 del CTE del año 2013 [34] nos aporta información sobre el porcentaje máximo de pérdidas de radiación solar debidas a orientación, inclinación y sombras. En ciertas ocasiones se pueden ver sistemas solares prefabricados colocados a una orientación e inclinación no óptimas. En la Figura 5-2 se muestran sistemas con sombreado en el campo de captadores.

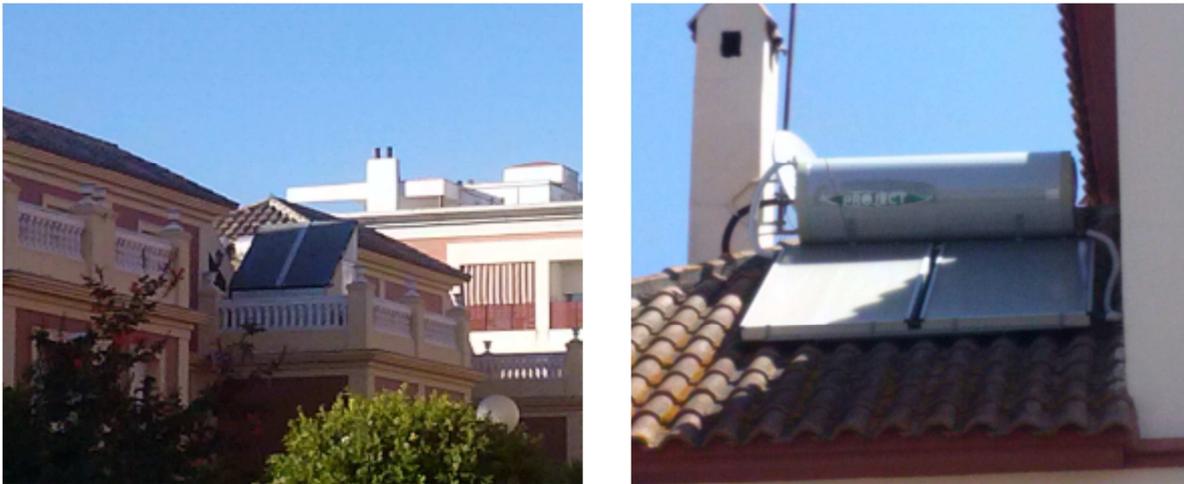


Figura 5-2. Sombras de equipos.

5.2.1.1.3. Tuberías sin aislamiento y no aptas para ACS

Los sistemas deben estar instalados de tal forma que se minimicen las pérdidas de calor en las tuberías. La norma EN 12976:2006, en el apartado de documentación, especifica que se debe detallar el procedimiento a seguir para el aislamiento térmico de las tuberías. Del mismo modo, en el apartado de materiales de la misma norma se especifica que cualquier parte del sistema que vaya a ser montada al exterior debe ser resistente a la radiación UV y a otras condiciones atmosféricas sobre el periodo de mantenimiento previsto. En la Figura 5-3 se muestra tuberías sin aislamiento. En la Figura 5-3 (a) se muestra una tubería de PVC no es apta para alta temperaturas. Además, ambos circuitos se encuentran sin aislar. En la Figura 5-3 (b) se muestra una tubería de material multicapa. Dicha tubería se deteriora con la exposición del mismo a los rayos del sol, por lo que se producirá rotura de la misma con el paso del tiempo.



Figura 5-3. Tuberías sin aislamientos y no aptas para ACS.

5.2.1.1.4. Mal instalación de válvulas de seguridad

Según el apartado de equipos de seguridad de la norma EN 12976:2006, las válvulas de seguridad deben de estar siempre abiertas y colocadas de tal forma que no se acumulen agua o suciedad en interior de la misma. En la Figura 5-4 se observa la instalación de un tapón en la salida de la válvula de seguridad.



Figura 5-4. Válvula de seguridad con tapón a la salida.

En la Figura 5-5 se puede observar una válvula con la boca de salida por la parte superior. En dicha boca se puede acumular agua o suciedad.



Figura 5-5. Válvula con boca de salida por la parte superior.

5.2.1.1.5. Sifón en sistemas termosifónicos

Las tuberías de los sistemas termosifónicos deben de ser colocadas de tal forma que se produzca una adecuada circulación natural por todo el circuito de captadores. En la Figura 5-6 se muestran dos sistemas con un sifón en la tubería de salida de captadores.



Figura 5-6. Sifón en sistemas termosifónicos.

5.2.1.1.6. Empalmes en sondas de temperatura

Los sensores de temperaturas deben ir conectados de manera que se produzca una comunicación eficaz con la centralita de control. En la Figura 5-7 se muestra un empalme de una sonda de temperatura precintada con cinta aislante.



Figura 5-7. Empalmes en sondas de temperaturas.

5.2.1.1.7. Llenados de circuitos

En el llenado de los circuitos cerrado hay que respetar la siguientes etapas: Primero llenar el circuito secundario o de consumo y después el circuito primario o de captadores. En la Figura 5-8 se observan la roturas interna del intercambiador de dos acumuladores de doble envolvente por llenar primero el circuito primario e incidir a la vez radiación solar directamente en los captadores, estando vacío el circuito de consumo.



Figura 5-8. Llenados de circuitos

5.2.1.1.8. Colocación de bombas de circulación en el exterior

Hay sistemas solares prefabricados de circulación forzada con el captador y acumulador en la misma estructura. Estos sistemas utilizan una bomba que es colocada en la estructura detrás del campo de captadores. Dicha bomba está protegida de la intemperie cuando los ensayos son realizados en laboratorio de acuerdo a la norma EN 12976:2006. Sin embargo, no los están cuando las mismas son instaladas en el mercado. Por ello, la bomba deja de operar de manera eficiente, ya que su protección IP no es apta para la intemperie, y debe ser cambiada con el paso del tiempo. En la Figura 5-9 se observa la instalación de bombas de circulación a la intemperie sin elementos de protección.



Figura 5-9. Bombas a la intemperie

5.2.1.2. Problemas de durabilidad, operación y funcionamiento

En esta sección se documentan algunos problemas de durabilidad, operación y funcionamiento que se observan en los sistemas solares prefabricados.

5.2.1.2.1. Rotura del captador por heladas

Según el apartado de resistencia a heladas de la norma EN 12976:2006, cualquier componente de una instalación solar térmica que vaya a ser instalado en lugares donde la temperatura pueda descender por debajo de los 0°C, debe estar protegido contra heladas. En ciertas ocasiones los instaladores montan llenados automáticos en los circuitos de captadores, de tal forma que cuando actúa dicho mecanismo, no es repuesto por un fluido de características similares, sino que normalmente es agua. Eso hace que se disminuya paulatinamente la proporción de propilenglicol de la mezcla, con la consecuente desactivación del mecanismo contra heladas. En la Figura 5-10 se muestra la rotura de dos absorbedores por heladas.

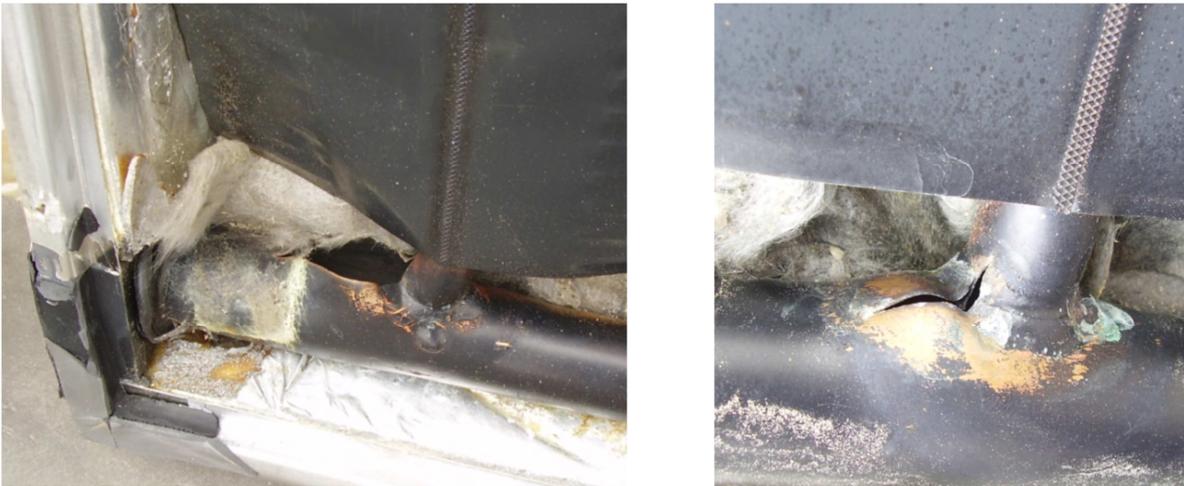


Figura 5-10. Rotura del captador.

5.2.1.2.2. Acumulador abollado en su exterior

Hay sistemas que pasan correctamente todos los ensayos de la norma EN 12976:2006 pero, con el paso del tiempo, el acumulador no es capaz de soportar los constantes ciclos expansión-compresión que se produce en el interior del mismo. En la Figura 5-11 se muestran dos acumuladores abollados con el citado problema.



Figura 5-11. Acumulador abollado.

5.2.1.2.3. Aislamiento de tuberías en mal estado

Según el apartado de materiales de la norma EN 12976:2006, cualquier parte del sistema que vaya montada al exterior debe ser resistente a la radiación UV y a otras condiciones atmosféricas sobre el periodo de mantenimiento previsto. Para minimizar coste de los aislamientos de las tuberías, es frecuente el uso de coquillas de espuma flexible elastomérica o de poliuretano sin aislamiento protector en su exterior. Dichas tuberías deben pintarse, cada cierto periodo de tiempo, con una pintura especial que lo proteja de la radiación solar. En la Figura 5-12 se muestran tuberías sin pintar y tuberías degradada con el paso del tiempo por falta de mantenimiento.



Figura 5-12. Aislamientos en mal estado.

5.2.1.2.4. Rotura del acumulador por falta de mantenimiento

La gran mayoría de los acumuladores solares de los sistemas prefabricados que hay en el mercado son de acero galvanizado con un tratamiento en su interior. En el interior de los mismos, para que no se produzca corrosión, lleva instalado un ánodo de sacrificio. Según el CTE [34] y la norma EN 1976:2006, el ánodo de sacrificio debe ser repuesto en el periodo de tiempo descrito por el fabricante. En la Figura 5-13 se observa un acumulador roto por no cambiar el ánodo en el tiempo indicado. En la Figura 5-14 se observan dos ánodos, uno nuevo y otro deteriorado.



Figura 5-13. Rotura del acumulador.

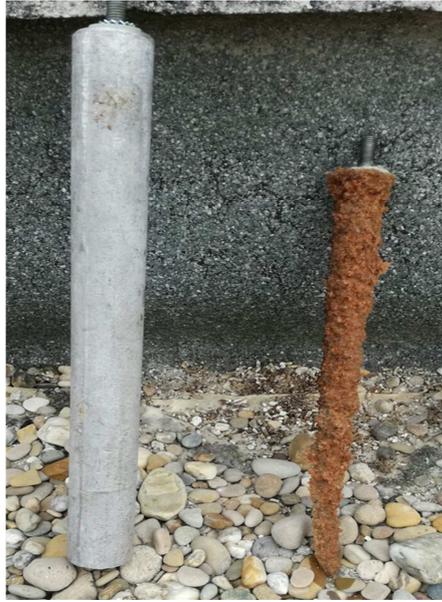


Figura 5-14. Ánodo de sacrificio

5.2.1.2.5. Corrosión bocas del acumulador

La corrosión en las bocas del acumulador es provocada al utilizar materiales incompatibles desde el punto de vista de la corrosión o al colocar las coquillas de aislamiento hasta la misma boca del acumulador. En el último caso la lluvia o las condensaciones hacen que se quede empapado el interior del aislamiento creándose un par galvánico con la consecuente corrosión y rotura a largo plazo de la boca del acumulador. En la Figura 5-15 se observan bocas de acumuladores rotas y con corrosión.



Figura 5-15. Corrosión bocas acumulador.

5.2.1.2.6. Rotura del captador por no cambio de anticongelante

En el apartado 7.5.4 se puede observar como los anticongelantes se degradan con la alta temperatura. En la Figura 5-16 se observa la rotura de un absorbedor por la falta de mantenimiento en la no reposición del fluido anticongelante.



Figura 5-16. Rotura del captador por falta de mantenimiento del fluido anticongelante.

5.2.1.2.7. Vaciado del circuito primario

Según el CTE [34], en el caso de que exista la posibilidad de evaporación del fluido de transferencia de calor bajo condiciones de estancamiento, el dimensionado del vaso de expansión debe ser capaz de albergar el volumen del medio de transferencia de calor de todo el grupo de captadores completo incluyendo todas las tuberías de conexión de captadores más un 10%. Pese a ello, con periodos continuos de sobretemperaturas, se produce una pérdida de líquido caloportador por la válvula de seguridad, con lo que el sistema solar deja de funcionar de manera eficaz.

5.2.1.2.8. Válvulas termostáticas

Un elemento que suele fallar con bastante asiduidad, en localidades con altos periodos de radiación solar, son las válvulas termostáticas. En muchas ocasiones se emplean válvulas no específicas de energía solar que son capaces de soportar temperaturas máximas de 90-100°C. Hay sistemas que alcanzan temperaturas superiores. En el banco de ensayo de sistemas solares prefabricados de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros se han alcanzado temperaturas cercanas a los 120°C en el circuito de consumo, tras la realización del ensayo de protección contra sobretemperaturas.



Figura 5-17. Válvula termostática

5.2.1.2.9. Deposiciones de cal en el interior del acumulador

En localidades donde el agua de la red es bastante dura se pueden producir deposiciones de cal en el interior del acumulador. Esto hace que disminuya el volumen neto de agua dentro del acumulador solar, se disminuya el área de intercambio y existan obstrucciones en las bocas. En la Figura 5-18 se presenta un acumulador con deposiciones de cal en su interior.



Figura 5-18. Depositiones de cal en el interior del acumulador

Otro efecto negativo de la cal es que puede hacer que se rompa la resistencia eléctrica de los acumuladores que lo llevan en su interior y hacer ineficaz el funcionamiento del ánodo de sacrificio, como se observa en la Figura 5-19.



Figura 5-19. Depositiones de cal en la resistencia eléctrica y en el ánodo de magnesio

5.2.1.2.10. Depositiones de cal en el interior del captador

En localidades donde el agua de la red es bastante dura y se utilizan sistemas con acumuladores directos se pueden producir deposiciones de cal en el interior de los tubos del captador. Esto puede ocasionar un taponamiento, con la consecuente pérdida de eficiencia del captador.



Figura 5-20. Depositiones de cal en el interior del captador

5.2.2. Encuestas

Con el fin de entender de una manera más eficiente los fallos que se producen en una instalación solar prefabricada, se han realizado unas encuestas a técnicos e instaladores del sector de la energía solar térmica. Con dichas encuestas se trata de analizar la frecuencia con que suceden los fallos y la importancia de los mismos, debidas al montaje o al funcionamiento del propio equipo solar térmico.

Se han realizado un total de 55 encuestas. En la Tabla 5-9 se muestran los resultados de la misma.

Tabla 5–9. Encuestas de equipos solares térmicos según técnicos e instaladores

FALLO		MEDIA	
		FRECUENCIA	IMPORTANCIA
		1-5	1-5
MONTAJE	Fugas en circuito hidráulico	2.6	4.4
	Rotura del captador por heladas	1.7	4.8
	Rotura de tuberías del circuito de consumo	1.3	4.1
	Deterioro del calorifugado	3.4	3.3
	Corrosión en bocas del acumulador	3.1	4.6
	Inadecuada inclinación y orientación	1.8	3.3
	Elementos no aptos para la intemperie colocados en el exterior sin elementos de protección (bombas, centralitas, etc.)	2.4	3.9
EQUIPOS	Mal funcionamiento de válvulas de seguridad	3.1	4.1
	Mal funcionamiento de válvulas termostáticas	2.4	3.1
	Deterioro del anticongelante	3.3	3.8
	Rotura del acumulador por no cambiar ánodo de sacrificio	2.9	5.0
	Fallos en vasos de expansión	3.4	3.3
	Fallos en sensores de temperaturas (captador, acumulador)	1.7	3.8
	Fallos en bombas de captadores	2.6	4.4

Mediante esta encuesta se puede observar lo siguiente:

- Los fallos más **frecuentes** que se produce en el **montaje de equipos** son el deterioro del calorifugado y la corrosión en las bocas del acumulador. El menos frecuente es la rotura de las tuberías del circuito de consumo.
- Los aspectos que tienen mayor **importancia** en el **montaje de los equipos** son la rotura del captador por heladas y la corrosión de las bocas del acumulador. Los de menor importancia son el deterioro del calorifugado y la inadecuada inclinación y orientación del sistema solar.
- Los fallos más **frecuentes** debido al **funcionamiento de los equipos** son los fallos en vasos de expansión y el deterioro del anticongelante. El menos frecuente se da en los sensores de temperaturas.
- El fallo de mayor **importancia** debido al **funcionamiento de los equipos** es la rotura del acumulador por no cambiar el ánodo de sacrificio. El de menor importancia es el mal funcionamiento de las válvulas termostáticas.

Si se diferencia entre encuestas realizadas a técnicos (Tabla 5–10) e instaladores (Tabla 5–11), se observa como los técnicos observan mayores frecuencias de fallos que los instaladores, con una diferencia de 0.4 puntos.

Tabla 5–10. Encuestas de equipos solares térmicos según técnicos

FALLO		MEDIA	
		FRECUENCIA	IMPORTANCIA
		1-5	1-5
MONTAJE	Fugas en circuito hidráulico	2.6	4.2
	Rotura del captador por heladas	2.1	5.0
	Rotura de tuberías del circuito de consumo	1.1	4.3
	Deterioro del calorifugado	4.0	3.0
	Corrosión en bocas del acumulador	3.4	4.8
	Inadecuada inclinación y orientación	1.8	3.1
	Elementos no aptos para la intemperie colocados en el exterior sin elementos de protección (bombas, centralitas, etc.)	3.2	3.8
EQUIPOS	Mal funcionamiento de válvulas de seguridad	3.0	3.8
	Mal funcionamiento de válvulas termostáticas	2.3	2.6
	Deterioro del anticongelante	3.6	3.8
	Rotura del acumulador por no cambiar ánodo de sacrificio	2.9	5.0
	Fallos en vasos de expansión	3.3	3.2
	Fallos en sensores de temperaturas (captador, acumulador)	1.6	3.8
	Fallos en bombas de captadores	2.5	4.2
		2.7	3.9

De los resultados de las encuestas realizadas a los técnicos se puede observar lo siguiente:

- El fallo más **frecuente** que se produce en el **montaje de equipos** es el deterioro del calorifugado. El fallo menos frecuente es la rotura de las tuberías del circuito de consumo.
- Los aspectos que tienen mayor **importancia** en el **montaje de los equipos** son la rotura del captador por heladas y la corrosión de las bocas del acumulador. Los de menor importancia son el deterioro del calorifugado y la inadecuada inclinación y orientación del sistema solar.
- Los fallos más **frecuentes** debido al **funcionamiento de los equipos** son el deterioro del anticongelante y los fallos en vasos de expansión. El menos frecuente es el fallo en los sensores de temperaturas.
- El fallo de mayor **importancia** debido al **funcionamiento de los equipos** es la rotura del acumulador por no cambiar el ánodo de sacrificio. El de menor importancia es el mal funcionamiento de las válvulas termostáticas.

Tabla 5-11. Encuestas de equipos solares térmicos según instaladores

FALLO		MEDIA	
		FRECUENCIA	IMPORTANCIA
		1-5	1-5
MONTAJE	Fugas en circuito hidráulico	2.7	4.8
	Rotura del captador por heladas	1.0	4.3
	Rotura de tuberías del circuito de consumo	1.7	3.7
	Deterioro del calorifugado	2.5	3.8
	Corrosión en bocas del acumulador	2.7	4.2
	Inadecuada inclinación y orientación	1.7	3.5
	Elementos no aptos para la intemperie colocados en el exterior sin elementos de protección (bombas, centralitas, etc.)	1.2	4.2
EQUIPOS	Mal funcionamiento de válvulas de seguridad	3.1	4.5
	Mal funcionamiento de válvulas termostáticas	2.5	3.8
	Deterioro del anticongelante	2.7	3.9
	Rotura del acumulador por no cambiar ánodo de sacrificio	2.8	5.0
	Fallos en vasos de expansión	3.4	3.3
	Fallos en sensores de temperaturas (captador, acumulador)	1.8	3.7
	Fallos en bombas de captadores	2.7	4.7
		2.3	4.1

De los resultados de las encuestas realizadas a los instaladores se puede observar lo siguiente:

- Los fallos más **frecuentes** que se produce en el **montaje de equipos** son las fugas del circuito hidráulico y la corrosión de las bocas del acumulador. El fallo menos frecuente es la rotura del captador por heladas.
- El aspecto que tiene mayor **importancia** en el **montaje de los equipos** es la fuga del circuito hidráulico. El de menor importancia es la inadecuada inclinación y orientación del sistema solar.
- Los fallos más **frecuentes** debidos al **funcionamiento de los equipos** son los fallos en vasos de expansión y mal funcionamiento de las válvulas de seguridad. El menos frecuente es fallo en los sensores de temperatura.
- El fallo de mayor **importancia** debido al **funcionamiento de los equipos** es la rotura del acumulador por no cambiar el ánodo de sacrificio. El de menor importancia es el fallo en los vasos de expansión.

5.3. Conclusiones

Mediante el estudio del comportamiento de los sistemas solares prefabricados, se obtienen las siguientes conclusiones:

- Se ha comprobado la metodología y casuística de puestas a punto, procedimientos, aplicación de las normas y generación de informes asociada a los ensayos de equipos solares prefabricados de acuerdo a las diferentes normas.
- Todos los sistemas superan con éxito todos los ensayos de acuerdo a la norma EN 12976:2006. Inicialmente 4 sistemas no superan el ensayo de resistencia a la presión. Se repiten los ensayos con un nuevo acumulador y no se observan nuevas incidencias.
- Se siguen cometiendo incidencias o fallos en las instalaciones de los sistemas prefabricados, aun cuando los mismos estén ensayados de acuerdo a la norma EN 12976:2006 y sean montados de acuerdo al CTE.
- Fallos o incidencias, algunas son debidas al montaje pero las más importantes y significativas son debidas al producto. Los fallos más frecuentes debidos al funcionamiento de los equipos son los fallos en vasos de expansión y el deterioro del anticongelante. El fallo de mayor importancia debido al funcionamiento de los equipos es la rotura del acumulador por no cambiar el ánodo de sacrificio.
- Es de destacar que como en el resultado de la encuesta no se indica nada acerca de la eficiencia de los equipos, debido a que no es un fallo que requiera mantenimiento correctivo y a que no es directamente cuantificable y perceptible por el usuario o técnico.
- En el apartado 7 de esta tesis doctoral, se recogen una serie de mejoras a realizar a las normas de ensayos de sistemas solares prefabricados, con el fin de reducir estos fallos o incidencias.

6. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LOS ENSAYOS DE RENDIMIENTO

En el fondo los científicos somos gente con suerte: podemos jugar a lo que queramos durante toda la vida

Lee Smolin

En el capítulo anterior se llevaba a cabo un estudio del comportamiento de los sistemas solares prefabricados desde el punto de vista de los ensayos según la norma EN 12976:2006. Además, se documentaban los fallos o incidencias más relevantes que se comenten en condiciones reales de funcionamiento en los sistemas solares prefabricados.

En este capítulo, se lleva a cabo un análisis bibliográfico y un estudio de los resultados, de los ensayos de caracterización del rendimiento térmico según lo indicado en la norma EN 12976-2:2006. El contenido del mismo se resume en:

- Análisis bibliográfico y estudio comparativo del rendimiento a largo plazo de las normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007.

Mediante los ensayos obtenidos a 18 sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria de circulación por termosifón, de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008, se realiza un análisis comparativo de los resultados más significativo; rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A), fracción solar (f_{SOL}), coeficientes de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) y la energía útil obtenida del ensayo de grado de mezcla (Q_{util}), que se obtienen a través de este ensayo.

Por otro lado, se realiza un análisis de la influencia de los parámetros constructivos en los parámetros experimentales del sistema (Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L , y Sc) y de la influencia de los parámetros constructivos en la fracción solar, de 37 sistemas de circulación por termosifón y 11 sistemas de circulación forzada, ensayados todos ellos de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007.

Por último, se analizan y comparan los resultados obtenidos de la predicción a largo plazo de dos sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón ensayados por ambas metodologías de ensayo (ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007), con el fin de ver si los resultados son acordes a lo indicado en el apartado 5.8.2 de la norma EN 12976-2:2006.

- Influencia de los coeficientes característicos a_1 , $f(V)$, $g(V)$, U_s en la predicción a largo plazo de la Norma ISO 9459-2:2008.

Con el fin de ayudar a los fabricantes a mejorar las prestaciones del rendimiento térmico según los resultados que aporta la norma ISO 9459-2:2008, se analiza la influencia de la variación de los parámetros a_1 , $f(V)$, $g(V)$ y U_s en la fracción solar (f_{SOL}) obtenida en las diferentes localidades de referencia (Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo) para dos sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón con diferentes ratios volumen/área. La mejora en la fracción solar se puede conseguir incrementando el rendimiento del captador mediante el parámetro a_1 , mejorando la estratificación del acumulador mediante los parámetros $f(V)$ y $g(V)$, y disminuyendo las pérdidas térmicas del acumulador U_s .

- Influencia de los coeficientes característicos Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L y Sc en la predicción a largo plazo de la norma ISO 9459-5:2007.

Con el fin de ayudar a los fabricantes a mejorar las prestaciones del rendimiento térmico según los resultados

que aporta la norma ISO 9459-5:2007, se analiza la influencia de la variación de los parámetros Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L y Sc en la fracción solar (f_{sol}). Esta mejora de la fracción solar se puede conseguir incrementando el área efectiva del circuito del captador (Ac^*) o la capacidad calorífica del acumulador (C_s), disminuyendo las pérdidas térmicas del circuito de captadores (uc^*) o las pérdidas térmicas en el acumulador (U_s), o mejorando el grado de mezcla (D_L) y la estratificación en el acumulador (Sc).

6.1. Estudio comparativo del rendimiento a largo plazo de las normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007

En este apartado se van a comparar los parámetros y resultados experimentales obtenidos a 66 sistemas ensayados en el Laboratorio de la ETSI, mediante las normas ISO 9459-2:2008 [29] e ISO 9459-5:2007 [31]. Del mismo modo, se analizan y se comparan los resultados obtenidos de la predicción a largo plazo a dos sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón ensayados por ambas metodologías de ensayo.

6.1.1. Norma ISO 9459-2:2008 (CSTG) [29]

En esta sección se realiza un análisis bibliográfico de todos los artículos con referencia a la norma ISO 9459-2:2008. Del mismo modo, se realiza un análisis comparativo de los resultados más significativo; rendimiento sin pérdidas térmicas (a_t/A), fracción solar (f_{sol}), coeficientes de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) y la energía útil obtenida del ensayo de grado de mezcla (Q_{util}), obtenidos para 18 sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria de circulación por termosifón, ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008.

6.1.1.1. Análisis bibliográfico

Tras realizar un análisis bibliográfico, los artículos encontrados referentes a sistemas ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008 son:

[57] S.V. Joshi, R.S. Bokil, J.K. Nayak. «Test standards for thermosyphon-type solar domestic hot water system: review and experimental evaluation». *Solar Energy*, vol. 78, pp. 781-798, 2005. DOI: 10.1016/j.solener.2004.08.023.

En este artículo, se realiza un análisis comparativo teórico de seis normas de ensayo, AS 2984-1987, IS 13129-2, ISO 9459-3, CNS B7277, ISO 9459-2, JIS A4111, para equipos solares domésticos de circulación por termosifón de agua caliente sanitaria. Posteriormente se realiza una evaluación experimental de varios ensayos realizados según las normas JIS, CNS, ISO 9459-2, a dos equipos diferentes y se comparan los resultados. Los ensayos se realizaron en el "Solar Energy Laboratory", IIT Bombay bajo condiciones climáticas similares.

Las conclusiones del artículo son:

- Se recomienda que la estimación de los coeficientes de la ecuación para el cálculo de la energía obtenida según la norma ISO 9459-2 se haga por mínimos cuadrados ponderados, donde la incertidumbre del coeficiente permitiría deducir el número días de ensayo necesarios.
- La norma que requiere menor número de días de ensayo es el CNS. El inconveniente de esta norma es que no recoge el comportamiento del sistema ante pérdidas nocturnas.
- A través de los resultados de la norma CNS se ha calculado la ganancia diaria de calor bajo las mismas condiciones climáticas en las que se desarrolló la norma ISO 9459-2 y se ha observado que los resultados son bastantes similares, con tan solo una desviación máxima del 10%. Por lo que las predicciones realizadas a partir de los resultados de la norma CNS son satisfactorias.

[58] I. Michaelides, P. Eleftheriou, G. A. Siamas, G. Roditis, P. Kyriacou. «Experimental investigation of the night heat losses of hot water storage tanks in thermosyphon solar water heaters». *Renewable Sustainable Energy*, vol. 3, 2011. DOI: 10.1063/1.3595742.

En este artículo se ensayaron tres sistemas solares diferentes de circulación por termosifón en Nicosia (Chipre) según la norma ISO 9459-2. Se estudian las pérdidas térmicas nocturnas en el acumulador y se observa cómo éstas influyen en el rendimiento diario del equipo.

Los resultados muestran que, para los sistemas ensayados, la recirculación del flujo inverso en el captador tiene poca influencia en las pérdidas térmicas nocturnas. De los resultados obtenidos se observa como las pérdidas térmicas durante la noche son las mayores pérdidas energéticas del sistema y constituyen una media del 40% de la energía total conseguida durante el día. La geometría del acumulador influye mucho en dichas pérdidas, así cuanto mayor es la relación superficie/volumen, mayores son las pérdidas térmicas nocturnas.

[59] J.M. Chang, J.S. Leu, M.C. Shen, B.J. Huang. «A proposed modified efficiency for thermosiphon solar heating systems». *Solar Energ*, vol 76, pp. 693–701, 2004. DOI:10.1016/j.solener.2004.01.010.

En este artículo se propone la introducción de una nueva eficiencia para caracterizar a los equipos solares de termosifón que tiene en cuenta no solo el funcionamiento del equipo durante la fase de captación de energía (de día) y las pérdidas energéticas durante la noche, sino que también los efectos de mezclar el agua caliente y el agua fría de carga que fluyen por el acumulador cuando el equipo está siendo usado, permitiendo así la evaluación directa de la energía disponible para el usuario.

Se ensayan 12 equipos con captadores planos, y acumuladores horizontales con capacidades comprendidas entre 102-446 L. Para ello, este artículo empleará una modificación de la norma CNS 12557 B7276. Se definirá un coeficiente de eficiencia que estará compuesto por el producto del rendimiento térmico y la eficiencia a la evacuación de calor. Los resultados obtenidos para el rendimiento térmico se compararán con los que se obtendrían con el ensayo de la norma ISO 9459-2.

Los resultados obtenidos del rendimiento son muy similares a los obtenidos según la norma ISO 9459-2 si el coeficiente de pérdida de calor durante la noche no excede de 2.5 W/K. Si no, se produce una desviación del 9%. Esta similitud es debida a que las condiciones en ambos ensayos son iguales excepto los periodos de tiempo y la velocidad del viento.

Se ha tenido que modificar en este ensayo la condición de la norma ISO 9459-2 de una velocidad del viento superior a 3 m/s, ya que dicha velocidad en Taiwán raramente es alcanzada.

[60] A. Zerrouki, A. Boumedien, N. Said, B. Tedjiza . «Input/output test results and long-term performance prediction of a domestic thermosiphon solar water heater in Algiers, Algeria». *Renewable Energy*, vol.25, nº 1, pp. 153-161, 2002.

En este artículo se presentan los resultados de la evaluación de un equipo representativo de la industria argelina mediante ensayos de la norma ISO 9459-2. Se obtiene el rendimiento a largo plazo del sistema.

[61] S. Panteliou, A. Dentsoras, E. Daskalopoulos. «Use of expert systems for the selection and the design of solar domestic hot water systems 1999». *Solar Energy*, vol.57, pp. 1–8, 1996.

El objetivo de este artículo es desarrollar una herramienta informática para la selección de sistemas solares prefabricados. Para ello, se utilizan los resultados obtenidos de 21 sistemas ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2. Los autores se centran en el diseño mecánico de los equipos más que en el aspecto energético.

[62] J.L. Duomarco, «Long-term Performance Prediction for Domestic Solar Water Heating Systems. *Proceeding of Eurosun Solar European Congress, Aix-Les-Bains, Francia, 16-19 Septiembre 2014.* DOI:10.18086/eurosun.2014.03.07.

En este artículo se propone un método para comparar la predicción a largo plazo de sistemas ensayados a través de la norma ISO 9459-2. Se propone una fórmula que es capaz de ver qué equipo tiene las mejores prestaciones independientemente de la localidad.

Se han encontrado seis artículos de sistemas ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008, pero ninguno de ellos realiza un análisis comparativo como el que se muestra a continuación.

6.1.1.2. Resultados

En esta sección se realiza un análisis comparativo de los resultados más significativo; rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A), fracción solar (f_{SOL}), coeficientes de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) y la energía útil obtenida del ensayo de grado de mezcla ($Q_{\text{útil}}$), obtenidos para 18 sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria de circulación por termosifón, ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008.

6.1.1.2.1. Sistemas ensayados

La siguiente tabla muestra los parámetros constructivos, parámetros y resultados experimentales de los diferentes sistemas ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008.

Tabla 6-1. Sistemas ensayados norma ISO 9459-2:2008

PARÁMETROS CONSTRUCTIVO									PARÁMETROS EXPERIMENTALES				RESULTADOS EXPERIMENTALES			
Número de sistema	Tipo de captador	Modelo del intercambiador	Área de apertura A (m ²)	Volumen del acumulador V (l)	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V/A (l/m ²)	Área de intercambio (m ²)	Presión 1º (bar)	a ₁ (m ²)	a ₂ (MJ/K)	a ₃ (MJ)	U _s (W/K)	f _{sol} Atenas (%)	f _{sol} Davos (%)	f _{sol} Wurzburg (°)	f _{sol} Estocolmo (%)
1	SEL	Tubular	2.06	200	50	97.09	0.45	7.0	0.90	0.42	-1.49	3.66	58.8	37.2	31.1	25.7
2	SEL	Tubular	4.12	320	50	77.67	0.91	7.0	1.60	0.74	-1.70	6.09	64.4	43.4	36.5	30.6
3	SEL	Tubular	4.00	282	50	70.50	0.90	7.0	1.75	0.51	-0.21	4.25	73.0	54.6	45.1	38.9
4	SEL	Tubular	2.00	187	50	93.50	0.40	7.0	0.91	0.41	-0.92	3.90	58.5	37.1	31.4	26.2
5	SEL	D. E.	2.16	200	50	92.59	1.41	3.0	1.14	0.37	-1.06	4.21	68.6	48.8	40.3	34.1
6	SEL	D. E.	4.32	287	50	66.44	2.19	3.0	1.98	0.53	-1.97	4.72	75.3	58.3	46.2	39.8
7	SEL	D. E.	2.30	192	40	83.48	1.16	3.0	1.21	0.45	-1.06	3.34	71.9	53.1	43.2	36.9
8	SEL	D. E.	3.60	280	40	77.78	1.57	3.5	1.70	0.61	-2.00	3.90	69.4	50.3	41.0	34.8
9	SEL	D. E.	2.00	192	40	96.00	1.16	3.5	1.06	0.35	-2.63	3.43	62.6	42.4	34.0	28.0
10	SEL	D. E.	1.80	145	40	80.56	0.98	3.5	0.77	0.29	-0.57	3.49	66.4	46.0	38.5	32.4
11	SEL	D. E.	3.84	300	50	78.13	1.67	2.5	1.86	0.75	-2.42	5.07	68.3	48.7	40.0	33.8
12	SEL	D. E.	1.92	200	50	104.17	0.90	2.5	1.01	0.36	-1.75	4.17	61.2	40.2	33.1	27.5
13	SEL	D. E.	1.92	150	50	78.13	0.80	2.5	1.00	0.27	-0.61	3.23	68.4	48.9	40.8	34.6
14	SEL	D. E.	3.81	300	50	78.74	1.80	3.0	1.92	0.53	-2.47	4.59	71.4	52.9	42.8	36.5
15	SEL	D. E.	3.76	300	60	79.79	2.10	2.5	1.81	0.47	-0.57	5.55	71.6	52.9	43.7	37.5
16	SEL	D. E.	2.20	155	40-60	70.45	0.65	3.5	0.98	0.29	-0.30	3.87	70.8	52.0	43.0	36.8
17	SEL	D. E.	2.20	195	40-60	88.64	0.70	3.5	0.98	0.45	-1.72	4.93	60.3	38.5	31.9	26.1
18	SEL	D. E.	4.36	295	40-60	67.66	1.11	3.5	1.94	0.77	-3.06	5.02	70.7	51.6	41.2	34.7

Dónde:

- SEL. Captador selectivo
- D.E. Intercambiador de doble envolvente.
- Presión 1°. Presión de tarado de la válvula de seguridad del circuito primario.

Los valores aportados de la fracción solar (f_{sol}) de la Tabla 6-1, son calculados tomando un volumen de carga diaria igual al volumen del sistema.

6.1.1.2.2. Análisis comparativo del rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A) y la fracción solar (f_{sol})

En ésta sección se muestra un análisis comparativo de los resultados obtenidos a los sistemas solares prefabricados mediante el cálculo del rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A) y la fracción solar (f_{sol}) en diferentes localidades de referencia (Estocolmo, Wurzburg, Davos y Atenas), para diferentes ratios volumen/área. También se realiza un análisis comparativo del rendimiento de los sistemas y la fracción solar, para las diferentes localidades de referencia, entre acumuladores con intercambiadores tubulares y dobles envolventes.

La Figura 6-1 muestra el rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A) para diferentes ratios volumen/área de los 18 sistemas solares prefabricados ensayados.

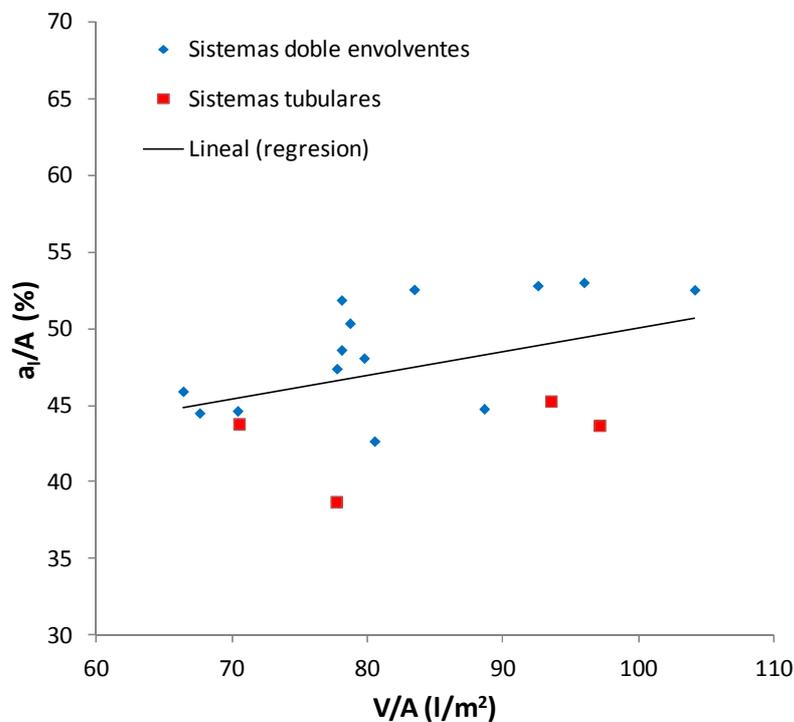


Figura 6-1. a_1/A vs V/A

Se observa cómo al aumentar la relación V/A , aumenta el rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A). Una relación entre el rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A) y la relación V/A puede ser determinado y dado por:

$$\frac{a_1}{A} = 0.155 \cdot \frac{V}{A} + 34.515 \quad (6-1)$$

La Figura 6-2 representa el rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A) para diferentes ratios volumen/área diferenciando entre sistemas con acumulador doble envolvente y sistemas con acumuladores tubulares.

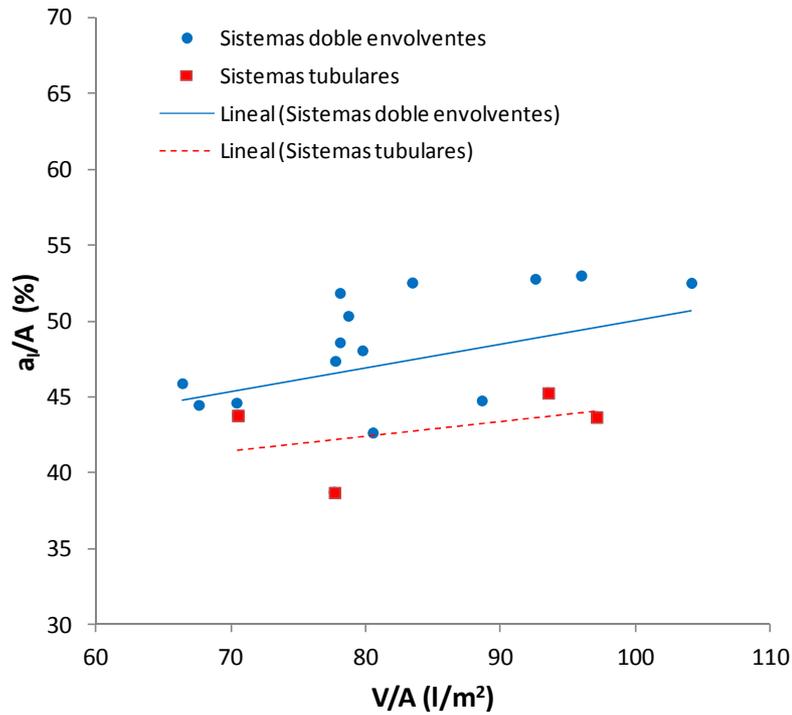
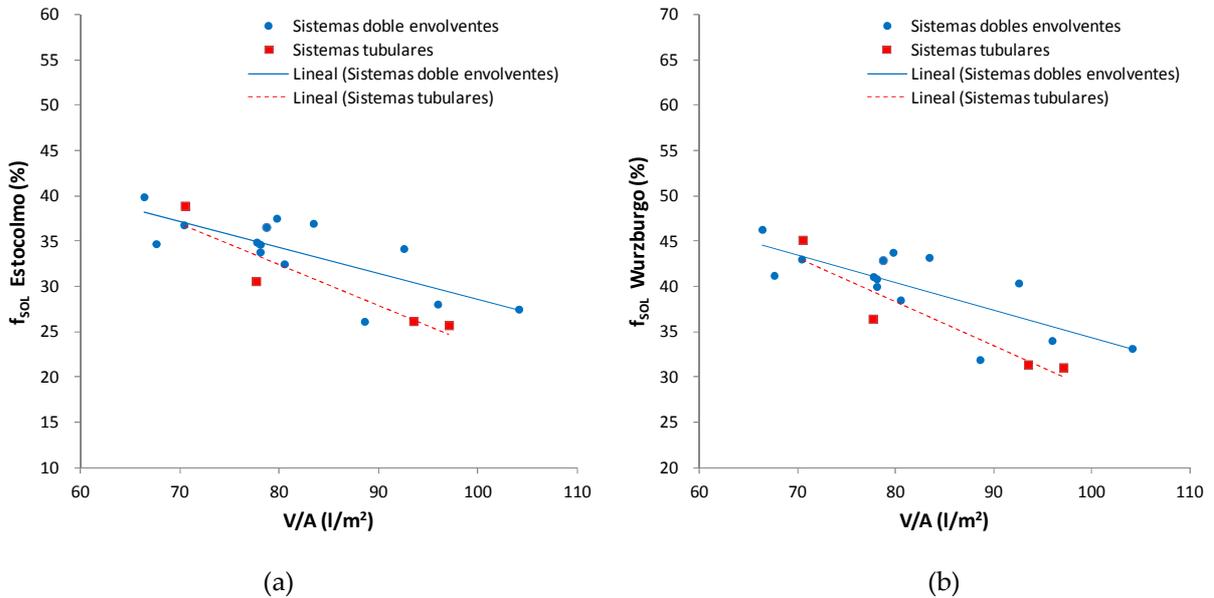


Figura 6-2. a_1/A vs V/A

El rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A) para los sistemas con intercambiadores doble envoltentes es mayor que para los sistemas con intercambiadores tubulares. Una diferencia de 3.9% para valores con ratios V/A aproximados de $70 l/m^2$ y 5.6% para valores con ratios V/A en torno a $100 l/m^2$.

La Figura 6-3 muestra la fracción solar (f_{sol}) en las diferentes localidades de referencia (Estocolmo, Wurzburg, Davos y Atenas) para diferentes ratios volumen/área de los 18 sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón.



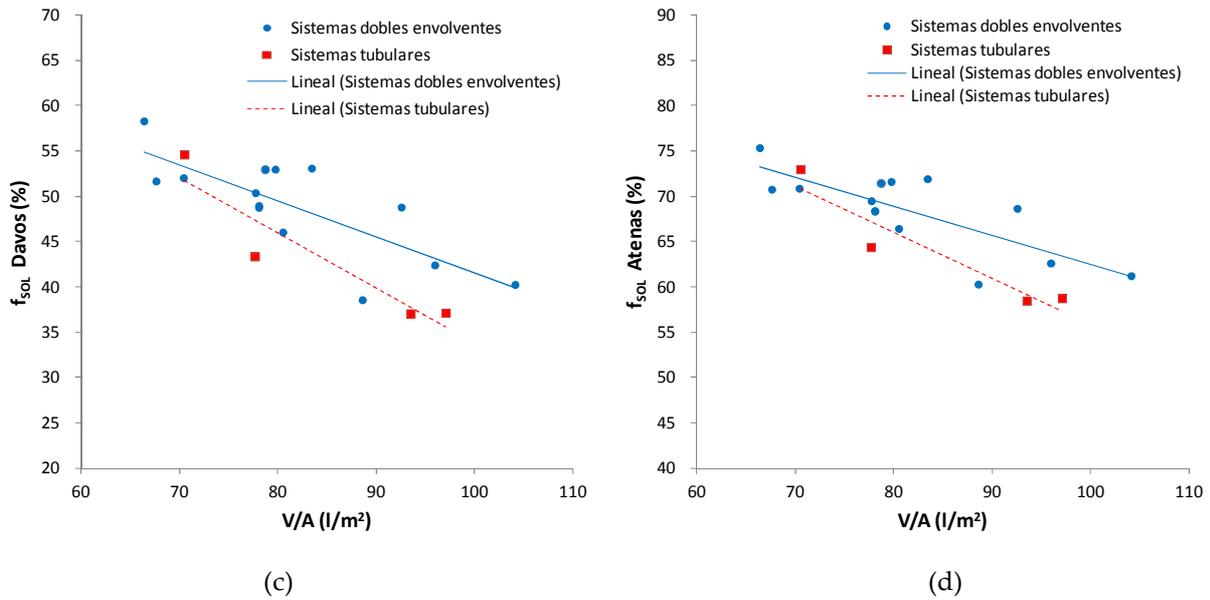


Figura 6-3. Resultados de f_{sol} en Estocolmo (a), Wurzburg (b), Davos (c) y Atenas (d)

En todas las localidades de referencia se observa cómo al aumentar la relación V/A , disminuye la fracción solar. Del mismo modo, la fracción solar (f_{sol}) es mayor para sistemas con intercambiadores dobles envolventes que para sistemas con intercambiadores tubulares. Una diferencia de 0.2-0.3-1.5-0.9% para valores con ratios V/A en torno a 70 l/m² y de 5.1-5.8-5.8-6.6% para valores con ratios V/A aproximados de 100 l/m², para las localidades de Estocolmo, Wurzburg, Davos y Atenas respectivamente.

La Figura 6-4 muestra las líneas de tendencia de la fracción solar (f_{sol}) en diferentes localidades de referencias (Estocolmo, Wurzburg, Davos y Atenas) para diferentes ratios volumen/Área.

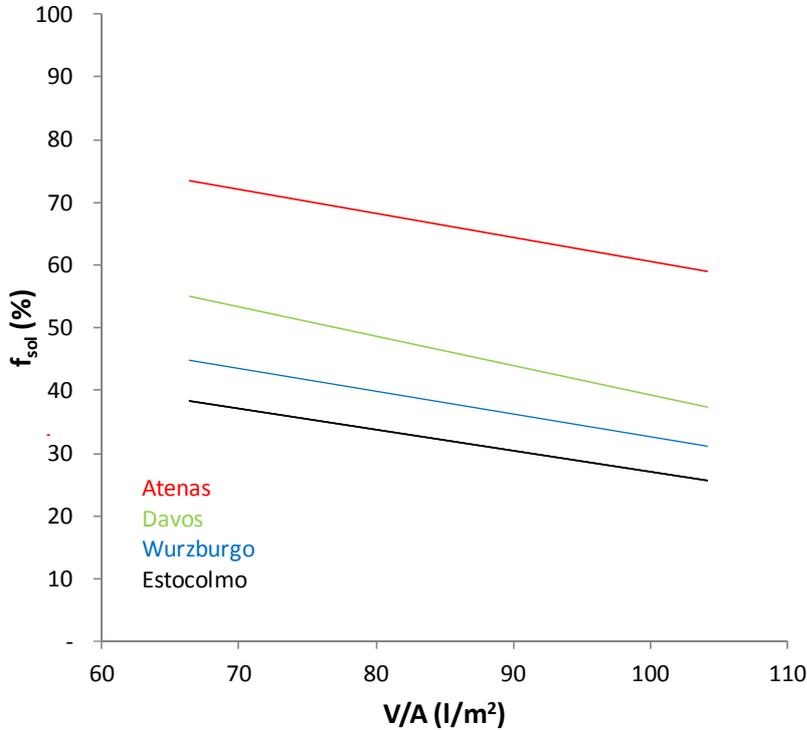


Figura 6-4. Resultados de f_{sol} en diferentes localidades de referencias

Se observa cómo, en todas las localidades de referencia, al aumentar la relación V/A , disminuye la fracción solar. Las localidades con fracción solar en orden de mayor a menor son: Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo.

6.1.1.2.3. Análisis comparativo del coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s)

En esta sección se comparan los diferentes valores obtenidos de los coeficientes de pérdidas térmicas de los acumuladores (U_s) en función del volumen del acumulador (150, 200 y 300 litros aproximadamente).

En la Tabla 6-2 se puede ver un resumen de los coeficientes de pérdidas térmicas de los acumuladores para diferentes rangos de volumen del acumulador (150, 200 y 300 litros).

Tabla 6-2. Coeficientes de pérdidas térmicas del acumulador. Norma ISO 9459-2:2008

Volumen V (l)	U_s medio (W/K)	U_s máximo (W/K)	U_s mínimo (W/K)	U_s medio/V (W/K-l)
300± 20 l	4.88	6.09	3.9	0.0165
200± 15 l	3.95	4.93	3.34	0.0202
150± 5 l	3.53	3.87	3.23	0.0235

Del análisis del ratio U_s medio/volumen se puede observar como los sistemas de 300 litros tienen un 22.5% menos de pérdidas por unidad de masa almacenada que los sistemas de 200 litros, y estos un 16.3% menos que los sistemas de 150 litros. Esto es debido a que los sistemas con mayor volumen tienen menor cociente superficie de intercambio al exterior/volumen.

6.1.1.2.4. Análisis comparativo de la energía útil para el ensayo de grado de mezcla

En esta sección, se determina la energía útil durante la extracción (energía suministrada a una temperatura superior a 45°C) para el ensayo de grado de mezcla en el acumulador. En la Figura 6-5 se representa la energía suministrada por el sistema solar térmico respecto al volumen de una extracción tipo.

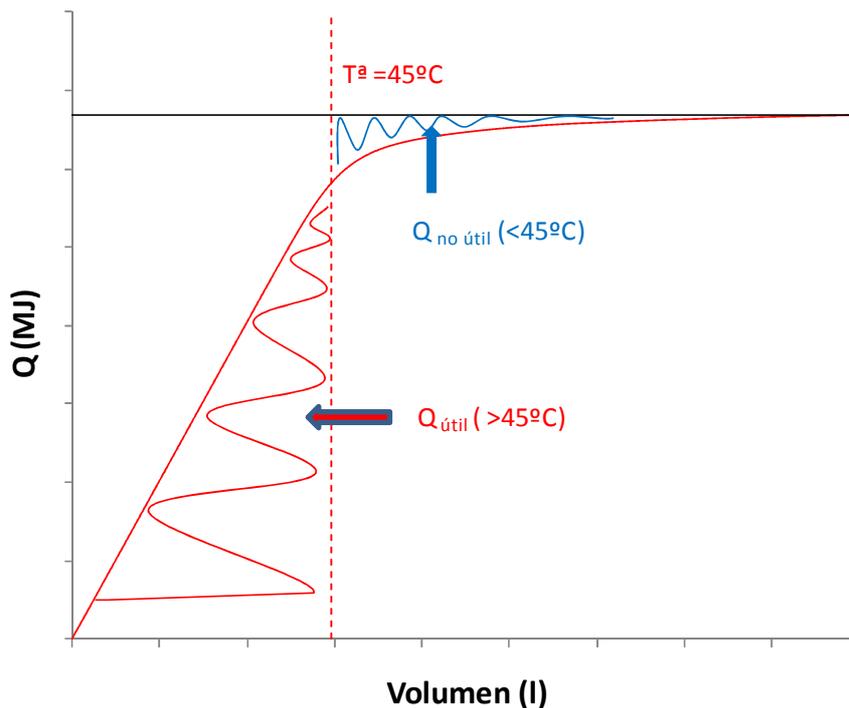


Figura 6-5. Q vs V del ensayo de grado de mezcla

En la gráfica anterior se observan las energías útil ($Q_{\text{útil}}$) y las energías no útil ($Q_{\text{no útil}}$) obtenidas del ensayo de grado de mezcla.

En la Tabla 6-3 se muestra un resumen de los resultados de 18 sistemas ensayados de acuerdo al ensayo de grado de mezcla de la norma ISO 9459-2:2008.

Tabla 6-3. Resultados ensayos de grado de mezcla

Número de sistema	T ^a inicial del agua T _{ini} (°C)	T ^a de suministro del agua T _{ent} (°C)	Diferencia T _{ini} -T _{ent} (°C)	Energía total extraída Q (MJ)	Energía útil Q _{útil} (MJ)	Ratio Q _{útil} /Q (%)
1	63.54	19.15	44.39	39.70	34.45	86.78
2	61.10	13.79	47.31	64.76	53.60	82.77
3	61.66	12.30	49.36	43.90	35.72	81.37
4	61.74	13.39	48.35	43.11	35.53	82.42
5	61.83	21.93	39.90	53.36	43.11	80.79
6	65.70	13.44	52.26	66.56	52.70	79.18
7	63.26	13.36	49.90	43.68	35.45	81.16
8	67.50	21.95	45.55	26.67	21.60	80.99
9	62.11	15.14	46.97	56.34	41.40	73.48
10	62.05	22.08	39.97	51.15	35.61	69.62
11	67.66	19.16	48.50	38.91	30.49	78.36
12	61.13	16.19	44.94	30.52	23.99	78.60
13	62.00	16.05	45.95	41.04	29.00	70.66
14	61.25	24.42	36.83	49.53	41.87	84.53
15	61.69	12.04	49.65	66.81	49.25	73.72
16	61.38	11.96	49.42	39.56	24.07	60.84
17	62.94	20.02	42.92	37.71	27.12	71.92
18	61.01	19.96	41.05	53.14	41.64	78.36
					MEDIA	77.53

Los valores de la energía útil (Q_{útil}) oscilan entre el 60-87% de la energía total de extracción. El valor medio del ratio Q_{útil}/Q de los 18 sistemas ensayados es de 77.53%. Dos tercios de estos sistemas tienen un valor de dicho ratio mayor.

Es conveniente tener el valor lo más alto posible de Q_{útil} en la ausencia de un calentador modulante termostático como energía auxiliar. Así se tiene mayor cantidad de agua a una temperatura superior a 45°C.

6.1.1.2.5. Conclusiones

Las conclusiones del análisis comparativo de sistemas ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008 son:

- Cuanto mayor es la relación volumen/área de los sistemas, mayor es el rendimiento sin pérdidas térmicas (a_1/A) y también es menor la fracción solar (f_{sol}).
- El rendimiento para los sistemas con intercambiadores doble envolvente son mayores que los obtenidos con intercambiadores tubulares. Una diferencia de 0.2-0.3-1.5-0.9% para valores con ratios V/A aproximados de 70 l/m² y de 5.1-5.8-5.8-6.6% para valores con ratios V/A en torno a 100 l/m², para las localidades de Estocolmo, Wurzburg, Davos y Atenas respectivamente.
- A mayor volumen del acumulador, menores son las pérdidas por unidad de masa almacenada (U_s/volumen). Los sistemas de 300 litros tienen un 22.5% menos de pérdidas por unidad de masa almacenada que los sistemas de 200 litros, y estos un 16.3% menos que los sistemas de 150 litros.
- Los sistemas tienen un valor de la energía útil Q_{útil} (45°C) entre el 60-87% de la energía total del acumulador de acuerdo al ensayo de grado de mezcla.

6.1.2. Norma ISO 9459-5:2007 (DST) [31]

En esta sección se realiza un análisis bibliográfico de todos los artículos con referencia a la norma ISO 9459-

5:2007. Del mismo modo, se realiza un análisis de la influencia de los parámetros constructivos en los parámetros experimentales del sistema (A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L , y S_c) y de la influencia de los parámetros constructivos en la fracción solar, de 37 sistemas de circulación por termosifón y 11 sistemas de circulación forzada, ensayados todos ellos de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007.

6.1.2.1. Análisis bibliográfico

Tras realizar un análisis bibliográfico, los artículos encontrados con referencias a sistemas ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 son:

[63] A. Neves, N. Mexa, J. Facão, J. Dias Gomes, M. J. Carvalho. «Factory Made Solar Thermal Systems - Dynamic System Testing and development of parameter identification tool and LTPP validation». *Proceeding of Eurosun Solar European Congress, Graz, Austria, 28 Septiembre - 01 Octubre 2010*. DOI:10.18086/eurosun.2010.15.03.

En la actualidad, los laboratorios de ensayos utilizan un software de código cerrado para determinar los parámetros característicos de los sistemas solares, de acuerdo con lo establecido en la norma ISO 9459-5:2007. Al ser un código cerrado, se presentan ciertas limitaciones, como por ejemplo, la imposibilidad de comprender los motivos por los que, en determinadas circunstancias, se dan resultados que se consideran extraños.

En este artículo se propone un modelo matemático alternativo para estimar los parámetros característicos de los sistemas solares de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007. Este modelo se basa en el algoritmo iterativo de optimización de Levenberg-Marquardt. Así, se realiza un proceso iterativo para la obtención de los parámetros característicos comparando los resultados obtenidos a partir de los valores estimados de los parámetros, con los resultados reales obtenidos en los ensayos.

En las conclusiones de este trabajo se expone que en algunos casos los parámetros obtenidos con el modelo propuesto son muy parecidos a los determinados con el software de código cerrado. Sin embargo, en otros casos esto no es así.

[64] P. Almeida, R. Amorim, M. J. Carvalho, J. Farinha Mendes, V. Lopes. «Dynamic testing of systems – use of TRNSYS as an approach for parameter identification». *Energy Procedia*, vol.30, pp. 1294–1303, 2012. DOI: 10.1016/j.solener.2014.02.010.

Comparación de los resultados de sistemas ensayados con la norma ISO 9459-5:2007 y los resultados de los mismos sistemas mediante simulación e identificación de los parámetros el programa GENOPT, Generic Optimization Program. En concreto, 4 sistemas de circulación forzada y otros 4 de circulación por termosifón. Los resultados obtenidos son parecidos, menores al 3%, excepto un sistema forzado y otro termosifónico que la diferencia es del 15%.

[65] F. Bertsch, S. Bonk, H. Drück, S. Fischer. «Indoor System Testing Based on ISO-9459-5 Using a Dynamic Solar Simulator». *Proceeding of ISES Solar World Congress, Kassel, Alemania, 28 Agosto - 2 Septiembre 2011*. DOI:10.18086/swc.2011.28.04.

En este artículo se realiza un ensayo a un sistema solar prefabricado en un simulador solar mediante la norma ISO 9459-5:2007 y se han comparado los resultados con el ensayo del mismo sistema en un banco de ensayo al exterior. Las desviaciones de los resultados de la fracción solar entre ambos métodos son del orden del 3.5%.

Se han encontrado 3 artículos referentes a sistemas ensayados sólo con la norma ISO 9459-5:2007. Ninguno de ellos tiene un número de muestras tan elevado, ni realiza un análisis de los resultados como el que se expone a continuación.

6.1.2.2. Resultados

En esta sección se muestran los resultados y se realiza un análisis de la influencia de los parámetros constructivos en los parámetros experimentales del sistema (A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L , y S_c) y de la influencia de los parámetros constructivos en la fracción solar, de 37 sistemas de circulación por termosifón y 11 sistemas de circulación forzada, ensayados todos ellos de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007.

6.1.2.2.1. Sistemas de circulación por termosifón

La siguiente tabla muestra los parámetros constructivos de los diferentes sistemas termosifónicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007.

Tabla 6-4. Sistemas termosifónicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007

PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS												
Número de sistema	Tipo de captador	Aislamiento del fondo del captador	Espesor aislamiento del captador (mm)	Tipo de perfil	Modelo del intercambiador	Área de apertura A (m ²)	Volumen bruto del acumulador V _b (l)	Aislamiento del acumulador	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V _b /A (l/m ²)	Área de intercambio (m ²)	Presión 1° (bar)
1	SEL 3	N/A	20	ALTO	DE	4.14	300	N/A	50	72.46	1.80	2.5
2	SEL 1.3	Lana de Vidrio	20	ALTO	DE	1.91	200	Poliuretano	50	104.71	0.97	2.5
3	SEL 1.3	Lana de Vidrio	20	ALTO	DE	3.82	300	Poliuretano	50	78.53	1.78	2.5
4	SEL 1.3	Lana de Vidrio	20	ALTO	DE	2.40	200	Poliuretano	50	83.33	0.97	2.5
5	SEL 1.3	Lana de Vidrio	23	ALTO	DE	1.90	149	Poliuretano	50	78.42	0.80	2.5
6	SEL 1.3	Poliuretano + Lana Mineral	23	ALTO	DE	2.58	209	Poliuretano	38	81.01	1.20	3.0
7	SEL 1.3	Poliuretano + Lana Mineral	25	BAJO	DE	2.58	209	Poliuretano	38	81.01	1.20	3.0
8	PN	Poliuretano	35	ALTO	DE	2.58	209	Poliuretano	38	81.01	1.20	3.0
9	PN	Poliuretano	38	BAJO	DE	2.58	209	Poliuretano	38	81.01	1.25	3.0
10	SEL 1.2	Lana de Vidrio	38	ALTO	DE	3.54	301	Poliuretano	40	85.03	1.57	3.0
11	SEL N/E	Lana Mineral	40	ALTO	DE	1.92	154	Poliuretano	43	80.21	1.16	2.5
12	SEL N/E	N/A	40	ALTO	DE	1.95	192	N/A	40	98.46	1.20	3.0
13	SEL 1.1	Lana de Roca	40	ALTO	DE	3.24	318	Poliuretano	50	98.15	1.80	3.0
14	SEL 2	Espuma de Poliisocianurato	40	ALTO	DE	2.08	158	Poliuretano	55	75.96	1.00	3.0
15	SEL 1.3	Lana de Roca	40	ALTO	DE	1.94	155	Poliuretano	50	79.90	0.73	3.0
16	SEL 1.3	Lana de Roca	40	ALTO	DE	3.88	314	Poliuretano	50	80.93	2.03	3.0
17	PN	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	1.88	157	Poliol+Isocianato	25	83.51	0.81	3.0
18	SEL 1.2	Lana de Vidrio	40	ALTO	DE	1.88	157	Poliol+Isocianato	25	83.51	0.81	3.0

PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS												
Número de sistema	Tipo de captador	Aislamiento del fondo del captador	Espesor aislamiento del captador (mm)	Tipo de perfil	Modelo del intercambiador	Área de apertura A (m ²)	Volumen bruto del acumulador V _b (l)	Aislamiento del acumulador	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V _b /A (l/m ²)	Área de intercambio (m ²)	Presión 1 ^o (bar)
19	SEL 1.2	Lana de Vidrio	40	BAJO	DE	3.76	317	Poliol+Isocianato	25	84.31	1.78	3.0
20	SEL 1.2	Lana de Vidrio	40	BAJO	DE	1.77	145	Poliuretano	40	81.92	0.98	3.0
21	SEL 1.3	Lana de Vidrio	40	BAJO	DE y SERP	1.99	145	Poliuretano	50	72.86	0.48	3.0
22	SEL 1.3	Lana de Vidrio	40	BAJO	DE	2.01	157	Poliuretano	50	78.11	0.78	3.0
23	SEL 1.3	Lana de Roca	40	ALTO	DE	2.40	210	Poliol+Isocianato	30	87.50	0.97	2.5
24	SEL 1.3	Lana de Vidrio	40	BAJO	DE	3.98	282	Poliuretano	40	70.85	1.51	3.0
25	SEL N/E	Lana de Roca	40	ALTO	DE	4.20	241	Poliuretano	50	57.38	1.32	3.5
26	SEL 1.3	Lana Mineral	50	ALTO	DE	4.46	282	Poliuretano	50	63.23	1.51	3.0
27	SEL 1.3	Lana de Roca	50	ALTO	DE	4.80	315	Poliol+Isocianato	30	65.63	1.78	2.5
28	SEL 1.1	Lana de Vidrio	50	ALTO	DE	1.94	155	Poliuretano	45-50	79.90	1.60	3.0
29	SEL 1.2	Lana de Vidrio	50	ALTO	DE	3.76	300	Poliuretano	38	79.79	1.88	2.5
30	SEL 1.3	Lana de Roca	50	BAJO	DE	1.92	156	Poliuretano	40	81.25	0.74	2.5
31	SEL 1.3	Lana Mineral	60	ALTO	DE	4.72	314	Poliuretano	38	66.53	2.00	3.0
32	SEL 1.2	Lana de Vidrio	60	ALTO	DE	1.88	152	Poliuretano	25	80.85	0.81	2.5
33	PN	Lana de Vidrio	N/A	ALTO	DE	1.88	152	Poliuretano	25	80.85	0.81	2.5
34	SEL 1.2	Lana Mineral	N/A	ALTO	DE	2.65	170	Poliuretano	60	64.15	1.93	3.0
35	PN	Poliuretano + Lana Mineral	N/A	ALTO	DE	2.16	170	Poliuretano	60	78.70	1.93	3.0
36	SEL 1.3	Lana de Vidrio	N/A	ALTO	DE	3.84	317	Poliuretano	50	82.55	1.66	2.5
37	SEL N/E	N/A	N/A	ALTO	DE	4.02	282	N/A	38	70.15	1.49	2.5

Dónde:

a) Se diferencia el tipo de captador en función del tratamiento realizado en el absorbedor entre:

- SEL 1.1. Tratamiento Tinox.
- SEL 1.2. Tratamiento Bluetec Eta-Plus.
- SEL 1.3. Tratamiento Mirotherm.
- SEL 2. Tratamiento Mirosol.
- SEL 3. Tratamiento de óxido de cromo.
- SEL N/E. Tratamiento selectivo pero no se especifica el tipo.
- PN. Tratamiento de pintura negra.

En la siguiente tabla se muestra las características ópticas de los diferentes tratamientos.

Tabla 6-5. Tratamiento superficial del captador

Tratamiento	α	ϵ
SEL 1.1, 1.2 y 1.3	0.95	0.05 ± 0.01
SEL 2	0.9	0.2
SEL3	0.87	0.09
PN	0.98	0.94

Dónde:

α es el coeficiente de absortividad.

ϵ es el coeficiente de emisividad a 100°C.

En la siguiente figura se muestra el espectro de reflexión de dos subgrupos de tratamiento superficial 1 (selectivo 1.2 y selectivo 1.3) y el tratamiento selectivo 2.

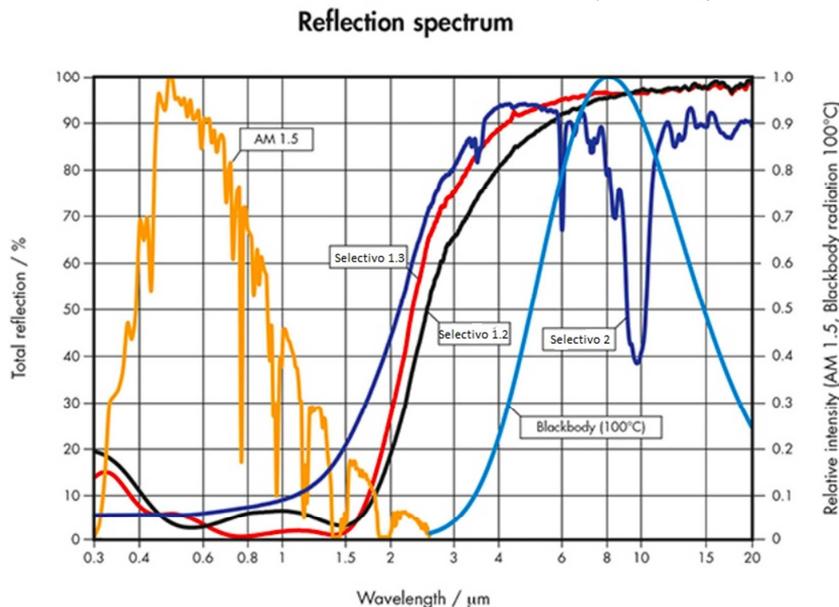


Figura 6-6. Espectro de reflexión de absorbedores con diferentes tratamientos selectivos. Fuente: Alanod Solar [66]

b) Se diferencia el tipo de perfil en función a la posición del acumulador con respecto al captador. En los sistemas de perfil alto el acumulador se encuentra encima de los captadores y en los de perfil bajo detrás de

los mismos. En la Figura 6-7 se muestra gráficamente el tipo de perfil.



Figura 6-7. Tipo de perfil. Perfil alto (a), Perfil bajo (b)

c) Se diferencia el modelo del intercambiador entre:

- DE. Acumulador con intercambiador de doble envolvente.
- SERP. Acumulador con intercambiador de serpiente.

En siguiente tabla se muestran los parámetros y resultados experimentales de los diferentes sistemas termosifónicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007.

Tabla 6-6. Parámetros y resultados experimentales de los sistemas termosifónicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007

Número de sistema	PARÁMETROS EXPERIMENTALES						RESULTADOS EXPERIMENTALES			
	Ac* (m ²)	uc* (W/m ² K)	Us (W/K)	Cs (MJ/K)	D _L (-)	S _c (-)	f _{sOL} Atenas (%)	f _{sOL} Davos (%)	f _{sOL} Wurzburg (%)	f _{sOL} Estocolmo (%)
1	2.28	5.99	4.17	1.39	0.051	0.113	75.4	57.4	46.9	40.5
2	1.18	13.18	2.06	0.78	0.009	0.420	67.3	46.9	39.7	33.6
3	2.14	9.81	2.84	1.17	0.021	0.329	74.3	55.8	45.7	39.4
4	1.38	11.66	2.52	0.77	0.001	0.369	68.9	48.6	41.0	34.9
5	1.15	10.51	1.18	0.63	0.051	0.347	74.9	56.5	46.0	39.6
6	1.48	8.12	2.32	0.85	0.023	0.146	73.2	54.6	44.9	41.0
7	1.30	11.79	2.13	0.69	0.008	0.864	71.1	51.8	42.4	38.7
8	1.34	12.45	2.76	0.81	0.026	0.218	66.5	46.0	38.9	35.2
9	1.14	14.36	3.20	0.71	0.050	0.971	65.8	45.4	38.1	34.4
10	1.84	11.24	2.11	1.05	0.065	0.449	68.9	49.2	40.9	37.1
11	1.29	12.34	2.24	0.55	0.526	0.327	68.6	48.8	40.1	36.4
12	1.18	15.07	2.43	0.79	0.016	0.400	66.5	45.8	38.9	35.1
13	1.92	5.24	2.79	1.06	0.049	0.066	68.5	49.4	41.0	37.2
14	1.11	8.40	2.19	0.65	0.208	0.221	70.0	50.5	41.8	37.9
15	1.15	8.96	2.47	0.70	0.029	0.282	74.7	56.0	45.9	42.1

Número de sistema	PARÁMETROS EXPERIMENTALES						RESULTADOS EXPERIMENTALES			
	Ac^* (m ²)	uc^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)	f_{sol} Atenas (%)	f_{sol} Davos (%)	f_{sol} Wurzburg (%)	f_{sol} Estocolmo (%)
16	2.11	6.01	3.74	1.34	0.004	0.183	74.5	56.5	46.4	42.4
17	0.87	10.89	2.52	0.64	0.075	0.138	60.7	39.8	34.3	30.8
18	1.00	5.62	2.56	0.67	0.046	0.070	69.8	50.2	42.0	38.0
19	2.03	7.70	4.43	1.25	0.084	0.413	72.3	53.6	43.9	40.1
20	0.91	12.83	2.92	0.46	0.151	0.617	63.5	42.9	36.3	32.6
21	1.30	9.48	2.26	0.58	0.657	0.556	76.3	58.4	46.7	42.9
22	1.02	12.05	2.01	0.58	0.093	0.796	71.6	52.3	42.8	39.0
23	1.36	9.30	2.05	0.81	0.050	0.146	68.7	48.9	40.8	37.0
24	2.43	8.83	3.39	1.06	0.157	0.733	81.1	65.3	51.1	47.7
25	2.43	4.36	3.72	0.69	0.658	0.261	80.8	65.4	51.4	47.4
26	2.63	7.29	2.78	1.11	0.113	0.431	83.6	68.9	53.5	50.0
27	2.78	6.07	3.07	1.23	0.121	0.088	79.3	63.2	50.2	46.2
28	1.35	7.98	3.45	0.65	0.043	0.211	76.9	58.9	47.6	44.1
29	2.06	11.20	3.40	1.12	0.088	0.666	73.5	54.7	44.5	40.5
30	1.25	8.88	1.96	0.64	1.015	0.233	73.0	54.6	44.9	40.4
31	2.87	5.76	3.99	1.32	0.107	0.074	80.2	64.2	50.9	47.1
32	1.11	6.94	2.62	0.57	0.133	0.065	66.7	46.5	39.1	35.3
33	0.83	13.76	1.85	0.59	0.104	0.012	58.0	37.7	34.4	29.1
34	1.45	8.92	2.65	0.51	0.190	0.150	71.0	51.7	42.5	38.4
35	1.01	19.67	1.49	0.58	0.134	0.548	56.0	36.3	31.1	27.7
36	1.99	5.95	2.50	1.18	1.191	0.054	65.9	46.5	38.3	34.1
37	2.55	8.45	3.77	1.16	0.071	0.347	80.5	64.1	50.7	47.2

Los valores aportados de la fracción solar (f_{sol}) de la tabla anterior, son calculados tomando un volumen de carga diaria igual al volumen del sistema.

Influencia de los parámetros constructivos en los parámetros experimentales del sistema

En esta sección se estudia la influencia de los parámetros constructivos del sistema en los parámetros obtenidos del ensayo de la norma ISO 9459-5:2007 (Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L , y S_c).

- Área efectiva del circuito de captadores (Ac^*)

En las siguiente figura se representa el área efectiva del circuito de captadores (Ac^*) en función del área de apertura (A), diferenciando el tipo de tratamiento del absorbedor del captador.

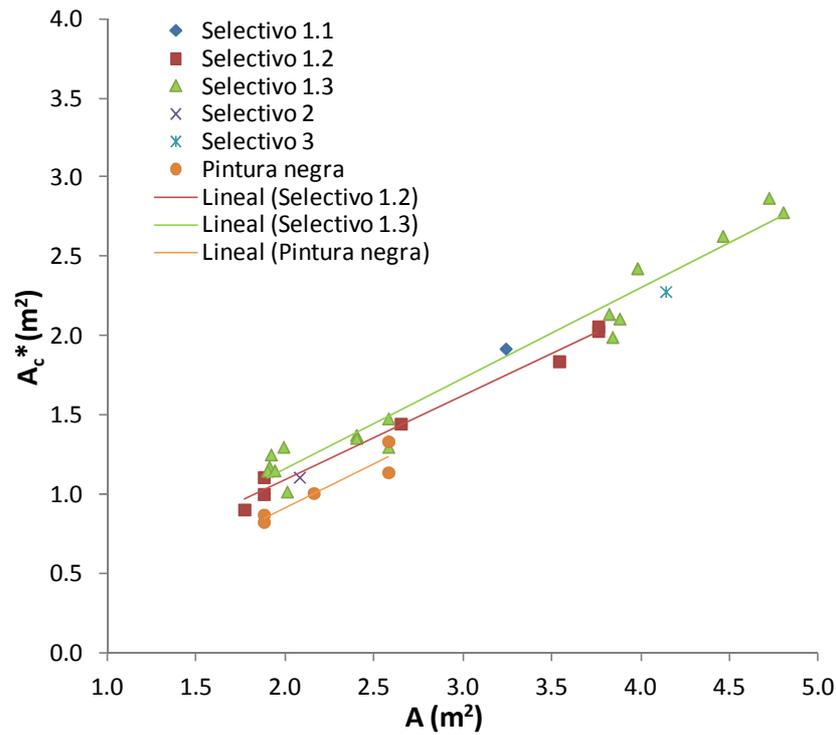


Figura 6-8. A_c^* vs área de apertura. Sistemas termosifónicos

Al aumentar el área de los captadores, aumenta el área efectiva. Del mismo modo, se observa como los captadores con pintura negra tienen una menor área efectiva que los captadores selectivos, en torno al 15-20%.

- *Coefficiente efectivo de pérdidas del circuito de captadores (u_c^*)*

En la siguiente figura se representa el coeficiente efectivo de pérdidas del circuito de captadores (u_c^*) con respecto al espesor del aislamiento del captador, para los diferentes espesores de aislamientos.

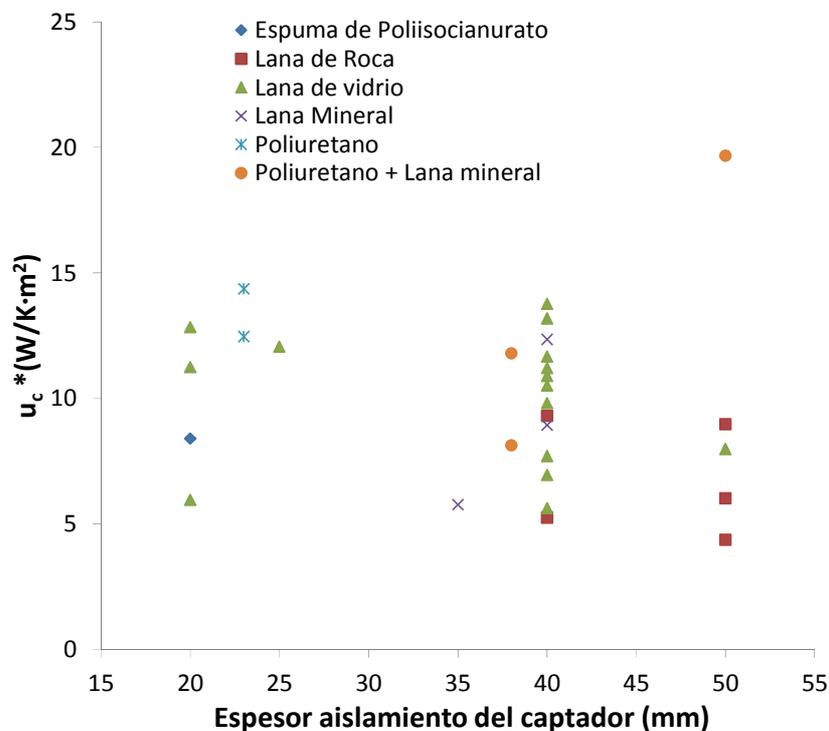


Figura 6-9. u_c^* vs espesor de aislamiento del captador. Sistemas termosifónicos

Se observa cómo no sigue una tendencia, no por no tener más espesor hay menos pérdidas. El promedio de los sistemas con aislamiento de fondo de captador de lana de roca tienen un coeficiente de pérdidas menor,

alrededor del 54% inferior que el promedio del resto de materiales.

- *Coefficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s)*

En este apartado se analiza el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) en función del volumen bruto del sistema y del aislamiento (material y espesor).

- Volumen

En la siguiente gráfica se representa el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) con respecto al volumen bruto del acumulador.

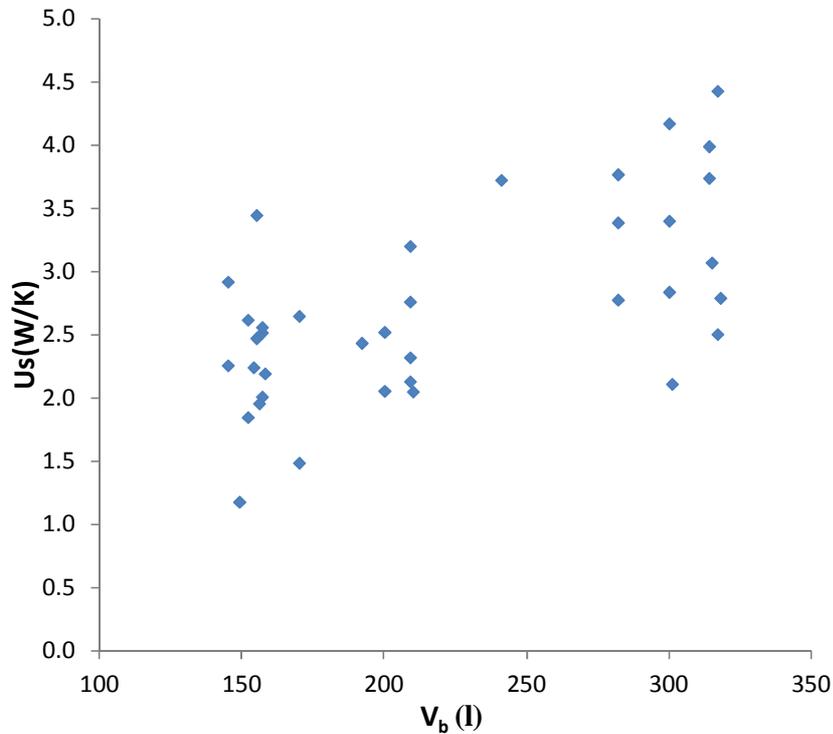


Figura 6-10. U_s vs volumen bruto del acumulador. Sistemas termosifónicos

Los sistemas con mayor volumen tienen mayores coeficientes de pérdidas térmicas (U_s).

En la Figura 6-11 se representa las pérdidas térmicas de acumulador por unidad de masa almacenada (U_s/V_b) respecto al volumen bruto del acumulador.

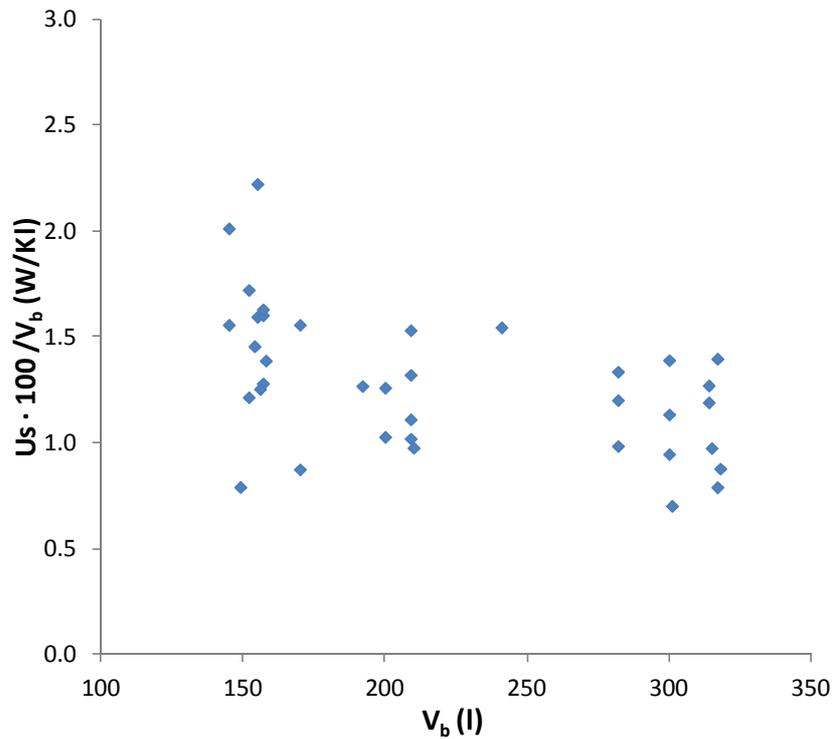


Figura 6-11. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) por unidad de masa almacenada vs volumen bruto del acumulador. Sistemas termosifónicos

Los sistemas de mayor volumen tienen menores pérdidas por unidad de masa almacenada.

En la Tabla 6-7 se representa los coeficientes de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) medios, máximos y mínimos en función del volumen del acumulador.

Tabla 6-7. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) en función del volumen del acumulador

Volumen V_b (l)	U_s medio (W/K)	U_s máximo (W/K)	U_s mínimo (W/K)	U_s medio/ V_b (W/K l)
150 ± 20 l	2.29	3.45	1.18	0.0148
200 ± 10 l	2.43	3.20	2.05	0.0119
300 ± 20 l	3.30	4.43	2.11	0.0109

Los sistemas de 300 litros tienen alrededor de un 9% menos de pérdidas por unidad de masa almacenada que los sistemas de 200 litros, y estos un 24% menos que los sistemas de 150 litros. Eso es debido a que los equipos con mayor volumen tienen menor cociente superficie de intercambio al exterior/volumen.

- Material y espesor de aislamiento

En la siguiente gráfica se representa el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) con respecto al espesor de aislamiento del acumulador, diferenciando el tiempo de material empleado.

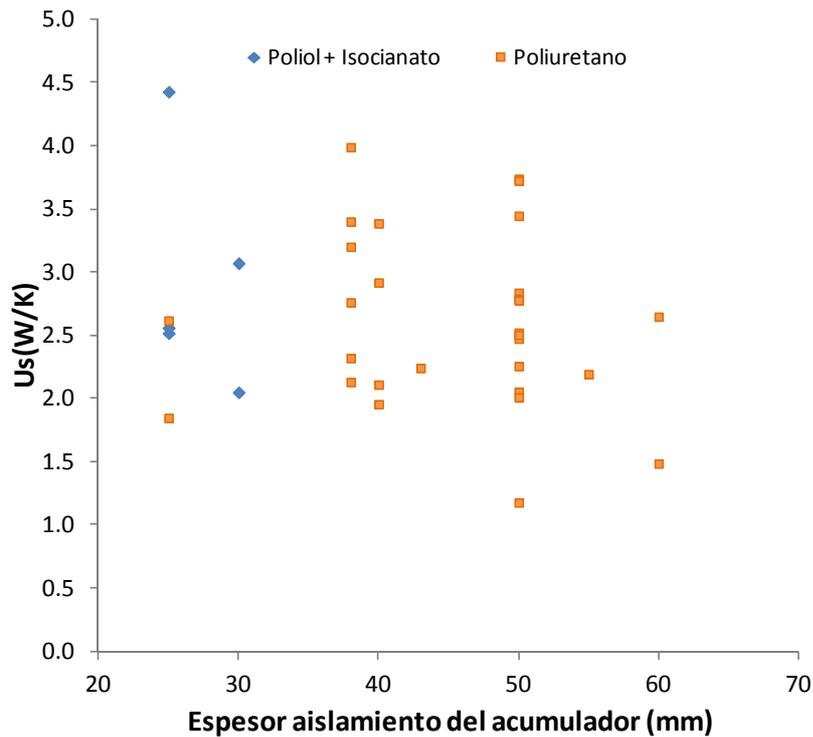


Figura 6-12. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) vs material y espesor de aislamiento del acumulador. Sistemas termosifónicos

Los resultados aportan gran dispersión y no se puede identificar ninguna tendencia.

En la Figura 6-13 se representa el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) con respecto al ratio volumen bruto y espesor de aislamiento del acumulador.

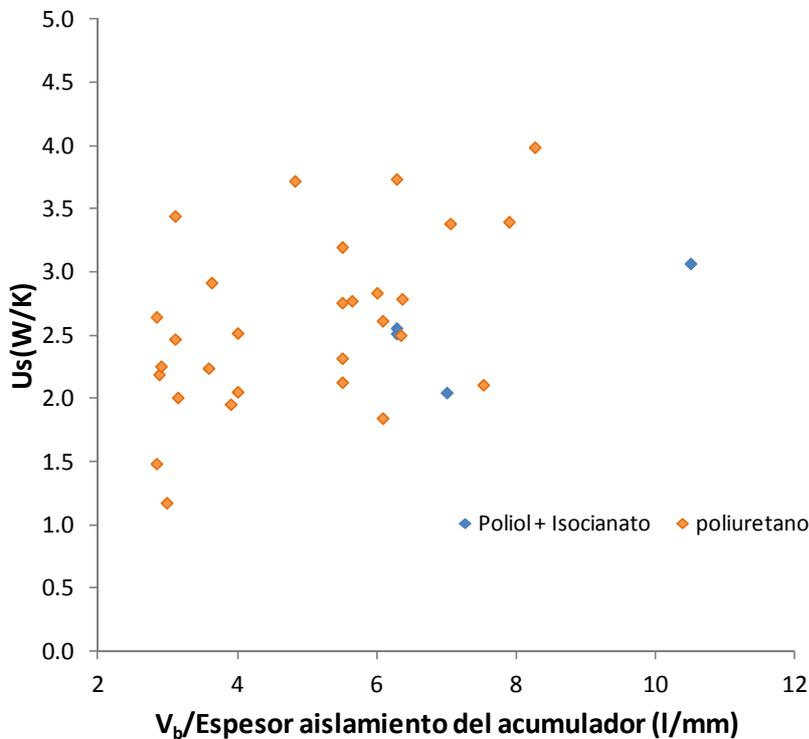


Figura 6-13. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) vs cociente volumen bruto-espesor de aislamiento. Sistemas termosifónicos

Se puede observar, aunque con bastante dispersión, que para relaciones de volumen/espesor de aislamiento del acumulador mayores, hay más pérdidas.

- *Capacidad calorífica del acumulador (C_s)*

En la Figura 6-14 se representa el parámetro C_s con respecto al volumen bruto del sistema.

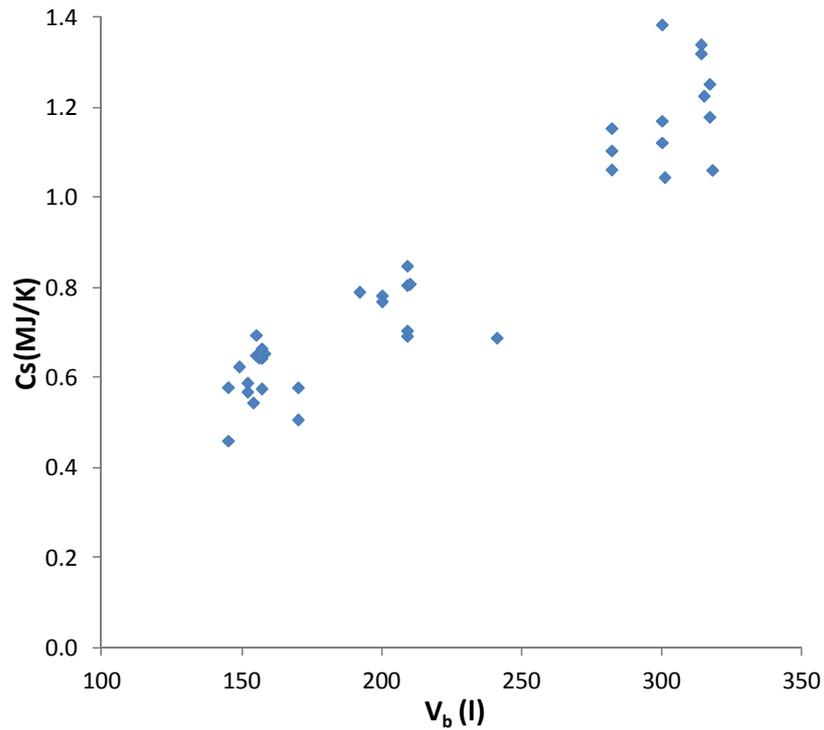


Figura 6-14. Capacidad calorífica del acumulador (C_s) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas termosifónicos

El volumen tiene una clara influencia en la capacidad calorífica del acumulador. Cuanto mayor es el volumen bruto del acumulador, mayor es la capacidad calorífica.

- *Constante de mezcla (D_L)*

En la Figura 6-15 se representa el parámetro de constante de mezcla (D_L) respecto al volumen bruto del acumulador.

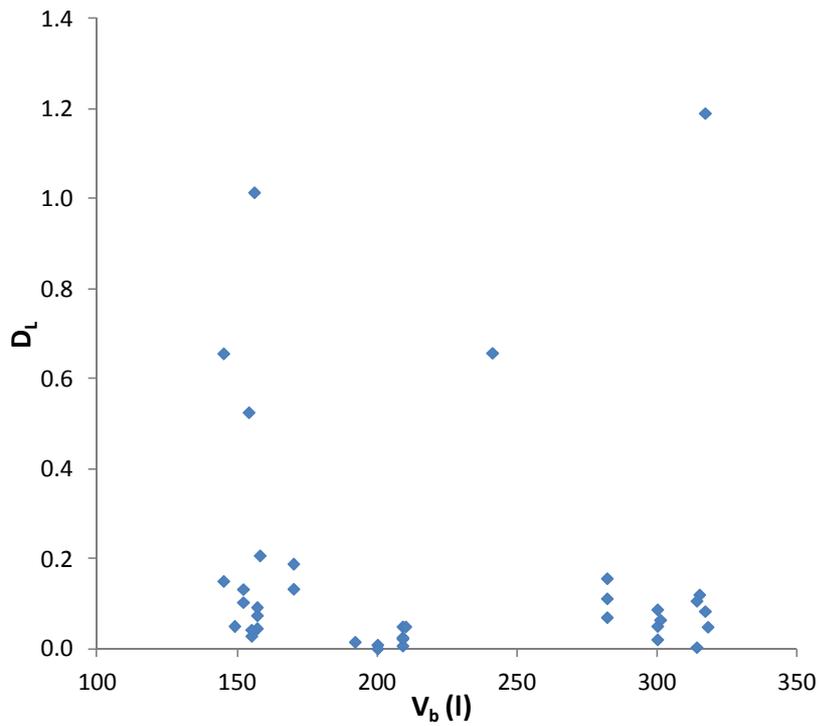


Figura 6-15. Constante de mezcla (D_L) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas termosifónicos

La gran mayoría de los sistemas ensayados tienen un valor de constante de mezcla en torno a 0-0.2. Para los sistemas con intercambiadores de serpentín como calentamiento al paso se alcanzan valores comprendidos entre 0.6 y 2.2. En el apartado 6.3.2.5 se observará como un valor alto de D_L , afecta negativamente a la fracción solar.

- *Parámetro de estratificación (Sc)*

En la Figura 6-16 se representa el parámetro de estratificación (Sc) respecto al volumen bruto del acumulador, diferenciando entre los sistemas con diferente posicionamiento del acumulador (perfil alto-bajo).

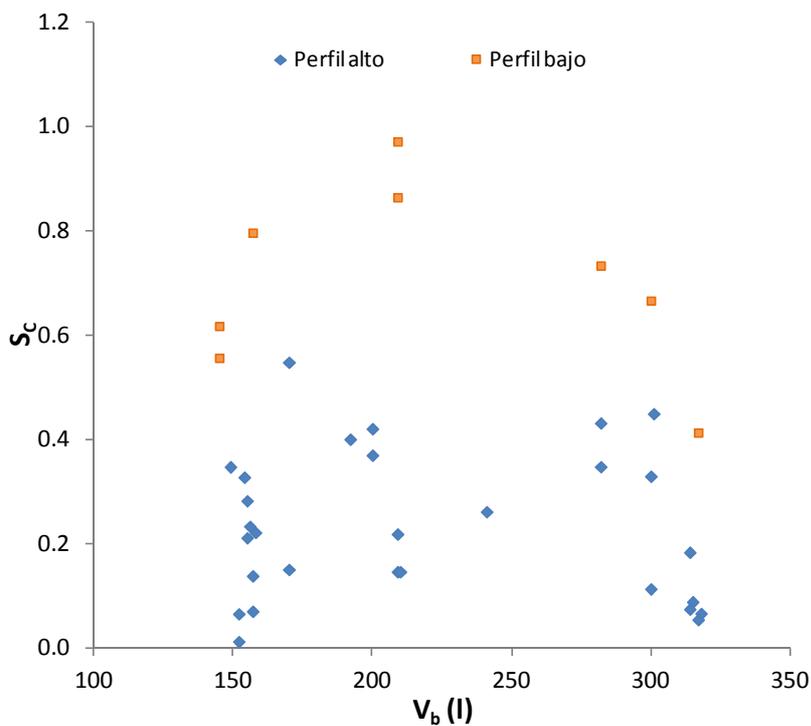


Figura 6-16. Parámetro de estratificación (Sc) vs volumen del acumulador. Sistemas termosifónicos

Los sistemas de perfil bajo tienen un valor del parámetro de estratificación mayor que los de perfil alto, con

una diferencia media de 0.47 puntos. Esto quiere decir, que los sistemas de perfil bajo tienen mejor estratificación que los sistemas de perfil alto.

Influencia de los parámetros constructivos en la fracción solar

En esta apartado se representan los valores de la fracción solar, obtenida para el volumen bruto de los sistemas (V_b), con diferentes parámetros de diseño para cada localidad de referencia.

- Influencia del tratamiento superficial

En la Figura 6-17 se representa la fracción solar, obtenida para el volumen bruto del sistema, en la localidad de Atenas con respecto a la relación volumen bruto/área para diferentes tratamientos superficiales del captador.

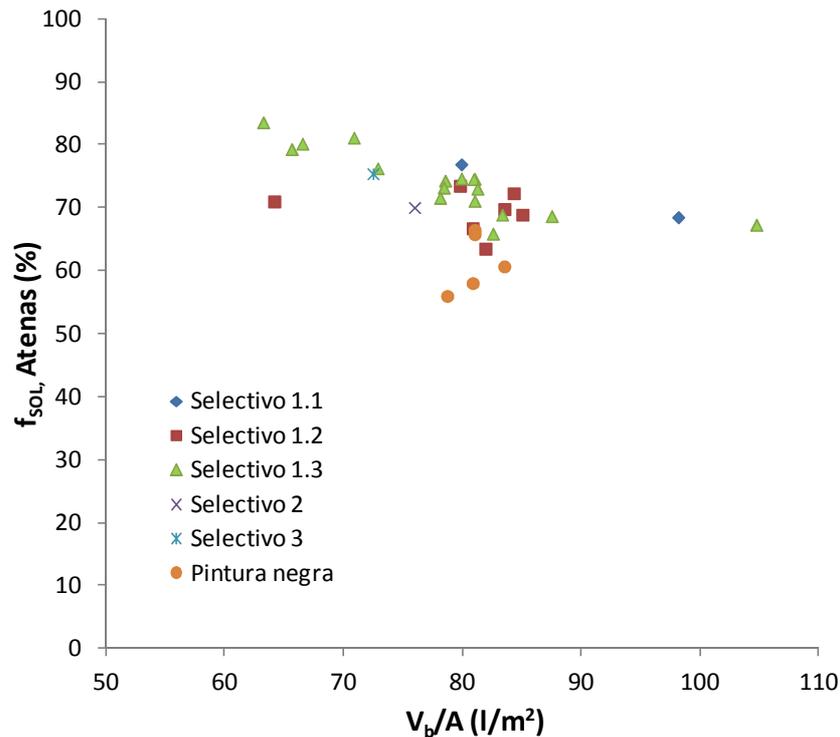


Figura 6-17. Fracción solar de Atenas vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas termosifónicos

La fracción solar obtenida en los sistemas con captadores de pintura negra es menor que en los sistemas con captadores selectivos. En concreto una diferencia en la fracción solar del 11%. En términos de porcentaje representa el 15.1%. Del mismo modo, se puede observar como al aumentar la relación volumen/área, disminuye la fracción solar.

En las Figura 6-18, Figura 6-19 y Figura 6-20 se representa la fracción solar para las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo. En las mismas, se puede observar también como los sistemas con captadores de pintura negra tienen fracciones solares inferiores a los selectivos. En concreto unas diferencias del 12.3, 8.4 y 8% respectivamente para las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo. Representa en términos porcentuales el 23, 19 y 20.3%.

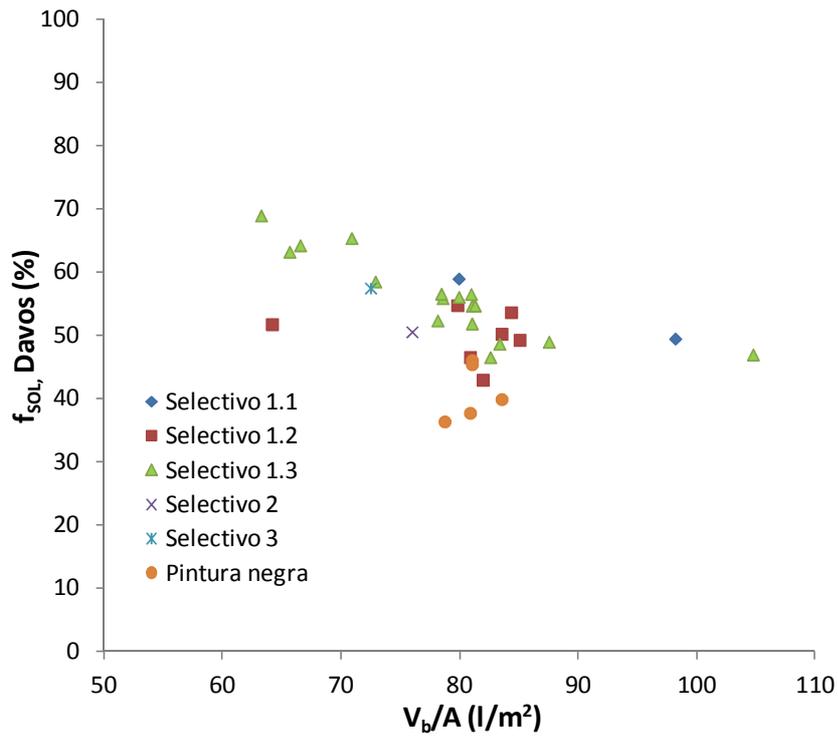


Figura 6-18. Fracción solar de Davos vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas termosifónicos

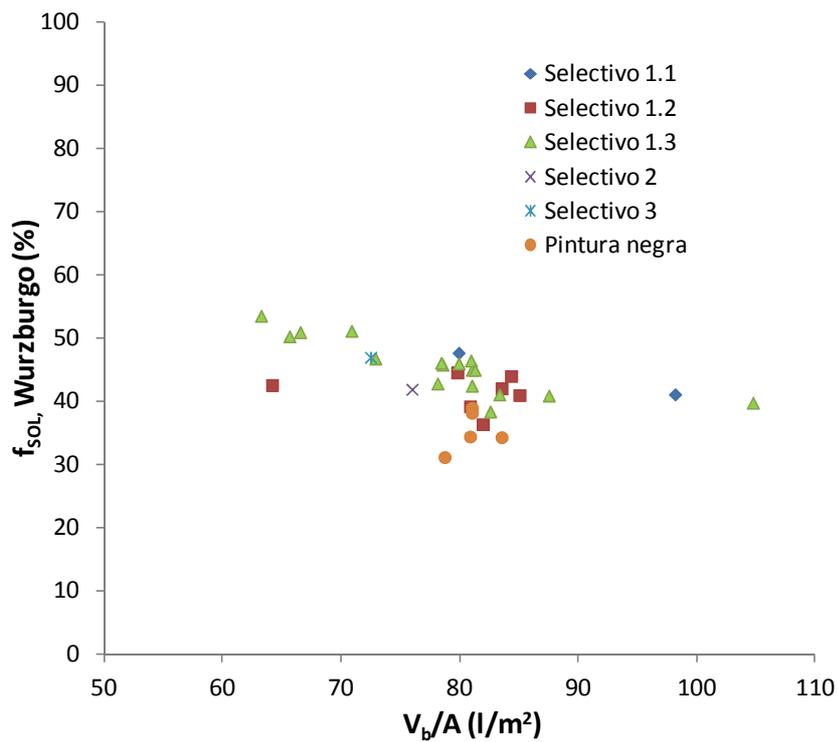


Figura 6-19. Fracción solar de Wurzburg vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas termosifónicos

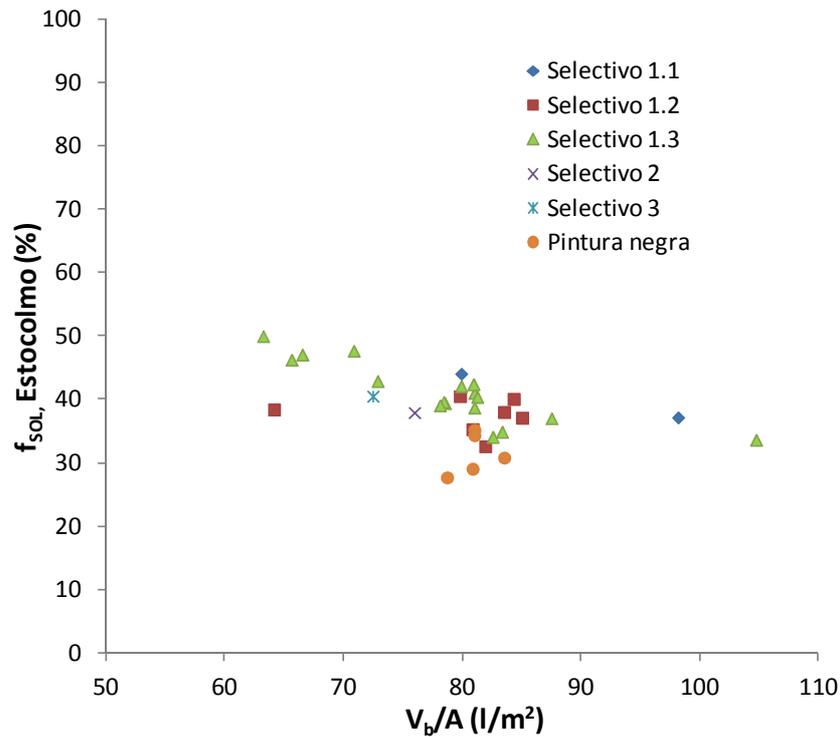


Figura 6-20. Fracción solar de Estocolmo vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas termosifónicos

- *Influencia de la posición del captador (perfil alto-bajo)*

En la Figura 6-21 se representa la fracción solar, obtenida para el volumen del sistema, en la localidad de Atenas con respecto a la relación volumen/área en función del tipo de perfil.

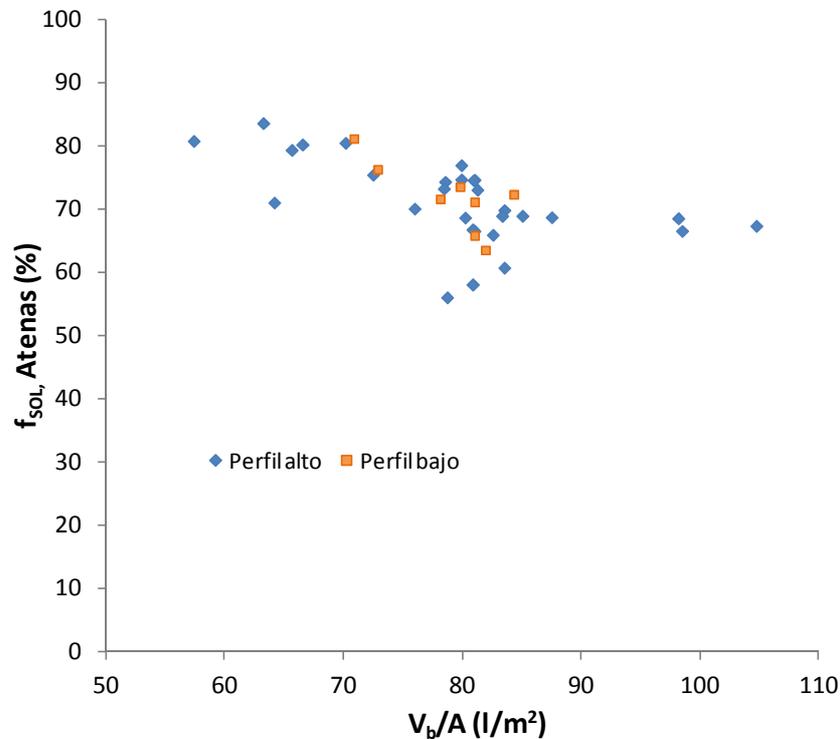


Figura 6-21. Fracción solar de Atenas vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador según el tipo de perfil. Sistemas termosifónicos

No se observa diferencia entre los valores de la fracción solar obtenida entre los equipos de perfil bajo y perfil alto. Eso sucede también en el resto de localidades de referencias (Davos, Wurzburg y Estocolmo), como se observan en las Figura 6-22, Figura 6-23 y Figura 6-24.

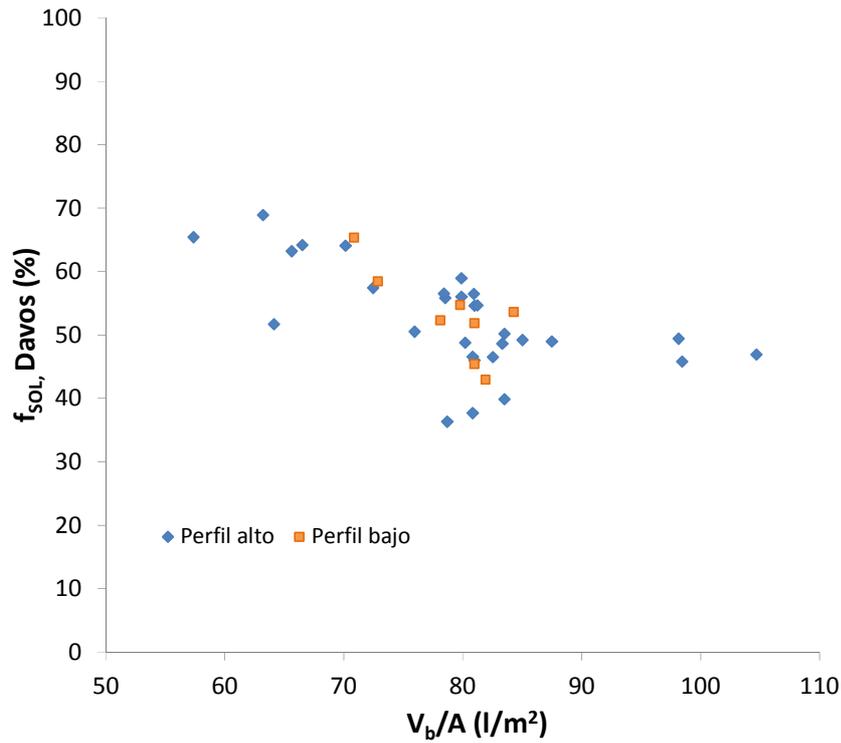


Figura 6-22. Fracción solar de Davos vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador según el tipo de perfil. Sistemas termosifónicos

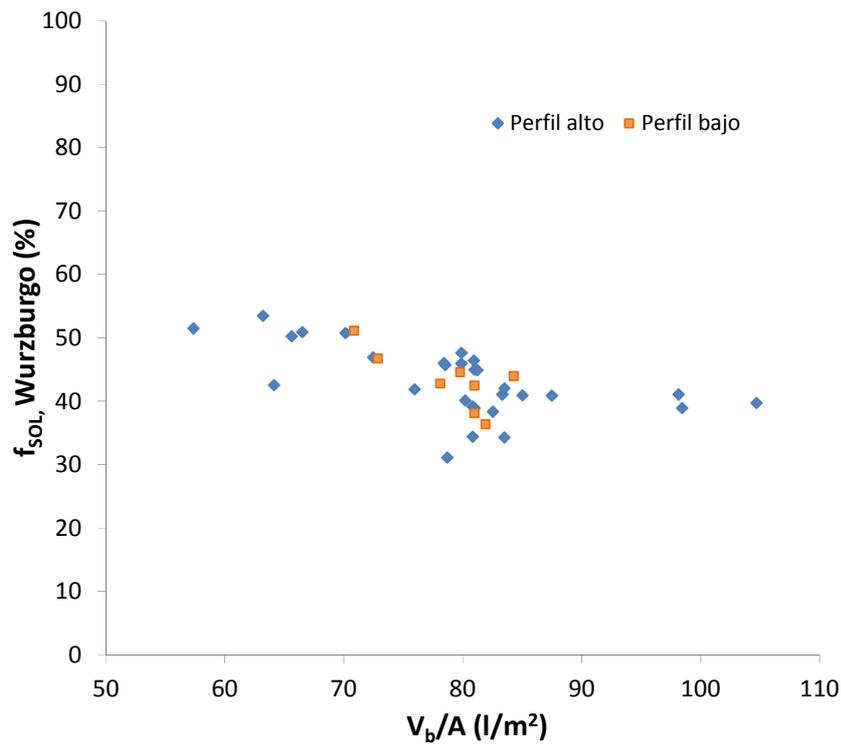


Figura 6-23. Fracción solar de Wurzburg vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador según el tipo de perfil. Sistemas termosifónicos

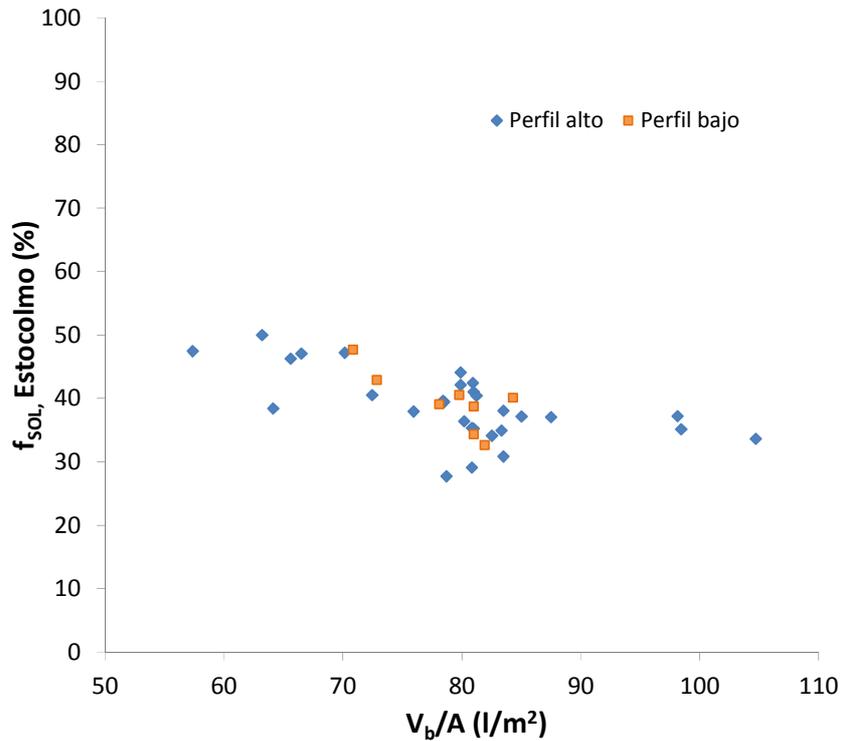


Figura 6-24. Fracción solar de Estocolmo vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador según el tipo de perfil. Sistemas termosifónicos

Para intentar profundizar un poco más en el tipo de perfil, se comparan equipos en los que la única diferencia radica en el tipo de perfil. Eso sucede con los sistemas 6 y 7, 8 y 9. En la Tabla 6-8 se observa como los sistemas de perfil bajo tienen una fracción solar ligeramente inferior a los de perfil alto.

Tabla 6-8. Diferencia sistemas de perfil alto-bajo

PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS							RESULTADOS EXPERIMENTALES				
Número de sistema	Tipo de captador	Espesor aislamiento del captador (mm)	Tipo de perfil	Área de apertura A (m ²)	Volumen bruto del acumulador V _b (l)	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V _b /A (l/m ²)	f _{sol} Atenas (%)	f _{sol} Davos (%)	f _{sol} Wurzburg (%)	f _{sol} Estocolmo (%)
6	SEL 1.3	38	ALTO	2.58	209	38	81.01	74.60	54.60	44.90	41.00
7	SEL 1.3	38	BAJO	2.58	209	38	81.01	71.10	51.80	42.40	38.70
8	PN	23	ALTO	2.58	209	38	81.01	66.50	46.00	38.90	35.20
9	PN	23	BAJO	2.58	209	38	81.01	65.80	45.35	38.10	34.35

6.1.2.2.2. Sistemas de circulación forzada

La siguiente tabla muestra los parámetros constructivos de los diferentes sistemas de circulación forzada ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007.

Tabla 6-9. Sistemas de circulación forzada norma ISO 9459-5:2007

PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS												
Número de sistema	Tipo de captador	Aislamiento del fondo del captador	Espesor aislamiento del captador (mm)	Posición del acumulador	Modelo del intercambiador	Área de apertura A (m ²)	Volumen bruto del acumulador V _b (l)	Aislamiento del acumulador	Espesor de aislamiento del acumulador (mm)	V _b /A (l/m ²)	Área de intercambio (m ²)	Presión 1º (bar)
1	SEL 1.3	Poliuretano + Lana Mineral	38	INT	SERP	2.58	205	Poliuretano	38	79.46	0.93	6.0
2	SEL 1.2	Lana de Roca	55	INT	SERP	3.64	198	Poliuretano	50	54.40	0.95	6.0
3	SEL N/E	N/A	N/A	INT	SERP	7.28	408	N/A	60	56.04	1.16	8.0
4	SEL 1.3	Lana de Roca	40	EXT	SERP	6.00	420	Poliuretano	50	70.00	1.16	8.0
5	SEL 1.1	Lana de Vidrio	40	EXT	SERP*	4.86	350	Poliuretano	50	72.02	1.80	3.0
6	SEL 1.3	Lana de Roca	40	INT	SERP	1.90	91	Poliuretano	45	47.89	0.31	6.0
7	SEL 1.3	Lana de Roca	40	INT	SERP	3.80	206	Poliuretano	50	54.21	0.84	6.0
8	SEL 1.3	Lana de Roca	40	INT	SERP	3.80	228	Poliuretano	40	60.00	1.25	6.0
9	SEL 1.3	Lana de Vidrio	60	EXT	DE/SERP	3.98	350	Poliuretano	50	87.94	0.75	8.0
10	SEL 1.3	Lana de Roca	40	EXT	D.E.	3.82	282	Poliuretano	40	73.82	3.11	2.5
11	SEL 1.1	Lana de Vidrio	40	EXT	D.E.	3.84	282	Poliuretano	40	73.44	3.11	2.5

Dónde:

a) Se diferencia el tipo de captador en función del tratamiento realizado en el absorbedor entre:

- SEL 1.1. Tratamiento Tinnox.
- SEL 1.2. Tratamiento Bluetec Eta-Plus.
- SEL 1.3. Tratamiento Mirotherm.

b) Se diferencia el modelo del intercambiador entre:

- D.E. Acumulador de doble envolvente.
- SERP. Acumulador de serpentín.
- SERP*. Acumulador con serpentín como calentamiento al paso.

En siguiente tabla se muestran los parámetros y resultados experimentales de los diferentes sistemas forzados ensayados.

Tabla 6–10. Parámetros y resultados experimentales sistemas forzados norma ISO 9459-5:2007

Número de sistema	PARÁMETROS EXPERIMENTALES						RESULTADOS EXPERIMENTALES			
	Ac* (m ²)	uc* (W/m ² K)	Us (W/K)	Cs (MJ/K)	D _L (-)	Sc (-)	f _{SOL} Atenas (%)	f _{SOL} Davos (%)	f _{SOL} Wurzburg (%)	f _{SOL} Estocolmo (%)
1	1.73	9.74	2.49	0.72	0.043	0.053	70.8	56.6	44.8	41.7
2	2.63	8.19	2.87	0.77	0.014	0.002	79.7	71.4	53.0	51.0
3	5.07	10.91	4.04	1.15	0.006	0.129	79.3	66.9	51.3	48.7
4	3.76	7.14	3.62	1.39	0.075	0.059	76.1	60.1	47.3	43.7
5	3.70	2.79	10.70	1.41	2.200	0.067	77.7	62.3	49.3	44.7
6	1.38	9.67	2.21	0.38	0.795	0.012	73.0	63.0	47.5	45.3
7	2.65	8.31	3.20	0.97	0.012	0.000	83.8	74.5	56.5	54.5
8	2.53	10.51	3.92	0.85	0.015	0.025	75.9	64.1	49.5	47.1
9	2.89	8.43	2.75	1.11	1.090	0.071	69.6	51.2	41.1	37.0
10	2.51	9.47	4.54	1.19	0.029	0.168	74.8	57.9	46.0	42.6
11	2.42	10.59	4.29	1.17	0.027	0.191	73.2	55.6	44.5	41.1

Los valores aportados de la fracción solar (f_{SOL}), de la tabla anterior, son calculados tomando un volumen de carga diaria igual al volumen del sistema.

Influencia de los parámetros constructivos en los parámetros experimentales del sistema

A continuación se estudia la influencia de las características técnicas del sistema en los parámetros obtenidos del ensayo de las norma ISO 9459-5:2007 (Ac*, uc*, Us, Cs, D_L, y Sc).

- *Área efectiva del circuito de captadores (Ac*)*

En las siguiente figura se representa el área efectiva del circuito de captadores (Ac*) en función del área de apertura (A), diferenciando el tipo de tratamiento del absorbedor del captador.

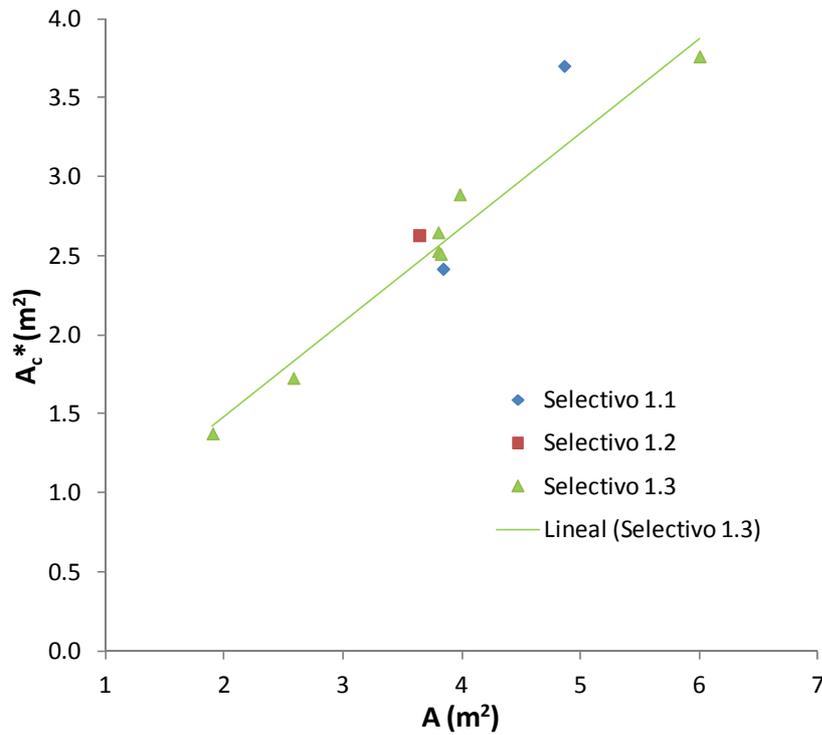


Figura 6-25. A_c^* vs área de apertura. Sistemas forzados

Se puede observar claramente una relación entre el área y el área efectiva de captación. A mayor área, mayor área efectiva de captación.

- *Coefficiente efectivo de pérdidas del circuito de captadores (uc^*)*

En este apartado se analiza la influencia del tipo y espesor de aislante del captador en el coeficiente efectivo de pérdidas del captador (uc^*). Del mismo modo, se analiza el mismo coeficiente en función de posicionamiento del acumulador (interior o exterior).

- Material y espesor de aislamiento

En la siguiente gráfica se muestra el coeficiente de pérdidas del circuito de captadores (uc^*) con respecto al espesor de aislamiento del captador para los diferentes tipos de materiales utilizados.

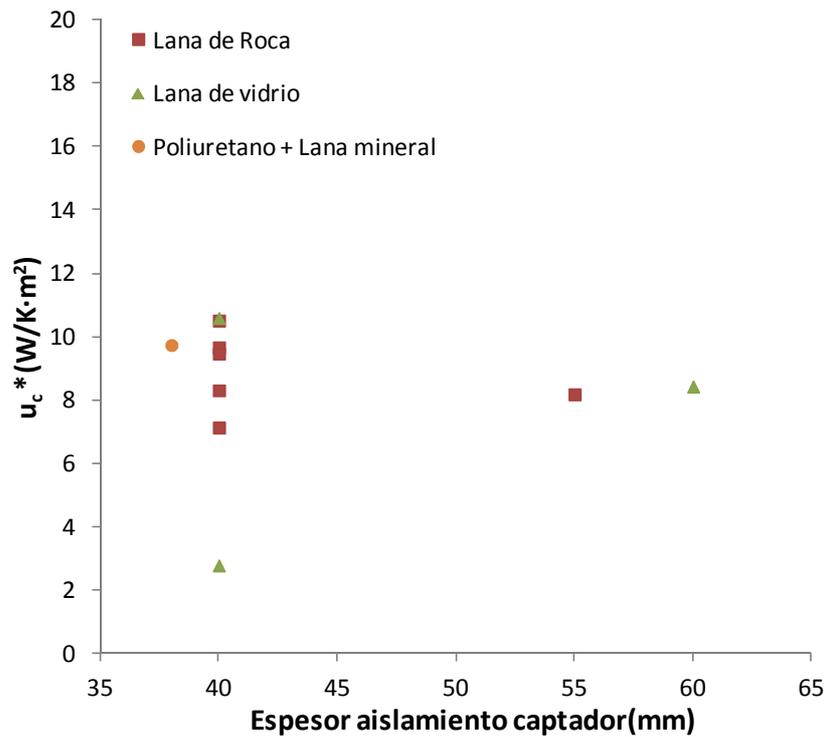


Figura 6-26. u_c^* vs espesor de aislamiento del captador. Sistemas forzados

Se observa cómo no sigue una tendencia, no por no tener más espesor hay menos pérdidas. Lo que sí se puede ver es que el sistema número 5, sistema con acumulador con un intercambiador de serpentín como calentamiento al paso, tiene un valor de u_c^* bastante más bajo que el resto de intercambiadores.

- Acumulación interior o exterior

En la Figura 6-27 se representa las pérdidas del circuito de captadores en función del volumen del acumulador, diferenciando entre acumuladores en interior o exterior.

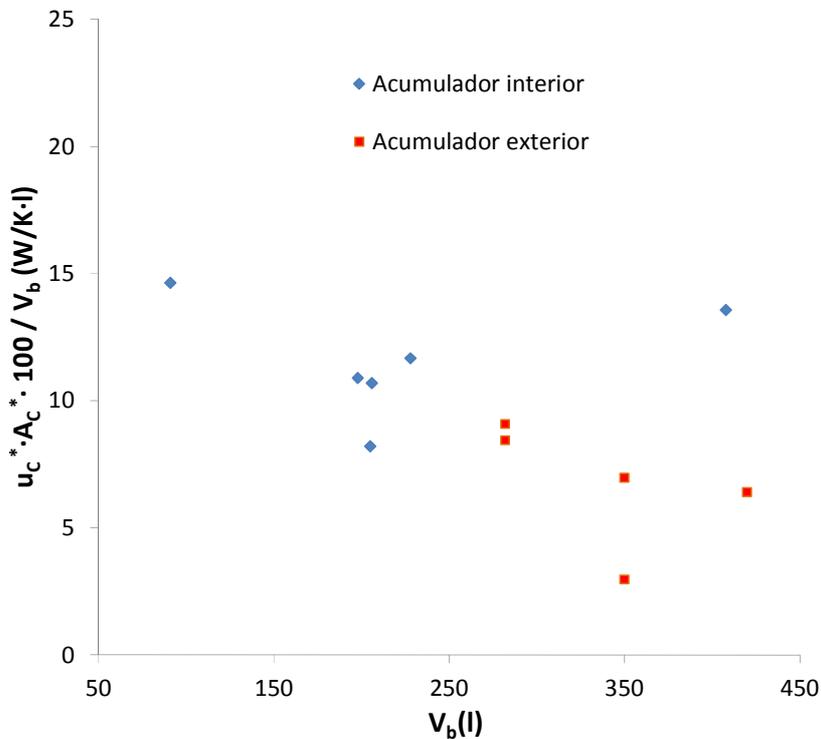


Figura 6-27. Pérdidas circuito de captadores con respecto al volumen del acumulador. Sistemas forzados

Los sistemas con acumuladores en interior tienen mayores pérdidas en el circuito de captadores. Eso es debido

a que los sistemas con acumuladores en interior tienen mayor longitud de tuberías en el circuito de captadores.

- *Coefficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s)*

En este apartado se va a analizar el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s) en función del volumen bruto del sistema y del aislamiento (material y espesor).

• Volumen

En la siguiente figura se representa el coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) con respecto al volumen bruto del acumulador.

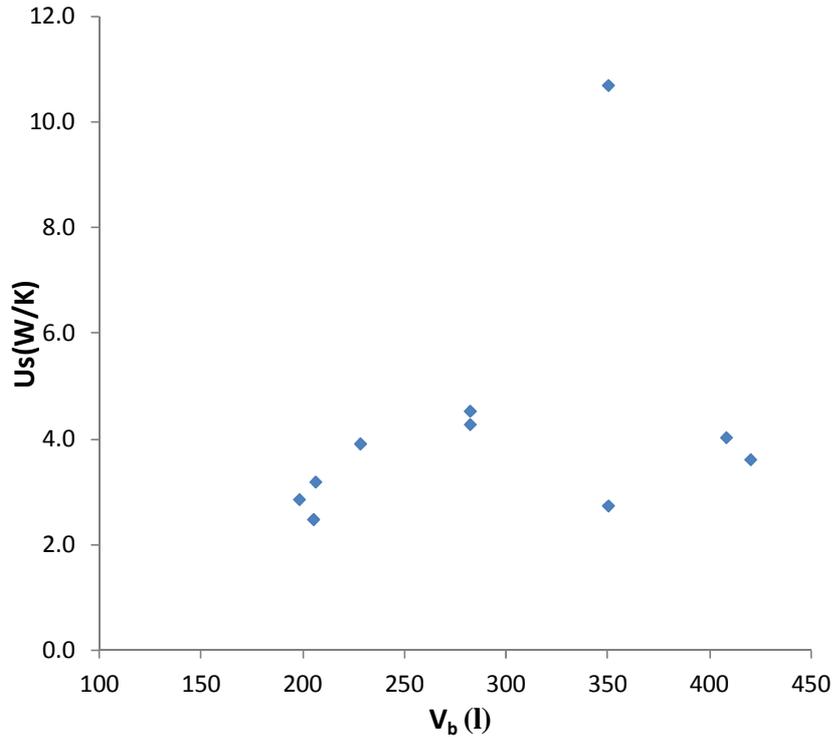


Figura 6-28. U_s vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados

En líneas generales, al aumentar el volumen bruto del sistema, aumenta el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s). El sistema número 5, sistema con acumulador con un intercambiador de serpentín como calentamiento al paso, tiene un valor de U_s bastante más alto que el resto de intercambiadores.

En la Figura 6-29 se representa las pérdidas térmicas de acumulador por unidad de masa almacenada (U_s/V_b) respecto al volumen bruto del sistema.

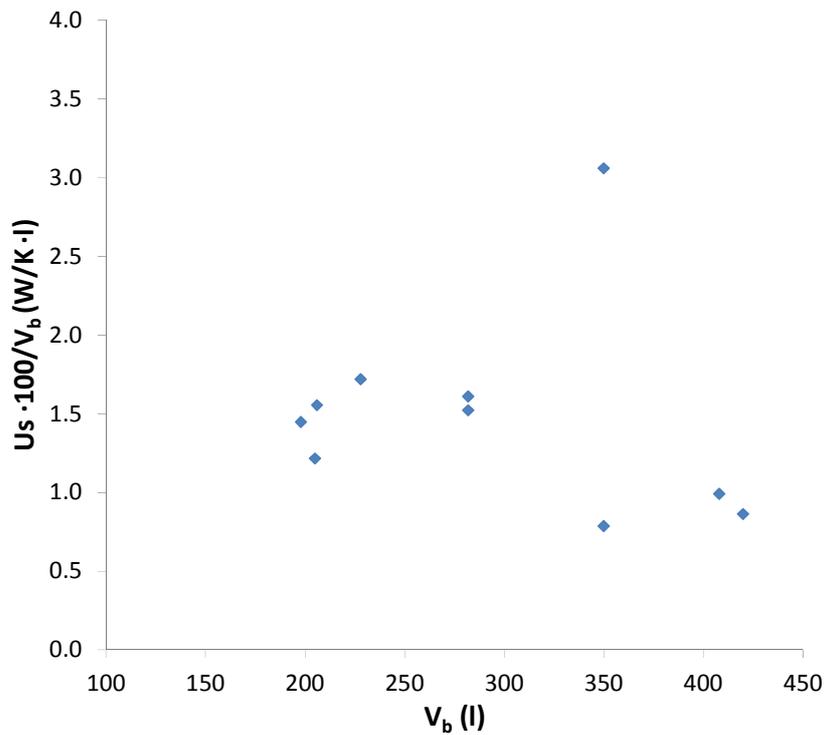


Figura 6-29. Coeficiente de pérdidas térmicas por unidad de masa almacenada (U_s/V_b) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados

Se observa cómo, en líneas generales, los sistemas de mayor volumen tienen menores pérdidas por unidad de masa almacenada.

- Material y espesor de aislamiento

En la siguiente figura se representa el coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) con respecto al espesor de aislamiento para el material (poliuretano) empleado en los acumuladores.

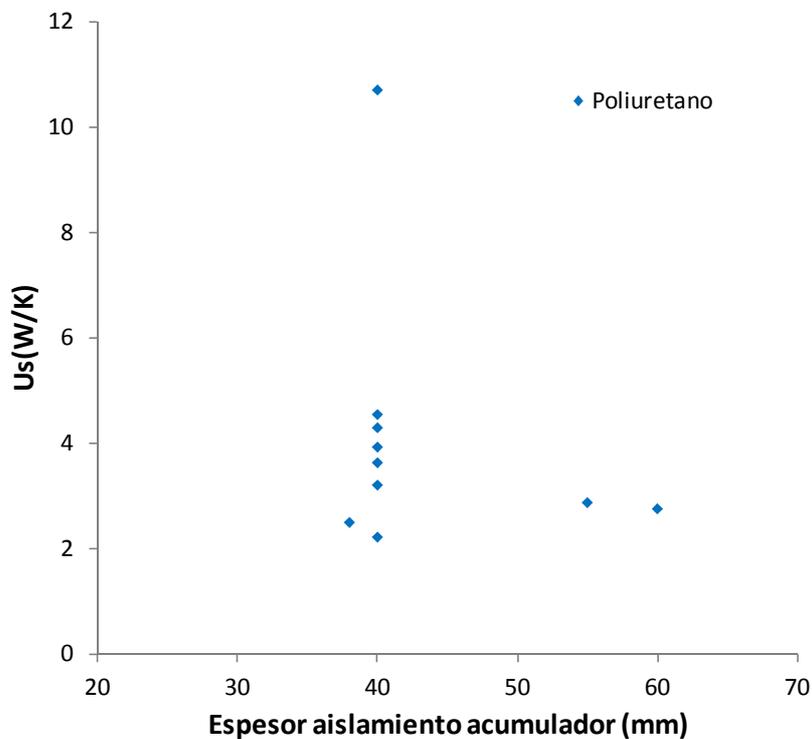


Figura 6-30. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) vs material y espesor de aislamiento del acumulador. Sistemas forzados

Se observa cómo no se puede identificar ninguna tendencia.

- Acumulación interior-exterior

En el siguiente gráfico se representan las pérdidas térmicas (U_s) con respecto al volumen bruto del acumulador, diferenciando entre si el ensayo se realiza con el acumulador en interior o en exterior.

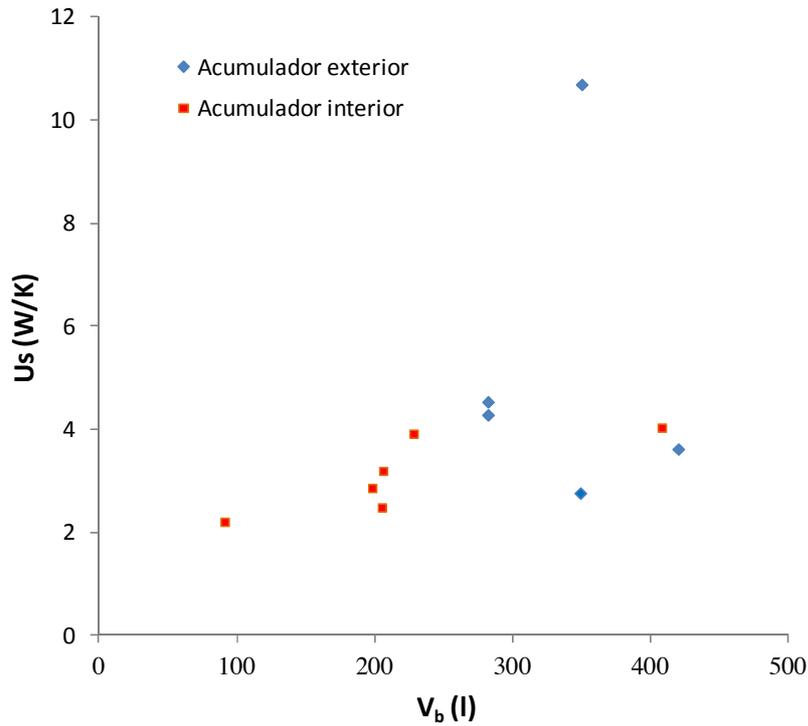


Figura 6-31. Coeficiente de pérdidas térmicas (U_s) vs volumen bruto, acumulador interior-exterior. Sistemas forzados

No hay una relación entre el parámetro U_s y si el ensayo se realiza en interior o exterior.

- Capacidad calorífica del acumulador (C_s)

En la Figura 6-32 se representa el parámetro C_s con respecto al volumen bruto del sistema.

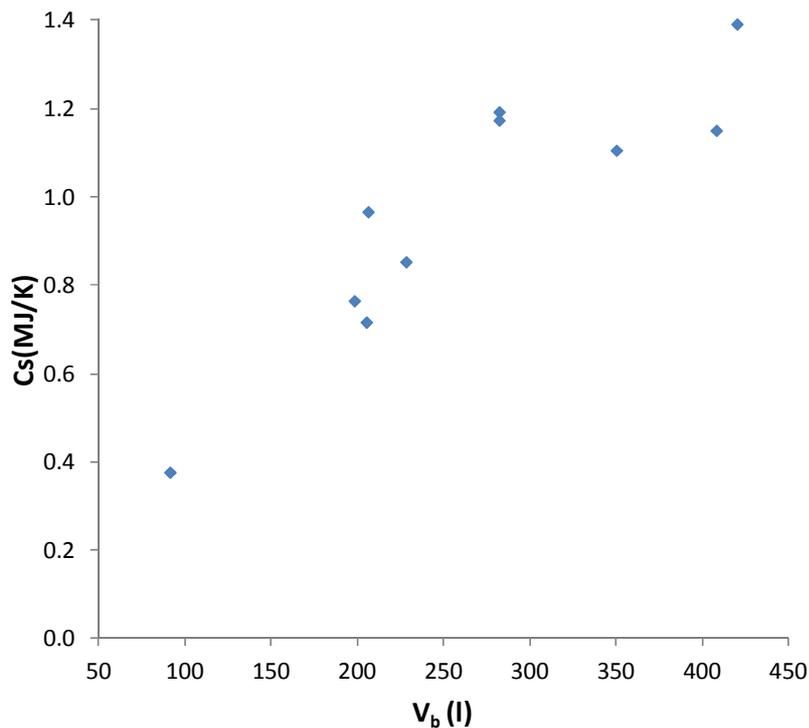


Figura 6-32. Capacidad calorífica del acumulador (C_s) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados

El volumen del acumulador tiene una clara influencia en la capacidad calorífica del acumulador. Cuanto mayor es el volumen bruto del acumulador, mayor es la capacidad calorífica.

- *Constante de mezcla (D_L)*

En la Figura 6-33 se representa el parámetro de constante de mezcla (D_L) respecto al volumen bruto del acumulador.

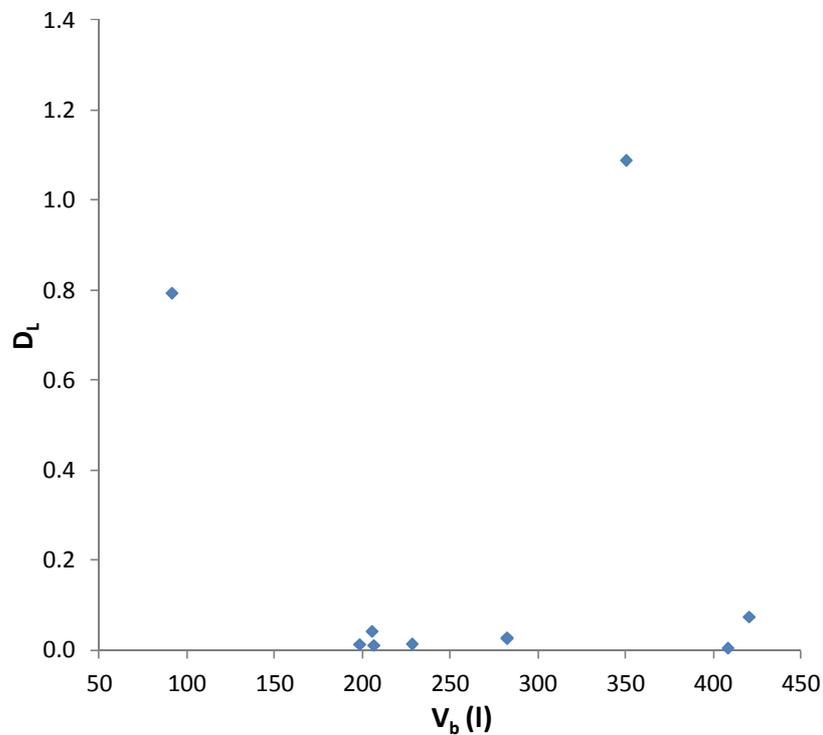


Figura 6-33. Constante de mezcla (D_L) vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados

La gran mayoría de los sistemas ensayados tienen un valor de constante de mezcla en torno a 0-0.2. Los valores más altos se alcanzan en los sistemas 5 y 9. Dichos sistemas tienen un serpentín como calentamiento al paso en el circuito de consumo.

- *Parámetro de estratificación (S_c)*

En la Figura 6-34 se representa el parámetro de estratificación (S_c) respecto al volumen bruto del acumulador, diferenciando entre los sistemas con diferente posicionamiento del acumulador (acumulador vertical y horizontal).

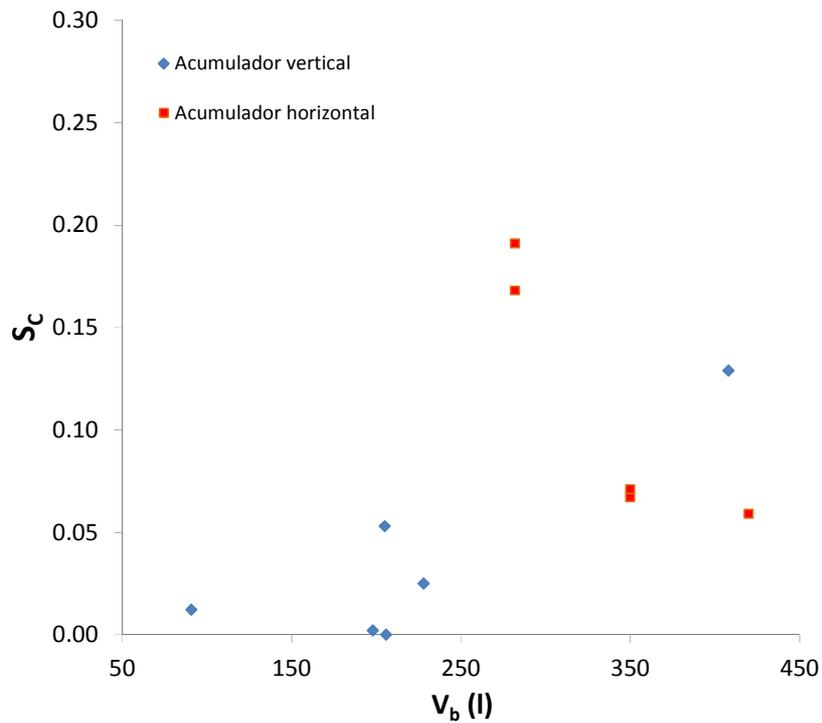


Figura 6-34. Parámetro de estratificación Sc vs volumen bruto del acumulador. Sistemas forzados

Los sistemas con acumuladores horizontales tienen un valor del parámetro de estratificación mayor que los sistemas con acumuladores verticales, con una diferencia media de 0.074 puntos. Esto quiere decir que los sistemas con acumuladores horizontales tienen mejor estratificación que los sistemas con acumuladores verticales para las condiciones que se realizan los ensayos.

Influencia de los parámetros constructivos en la fracción solar

En esta apartado se representa la fracción solar, obtenida para el volumen bruto de los sistemas (V_b), con diferentes parámetros de diseño para cada localidad de referencia.

- Influencia del tratamiento superficial

En la Figura 6-35 se representa la fracción solar, obtenida para el volumen bruto del sistema, en la localidad de Atenas con respecto a la relación volumen bruto/área para diferentes tratamientos superficiales del captador.

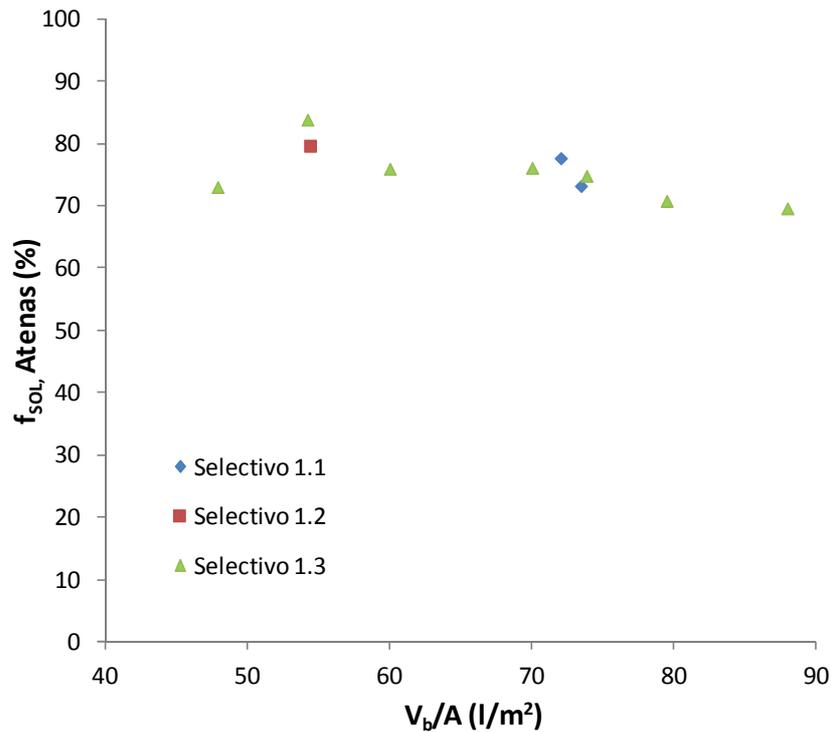


Figura 6-35. Fracción solar de Atenas vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas forzados

Al aumentar la relación volumen bruto/área, disminuye la fracción solar. El sistema número 6 con relación V/A de 47.89 rompe esa tendencia. Se trata de un sistema de 91 litros de capacidad. Como se observará en el apartado 7.7.3, los sistemas forzados ven penalizados el valor de la fracción solar para volúmenes de cargas pequeños. Eso es debido a que el valor de la energía parásita, obtenido de acuerdo a la norma EN 12976:2006, es idéntico para todos los volúmenes de carga.

En las Figura 6-36, Figura 6-37 y Figura 6-38 se representa la fracción solar para las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo.

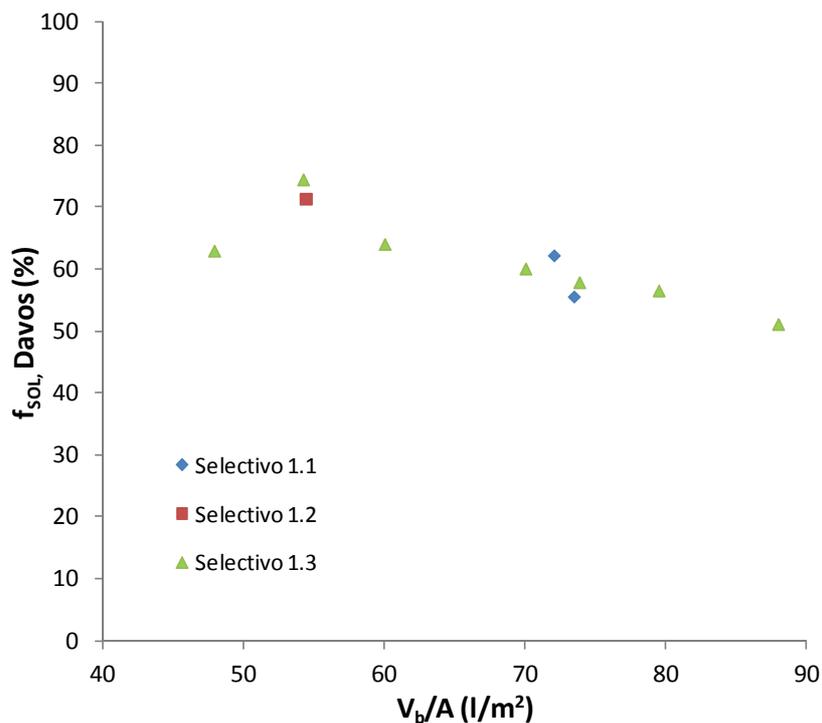


Figura 6-36. Fracción solar de Davos vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas forzados

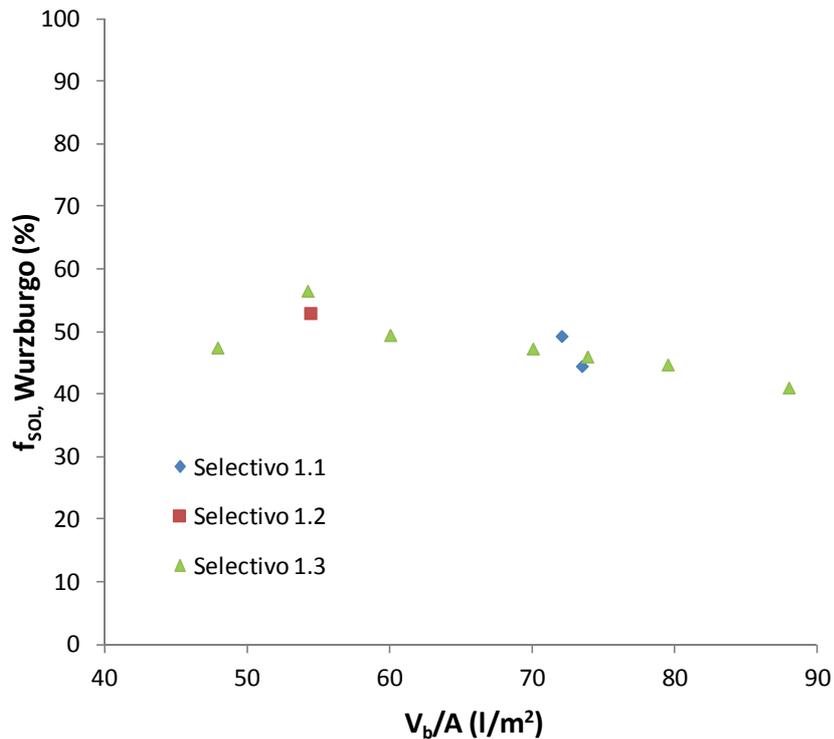


Figura 6-37. Fracción solar de Wurzburg vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas forzados

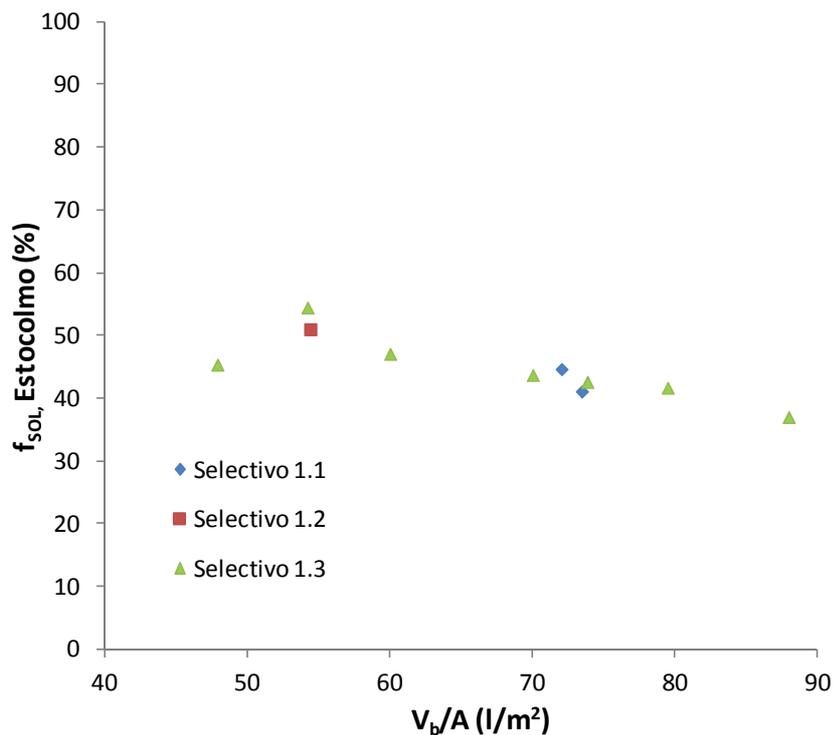


Figura 6-38. Fracción solar de Estocolmo vs relación volumen bruto acumulador/ área de apertura del captador. Sistemas forzados

- *Influencia en la acumulación en interior o exterior*

En la Figura 6-39 se representa la fracción solar, obtenida para el volumen bruto del sistema, en las diferentes localidades de referencia para distintos ratios volumen bruto/ área, diferenciando entre sistemas con acumulación interior y exterior.

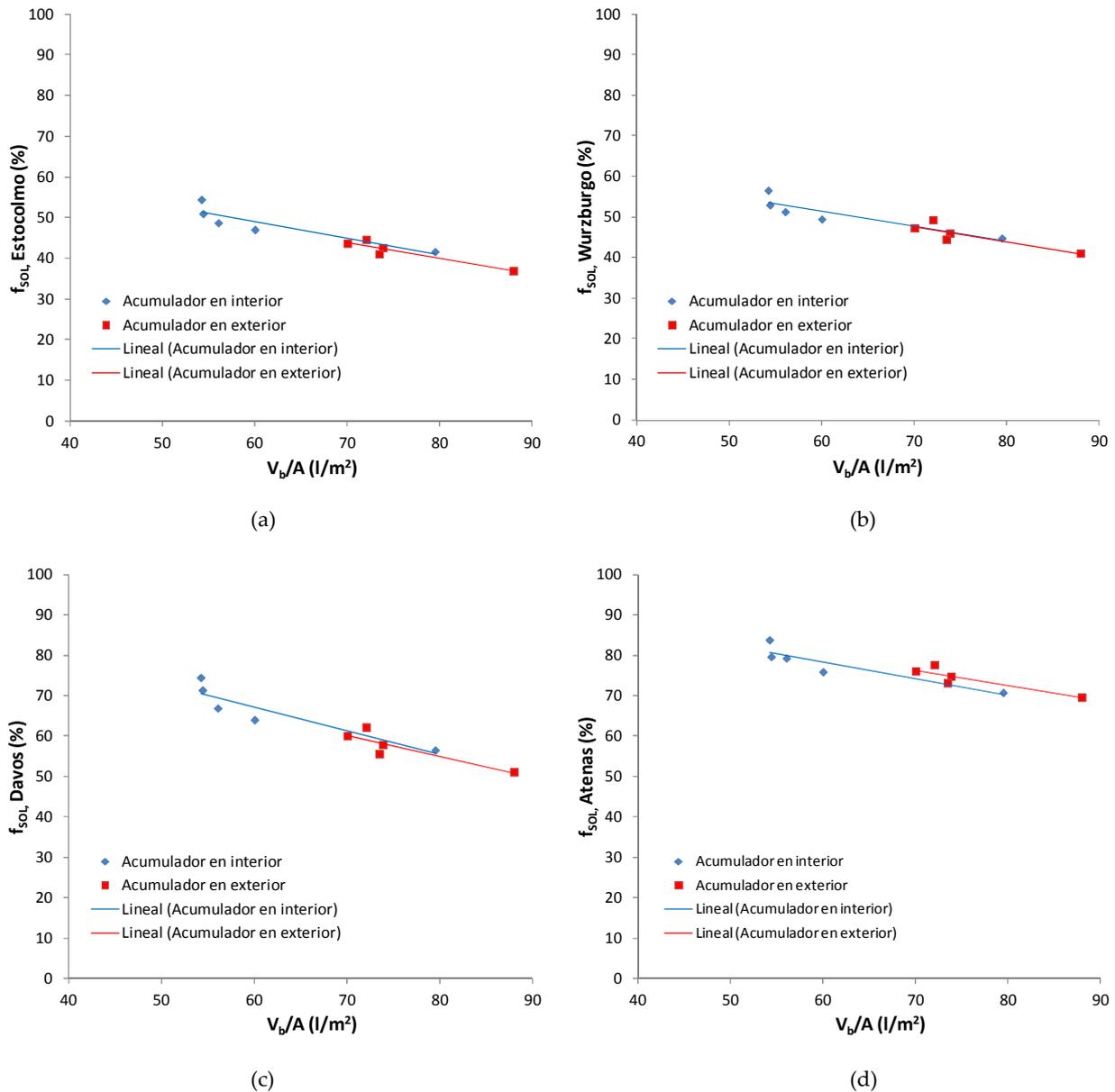


Figura 6-39. Resultados de f_{sol} en Estocolmo (a), Wurzburg (b), Davos (c) y Atenas (d). Sistemas de circulación forzada.

En las localidades con climas cálidos (Wurzburg y Atenas) los sistemas con acumuladores en exterior tienen mayores fracciones solares que los sistemas con acumuladores en interior. En el caso de las localidades con climas fríos (Estocolmo y Davos) los sistemas con acumuladores en exterior tienen menores fracciones solares que los sistemas con acumuladores en interior. Esto se debe a que, según la tabla B.1 (Condiciones de referencia para la presentación de rendimiento) de la norma EN 12976-2:2006, se fija el valor de 15°C como temperatura ambiente para los acumuladores situados en interior.

6.1.2.3. Conclusiones

Las conclusiones extraídas de los resultados a los sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón se resumen en:

- Al aumentar el área de captadores, aumenta el área efectiva de captadores. Del mismo modo, se observa como la influencia del tratamiento del absorbedor del captador se aprecia de forma muy clara en el parámetro del área efectiva de captación (A_c^*). Los captadores con tratamientos de pintura negra tienen una menor área efectiva que los captadores selectivos, alrededor de un 15-20%.
- En líneas generales al aumentar el volumen bruto del sistema, aumenta el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s). En referencia a las pérdidas térmicas del acumulador por unidad de masa almacenada (U_s/V_b), se observa, como era de esperar, como los sistemas de mayor volumen

tienen menores pérdidas por unidad de masa almacenada. En concreto los sistemas de 300 litros tienen alrededor de un 9% menos de pérdidas por unidad de masa almacenada que los sistemas de 200 litros, y estos un 24% menos que los sistemas de 150 litros.

- Cuanto mayor es el volumen bruto del acumulador, mayor es el coeficiente de la capacidad calorífica (C_s). Con un incremento C_s de 0.0039V.
- La gran mayoría de los sistemas ensayados tienen un valor de constante de mezcla (D_L) en torno a 0-0.2. Para los sistemas con intercambiadores de serpentín como calentamiento al paso se alcanza valores comprendidos entre 0.6 y 2.2. En el apartado 6.3.2.5 se observará como un valor alto de D_L , le afecta negativamente a la fracción solar.
- Los sistemas de perfil bajo tienen un valor del parámetro de estratificación mayor que los sistemas de perfil alto, con una diferencia media de 0.47 puntos. Esto quiere decir, que los sistemas de perfil bajo tienen mejor estratificación que los sistemas de perfil alto.
- Si se observa la fracción solar obtenida para el volumen bruto de los sistemas (V_b), con respecto a la relación volumen bruto/área, se puede ver como los sistemas con captadores de pintura negra tienen menores valores de la fracción solar que los sistemas con captadores selectivos, con un porcentaje en torno al 15-23%. Eso se pudo observar en las cuatro localidades de referencias (Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo)
- Los sistemas de perfil alto tienen un valor de la fracción solar obtenida superior a los de perfil bajo, como se observa en la Tabla 6-8.

Las conclusiones extraídas de los resultados a los sistemas solares prefabricados de circulación forzada son, en general, similares a los sistemas de circulación por termosifón. Además se pudo observar lo siguiente:

- En líneas generales los sistemas con acumuladores horizontales tienen un valor del parámetro de estratificación mayor que los sistemas con acumuladores verticales, con una diferencia media de 0.074 puntos. Esto quiere decir que, según las condiciones a la cual se realizan los ensayos, los sistemas con acumuladores horizontales tienen mejor estratificación que los sistemas con acumuladores verticales.
- En las localidades con climas cálidos (Wurzburg y Atenas) los sistemas con acumuladores en exterior tienen mayores fracciones solares que los sistemas con acumuladores en interior. En el caso de las localidades con climas fríos (Estocolmo y Davos) los sistemas con acumuladores en exterior tienen menores fracciones solares que los sistemas con acumuladores en interior. Esto se debe a que, según la tabla B.1 (Condiciones de referencia para la presentación de rendimiento) de la norma EN 12976-2:2006, se fija el valor de 15°C como temperatura ambiente para los acumuladores situados en interior.

6.1.3. Comparativa ensayos normas ISO 9459-2:2008 [29] e ISO 9459-5:2007 [31]

En esta sección se realiza un análisis bibliográfico de todos los artículos con referencia a las normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007 de forma conjunta. Del mismo modo, se analizan y se comparan los resultados obtenidos de la predicción a largo plazo a dos sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón ensayados por ambas normas de ensayo.

6.1.3.1. Análisis bibliográfico

[67] M.J. Carvalho, D.J. Naron. «Comparison of test methods for evaluation of thermal performance of preheat and solar-only factory made systems». *Solar Energy*, vol. 69, pp. 145-156, 2001. DOI: 10.1016/S0038-092X(01)00025-1.

En este artículo se presenta la comparación de los resultados de la predicción del rendimiento a largo plazo de los métodos de las normas ISO 9459-2:2008 (CSTG) e ISO 9459-5:2007 (DST) de cinco equipos (dos con circulación forzada, dos de termosifón y un sistema captador-acumulador integrado) ensayados entre los años 1997 y 1999 en al menos dos laboratorios distintos. En el mismo artículo se puede observar como en todos los sistemas la predicción a largo plazo obtenida mediante el método DST es superior al método CSTG. La diferencia media (considerando los distintos climas) entre los dos procedimientos se encuentra entre 0 y 10%

según el volumen de carga, y la diferencia máxima alcanza un valor del 14%. Por último, se establece unos factores de conversión entre ambos resultados.

[68] E. Kaloudis, Y.G. Caouris, E. Mathioulaki, V. Belessiotis. «Comparison of the dynamic and input-output methods in a solar domestic hot water system». *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1363-1367, 2010. DOI:10.1016/j.renene.2009.11.007.

En este artículo se presenta la comparación de los resultados de la predicción del rendimiento a largo plazo de los métodos de las normas ISO 9459-2:2008 (CSTG) e ISO 9459-5:2007 (DST) de un sistema solar prefabricado. El error relativo entre ambos procedimientos alcanza un valor promedio del 21%. En este artículo se proponen unas posibles causas de dicha desviación.

[69] S. Fischer, M. João Carvalho, C. Weißmüller. «European Round Robin Test on Solar Collectors and Solar Thermal Systems». *Proceeding of ISES Solar World Congress, Kassel, Alemania, 28 Agosto - 2 Septiembre 2011*. DOI:10.18086/swc.2011.28.08.

Este artículo muestra la comparación de los resultados del rendimiento de 12 captadores (mismo modelo) según la norma UNE 12975:2006 y la comparación del rendimiento a largo plazo de 9 sistemas (termosifónicos y forzados) ensayados en diferentes laboratorios acreditados, entre ellos participa Jonathan Vera en la realización de ensayos a un sistema termosifónico y otro de circulación forzada. Los sistemas son ensayados por ambas normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007. Entre los resultados obtenidos en todos los laboratorios, se puede observar una incertidumbre del 10%.

Se han encontrado 3 artículos referentes a ambas metodología de ensayos (ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007). Con el fin de corroborar los resultados de estos artículos, se realizan ensayos a dos sistemas de circulación por termosifón por ambas normas de ensayo. Los resultados se muestran a continuación.

6.1.3.2. Resultados

En este apartado se analizan y se comparan los resultados obtenidos de la predicción a largo plazo a dos sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón, sin aporte auxiliar, ensayados por ambas normas de ensayo.

6.1.3.2.1. Descripción de la comparación de resultados

Como los modelos físicos de ambos métodos de ensayos no son iguales, los parámetros obtenidos no pueden compararse directamente. Los resultados de la predicción a largo plazo aportan tanto la energía demandada (Q_d), como la energía suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L). A partir de esos parámetros se calcula la fracción solar (f_{SOL}). La comparación se realiza sobre la energía de salida anual (Q_L) y se calcula una relación entre ambas metodologías mediante la siguiente ecuación:

$$\Delta Q_L (\%) = \frac{(Q_{L(DST)} - Q_{L(CSTG)})}{Q_{L(CSTG)}} \cdot 100 \quad (6-2)$$

Dónde:

- $Q_{L(CSTG)}$ es la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento mediante el ensayo de la norma ISO 9459-2:2008.
- $Q_{L(DST)}$ es la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento mediante el ensayo de la norma ISO 9459-5:2007.

Es esta comparación se utilizan los volúmenes de carga diaria comprendidos entre 0.5 y 1.5 veces el volumen de carga de diseño, según la tabla B.1 (Condiciones de referencia para presentación de rendimiento) de la norma EN 12976-2:2006. Las localidades de referencias también se mencionan en esta norma: Estocolmo, Wurzburg, Davos y Atenas.

6.1.3.2.2. Medidas experimentales

Muestras de ensayos

Para la comparación de la predicción a largo plazo de ambas metodologías, se han llevado a cabo ensayos a dos sistemas solares prefabricados sin aporte auxiliar. Un sistema de circulación por termosifón con un

acumulador de 300 litros de capacidad y 2 captadores planos con un área de apertura de 3.81 m². El segundo sistema es también de circulación por termosifón con un acumulador de 180 litros de capacidad y 1 captador solar plano con un área de apertura de 1.95 m².



Figura 6-40. Sistema 1 (a), sistema 2 (b)

Para la comparación de los resultados de la predicción a largo plazo se han utilizado los volúmenes de carga comprendidos entre 170 l/día a 400 l/día para el sistema 1 y desde 140 l/día hasta 300 l/día para el sistema 2.

Resultados

En la Tabla 6-11 y Tabla 6-12 se muestran los parámetros experimentales resultantes de los sistemas tras ensayo.

Tabla 6-11. Identificación de parámetros CSTG

Parámetro	Sistema 1	Sistema 2	Unidad
a_1	1.89	0.98	m ²
a_2	0.57	0.37	MJ/K
a_3	-2.11	-0.17	MJ

Tabla 6-12. Identificación de parámetros DST

Parámetro	Sistema 1	Sistema 2	Unidad
A_c^*	2.280	1.283	m ²
u_c^*	5.986	10.830	W/m ² K
U_s	4.172	3.089	W/K
C_s	1.385	0.789	MJ/K
D_L	0.051	0.017	--
S_c	0.1130	0.235	--

Los resultados de la predicción a largo plazo se muestran en las Tabla 6-13 y Tabla 6-14, y en las Figura 6-41 y Figura 6-42 .

Tabla 6-13. Predicción a largo plazo sistema 1

Localidad	Volumen de carga (l/día)	CSTG		DST		$\Delta Q_t(\%)$
		Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	
Estocolmo	170	9467	4199	9467	4903	17
Wurzburg	170	9078	4617	9078	5247	14
Davos	170	10271	6782	10271	7714	14

Localidad	Volumen de carga (l/día)	CSTG		DST		$\Delta Q_L(\%)$
		Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	
Atenas	170	7055	5757	7055	6226	8
Estocolmo	200	11138	4769	11138	5450	14
Wurzburg	200	10680	5265	10680	5905	12
Davos	200	12084	7664	12084	8556	12
Atenas	200	8300	6608	8300	7084	7
Estocolmo	250	13922	5580	13922	6198	11
Wurzburg	250	13350	6202	13350	6817	10
Davos	250	15104	8889	15104	9666	9
Atenas	250	10375	7884	10375	8352	6
Estocolmo	300	16706	6099	16706	6744	11
Wurzburg	300	16020	6861	16020	7524	10
Davos	300	18125	9595	18125	10422	9
Atenas	300	12450	8888	12450	9407	6
Estocolmo	400	22275	6487	22275	7227	11
Wurzburg	400	21360	7391	21360	8224	11
Davos	400	24167	10063	24167	11055	10
Atenas	400	16600	10305	16600	10955	6

Tabla 6-14. Predicción a largo plazo sistema 2

Localidad	Volumen de carga (l/día)	CSTG		DST		$\Delta Q_L(\%)$
		Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	
Estocolmo	140	7796	3094	7796	3428	11
Wurzburg	140	7476	3448	7476	3559	3
Davos	140	8458	4774	8458	4952	4
Atenas	140	5810	4387	5810	4477	2
Estocolmo	170	9467	3405	9467	3829	12
Wurzburg	170	9078	3848	9078	4019	4
Davos	170	10271	5214	10271	5478	5
Atenas	170	7055	5001	7055	5145	3
Estocolmo	200	11138	3540	11138	4071	15
Wurzburg	200	10680	4045	10680	4320	7
Davos	200	12084	5390	12084	5779	7
Atenas	200	8300	5456	8300	5669	4
Estocolmo	250	13922	3627	13922	4173	15
Wurzburg	250	13350	4147	13350	4460	8
Davos	250	15104	5512	15104	5886	7
Atenas	250	10375	5957	10375	6187	4
Estocolmo	300	16706	3678	16706	4192	14
Wurzburg	300	16020	4203	16020	4485	7
Davos	300	18125	5586	18125	5904	6
Atenas	300	12450	6170	12450	6383	3

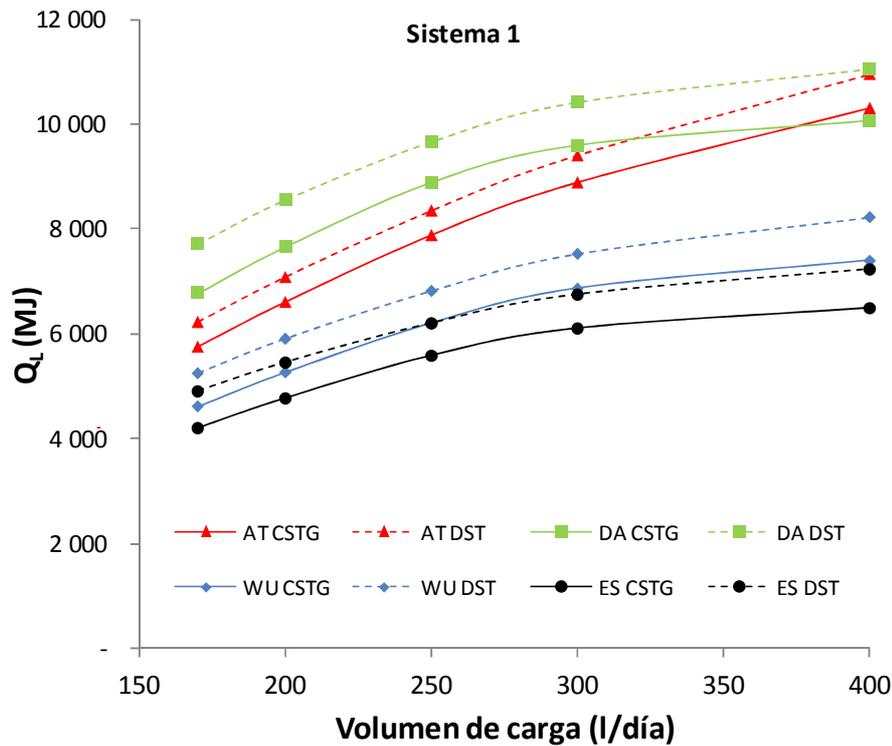


Figura 6-41. Comparación gráfica de la energía de salida anual del sistema 1 para las localidades de referencia (AT: Atenas, DA: Davos, WU: Wurzburg y ES: Estocolmo)

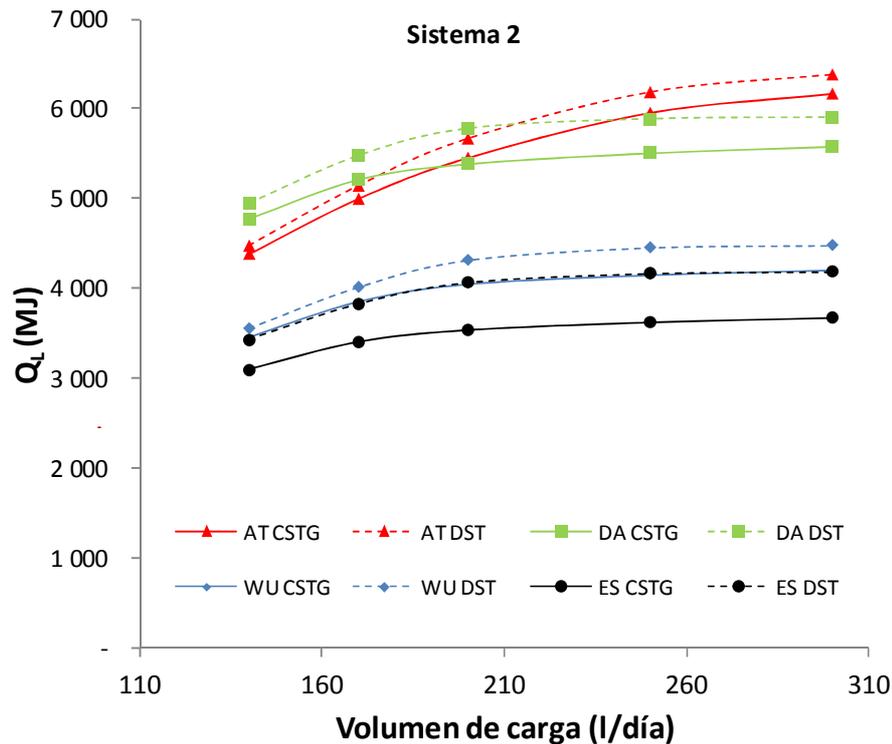


Figura 6-42. Comparación gráfica de la energía de salida anual del sistema 2 para las localidades de referencia (AT: Atenas, DA: Davos, WU: Wurzburg y ES: Estocolmo)

El máximo error relativo obtenido entre ambas metodologías de ensayos es del 17% para el sistema 1, y del 15% para el sistema 2. De acuerdo a Carvalho et al. [67], el máximo error cometido entre ambos métodos era del 14% y de acuerdo a Kaloudis et al. [68] del 21%. Así que consideramos esa diferencia como aceptable.

Factor de conversión

En esta sección se calcula el factor de conversión como se describe en la ecuación (6-3), descrita en la norma EN 12976-2:2006 [23] y el resultado es: Para el sistema 1: $a=1.094$ y $\sigma_a = 0.006$; y para el sistema 2: $a=1.061$ y $\sigma_a = 0.008$. El factor de conversión obtenido es más alto que el mencionado en la norma EN 12976-2:2006 ($a=1.056$ y $\sigma_a = 0.004$). Una conversión combinada usando ambos métodos sería $a=1.084$ y $\sigma_a = 0.005$.

$$Q_{DST} = (a \pm \sigma_a) \cdot Q_{CSTG} \quad (6-3)$$

Otro camino para comparar las dos metodologías sería usar una diferencia constante como:

$$Q_{DST} = (b \pm \sigma_b) + Q_{CSTG} \quad (6-4)$$

Para los dos sistemas se obtienen unos valores de $b=492$ MJ y $\sigma_b = 244$ MJ.

6.1.3.2.3. Conclusiones

Se han ensayado dos sistemas de circulación por termosifón de acuerdo a las dos metodologías de ensayo. El método CSTG de acuerdo a la norma internacional ISO 9459-2:2008 es un método de entrada-salida. El método DST de acuerdo a la norma internacional ISO 9459-5:2007 es un método dinámico. En este estudio se han analizado las máximas diferencia llevadas a cabo de los resultados de la predicción a largo plazo y las conclusiones son:

- El máximo error relativo observado entre ambas metodologías de ensayos descritas por las normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007 es del 17%.
- Esta diferencia es aceptable de acuerdo al resto de publicaciones bibliográficas encontradas.
- El factor de conversión a obtenido en los sistemas solares ensayados es algo superior al valor que aparece en la norma EN 12976-2:2006.

Los factores de conversión obtenidos en este apartado, podrían ser añadidos a las base de datos de los ensayos a equipos obtenidos por ambas normativas y así se contribuye a recalcular ese factor que aparece en la norma EN 12976-2:2006 para futuras revisiones de la misma.

Por lo expuesto anteriormente, el método DST aporta mejores resultados en la predicción a largo plazo que el método CSTG. Por eso, es importante aplicar el factor corrector cuando se quieran comparar los resultados de un sistema solar ensayado por ambas metodologías.

6.2. Influencia de los coeficientes característicos a_1 , $f(V)$, $g(V)$, U_s en la predicción a largo plazo de la norma ISO 9459-2:2008

En este apartado se analiza la influencia de la variación de los parámetros a_1 , $f(V)$, $g(V)$ y U_s en la fracción solar (f_{sol}) obtenida en las diferentes localidades de referencia (Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo), para dos sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón, con diferentes ratios volumen/área. Los fabricantes pueden utilizar los resultados obtenidos en este apartado con el fin de mejorar las prestaciones de sus sistemas. Esto se puede conseguir incrementando el rendimiento del captador mediante el parámetro a_1 , mejorando la estratificación del acumulador mediante los parámetros $f(V)$ y $g(V)$, y decreciendo las pérdidas térmicas del acumulador mejorando U_s .

6.2.1. Descripción del análisis de sensibilidad de los parámetros a_1 , $f(V)$, $g(V)$ y U_s

En esta sección se lleva a cabo un análisis de sensibilidad de los parámetros a_1 , $f(V)$, $g(V)$ y U_s independientemente y se observa cómo influyen dichos parámetros en la predicción a largo plazo (f_{sol}).

6.2.1.1. Análisis de sensibilidad de a_1

Si analizamos la ecuación (4-1), se puede observar como la producción de la energía de salida del sistema solar (Q) depende de los parámetros a_1 , a_2 y a_3 . El análisis de sensibilidad se realiza al parámetro a_1 . Este parámetro representa el rendimiento del sistema cuando $T_{a(day)} = T_{ent}$, asumiendo el valor de a_3 cero. Así, la

ecuación del rendimiento es:

$$\eta = \frac{a_1}{A} \quad (6-5)$$

Dónde:

- η es el rendimiento del sistema.
- A es el área de apertura de los captadores.

El análisis de sensibilidad de este factor consiste en incrementar el valor del parámetro a_1 y observar dicha influencia en la predicción a largo plazo (f_{SOL}).

6.2.1.2. Análisis de sensibilidad de $f(V)$

En esta sección se analiza la influencia en la fracción solar (f_{SOL}) del parámetro $f(V)$ comparándolo con una extracción ideal. En dicha extracción ideal, la energía útil extraída por el sistema es constante hasta que alcanza el valor de cero en un determinado instante. Para ambos casos se realiza una predicción a largo plazo y se comparan ambos resultados.

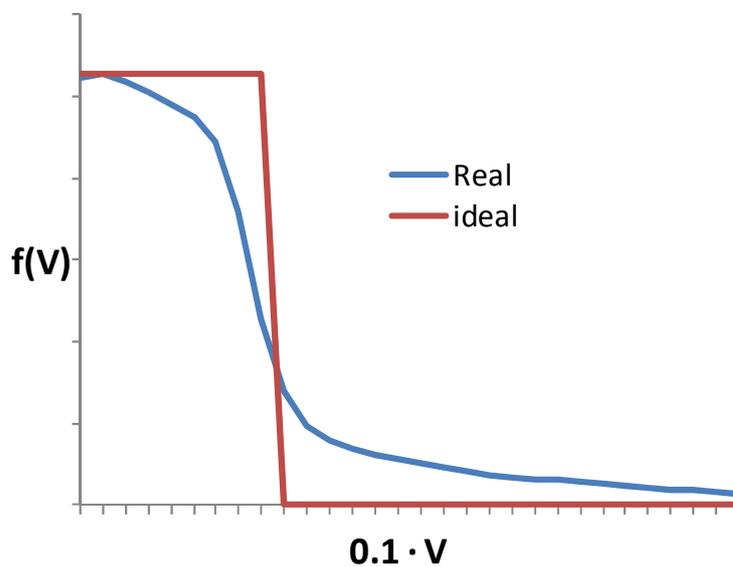
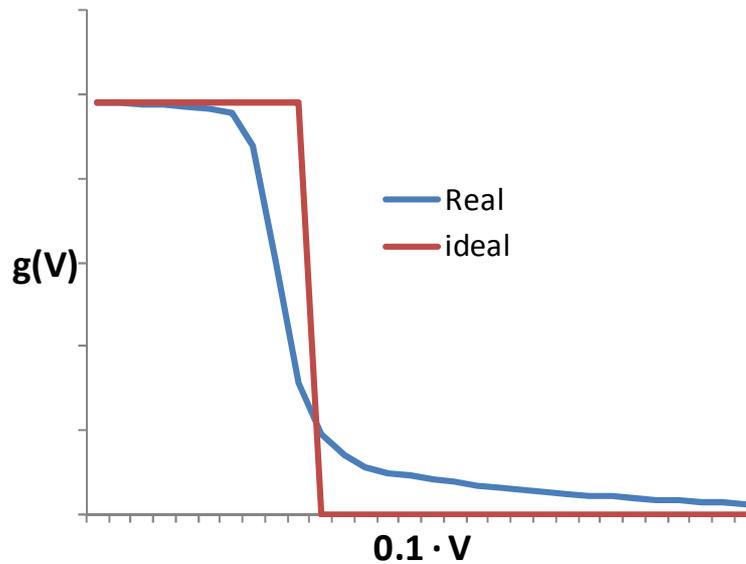


Figura 6-43. Gráfica de $f(V)$

6.2.1.3. Análisis de sensibilidad de $g(V)$

En esta sección se analiza la influencia en la fracción solar (f_{SOL}) del parámetro $g(V)$ comparándolo con una extracción ideal. En dicha extracción ideal, la energía útil extraída por el sistema es constante hasta que alcanza el valor de cero en un determinado instante. Para ambos casos se realiza una predicción a largo plazo y se compararán ambos resultados.

Figura 6-44. Gráfica de $g(V)$

6.2.1.4. Análisis de sensibilidad de U_s

En esta sección se analiza la influencia en la fracción solar (f_{sol}) si se modifica el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s). Se mejora dicho coeficiente, decreciendo su valor un 30, 60 y 90% y se observa cómo influye dicho valor en la predicción a largo plazo.

6.2.2. Resultados

6.2.2.1. Muestras de ensayos

Con el fin de llevar a cabo el análisis de sensibilidad se realizan ensayos a dos sistemas solares prefabricados. El primero de ellos es un sistema de circulación por termosifón con un volumen de acumulación de 280 litros y un área de apertura de 3.60 m². El segundo equipo es un sistema de circulación por termosifón con un volumen de acumulación de 200 litros y un área de apertura de 1.92 m².

Los resultados de los parámetros obtenidos para estos sistemas se muestran en la Tabla 6-15 y en las Figura 6-45 y Figura 6-46.

Tabla 6-15. Identificación de parámetros CSTG

Parámetros	Sistema 1	Sistema 2	Unidades
a_1	1.70	1.10	m ²
a_2	0.61	0.36	MJ/K
a_3	-2.00	-1.75	MJ
U_s	3.90	4.17	W/K

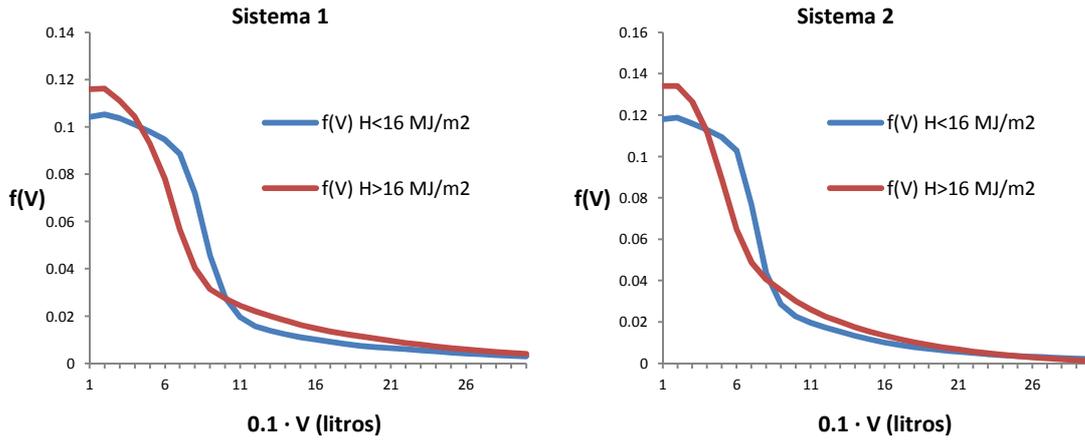


Figura 6-45. Resultados de $f(V)$ de ambos sistemas

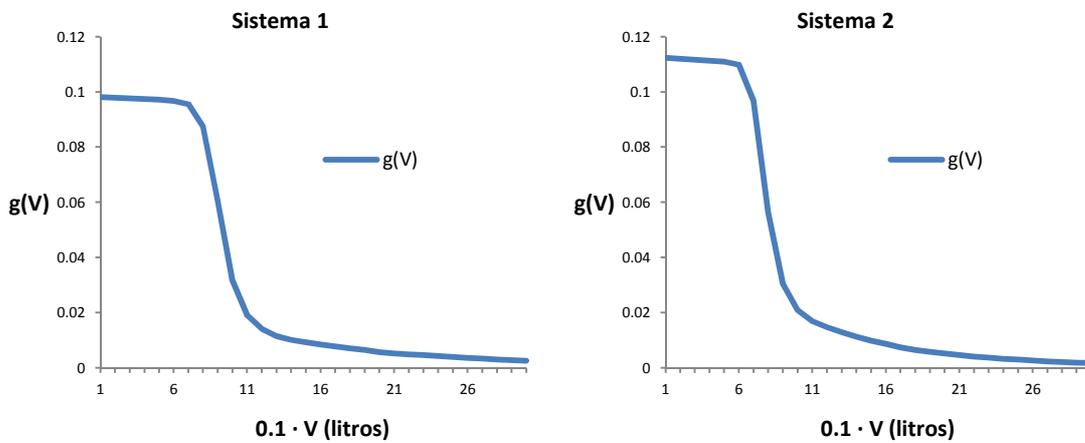


Figura 6-46. Resultados de $g(V)$ de ambos sistemas

6.2.2.2. Análisis comparativo

Los resultados obtenidos del análisis comparativo de los parámetros característicos (a_1 , $f(V)$, $g(V)$ y U_s), en las localidades de referencias (Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo), se representan en las siguientes figuras.

Atenas

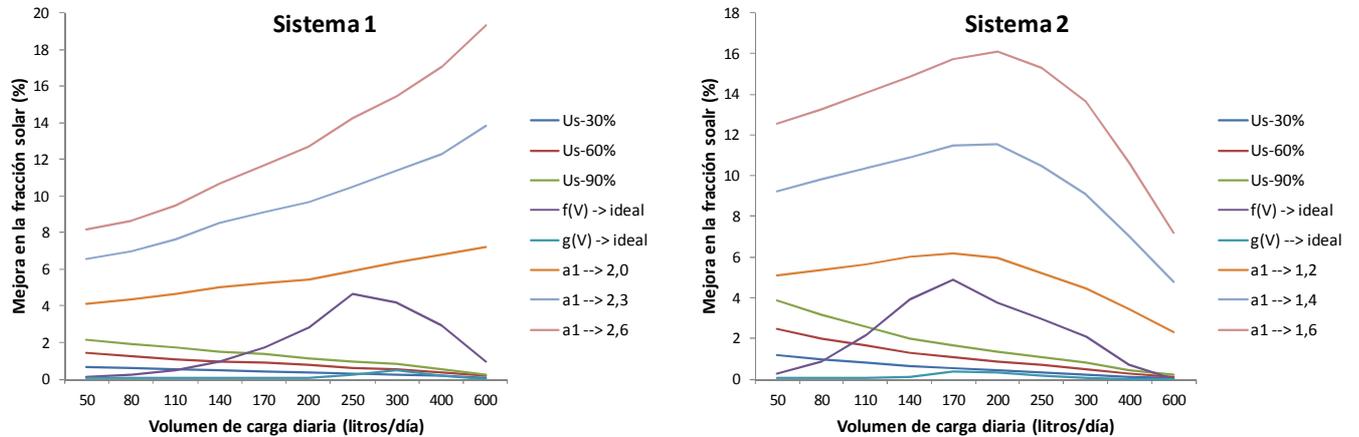


Figura 6-47. Resultados de Atenas

Se define mejora en la fracción solar como la diferencia entre la fracción solar obtenida con los parámetros utilizados independientemente en el análisis de sensibilidad y la fracción solar obtenida con los parámetros de las muestras de ensayo.

En los dos sistemas se produce un aumento de la fracción solar al aumentar el parámetro a_1 . En el sistema 1 la mejora en la fracción solar se incrementa conforme aumenta el volumen de carga diaria, hasta el volumen de carga estudiado (600 litros/día). Sin embargo, en el sistema 2 se produce un aumento de la mejora de la fracción solar, con el aumento del valor de a_1 , hasta alcanzar un volumen de carga diaria cercano al volumen del sistema (200 litros). A partir del cual se produce un decrecimiento de esa mejora.

En ambos sistemas se produce una mejora en la fracción solar cuando se decrece el valor del coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s). La mejora en la fracción solar disminuye conforme aumenta el volumen de carga diaria.

En ambos sistemas se produce una mejora en la fracción solar cuando se hace una extracción ideal del parámetro de estratificación $f(V)$. Además, se observa un aumento de la mejora de la fracción solar hasta alcanzar un volumen de carga cercano al volumen del sistema (280 litros sistema 1 y 200 litros sistema 2), a partir del cual se produce un decrecimiento.

La idealización del parámetro $g(V)$ tiene muy poca influencia en la mejora de la fracción solar.

Davos

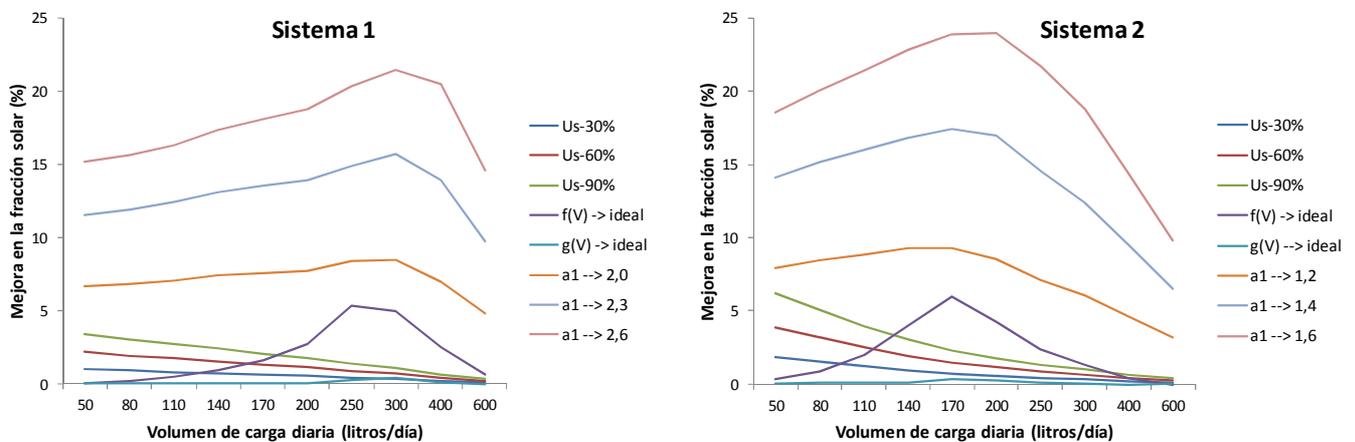


Figura 6-48. Resultados de Davos

Las tendencias de los resultados obtenidos para el resto de localidades de referencia (Davos, Wurzburg y Estocolmo) son similares. En las Figura 6-48, Figura 6-49 y Figura 6-50 se muestran los resultados y se resumen en:

- En los dos sistemas se produce un aumento de la fracción solar al aumentar el parámetro a_1 . Además se observa un aumento de la mejora de la fracción solar, conforme aumenta el valor de a_1 , hasta alcanzar un volumen de carga diaria cercano al volumen del sistema (280 litros sistema 1 y 200 litros sistema 2), a partir del cual se produce un decrecimiento de esa mejora.
- En ambos sistemas se produce una mejora en la fracción solar cuando se decrece el valor del coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s). La mejora en la fracción solar disminuye conforme aumenta el volumen de carga diaria.
- En ambos sistemas se produce una mejora en la fracción solar cuando se hace una extracción ideal del parámetro de estratificación $f(V)$. Además se observa un aumento de la mejora de la fracción solar hasta alcanzar un volumen de carga cercano al volumen del sistema (280 litros sistema 1 y 200 litros sistema 2), a partir del cual se produce un decrecimiento.
- La idealización del parámetro $g(V)$ tiene muy poca influencia en la mejora de la fracción solar.

Wurzburgo

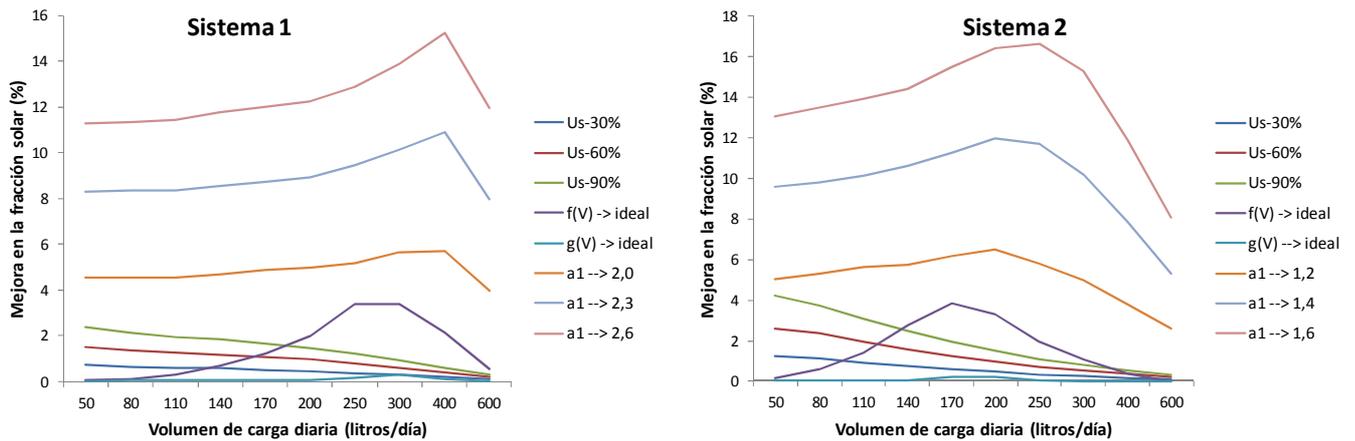


Figura 6-49. Resultados de Wurzburgo

Estocolmo

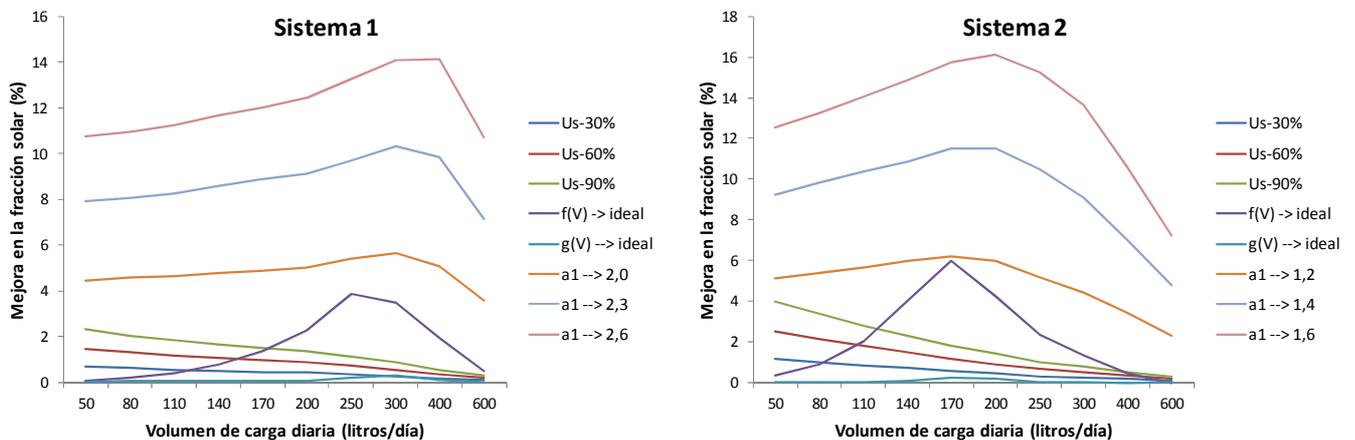


Figura 6-50. Resultados de Estocolmo

Gracias al análisis comparativo de los parámetros característicos (a_1 , $f(V)$, $g(V)$ y U_s), en las localidades de referencias (Atenas, Davos, Wurzburgo y Estocolmo), se puede observar lo siguiente:

- Para todos los volúmenes de carga diaria, el parámetro que produce un mayor aumento en la fracción solar es el coeficiente a_1 .
- Para volúmenes de carga diaria bajos (inferior a 140 l/día en el sistema 1 e inferior a 90 l/día en el sistema 2), la segunda medida más efectiva de mejorar la fracción solar sería el coeficiente U_s . Se observa como no hay mejora en el comportamiento del sistema al hacer ideal la curva de $g(V)$.
- Para volúmenes de carga diaria medios (aproximadamente el volumen del sistema), la segunda medida más efectiva de mejorar la fracción solar sería hacer ideal el perfil de temperatura de extracción normalizado $f(V)$. La tercera medida más efectiva sería reducir el parámetro U_s . La idealización del parámetro $g(V)$ tiene muy poca influencia en la fracción solar. Es similar a la mejora del 30% del factor U_s .
- Para volúmenes de carga diaria altos (mayor al volumen del sistema), la segunda medida más efectiva de mejorar la fracción solar sería hacer ideal el perfil de temperatura de extracción normalizado $f(V)$. Para estos volúmenes de carga no hay un incremento significativo de la fracción solar al mejorar el parámetro U_s o la curva de $g(V)$.

6.2.3. Conclusiones

A continuación se describen las principales conclusiones del estudio:

- Mejoras en U_s . El rango de mejora de este factor en la fracción solar anual oscila entre el 0 y el 3.5% para el sistema 1 y entre el 0 y el 6.2% para el sistema 2. El valor más alto obtenido para la fracción solar se obtiene con mejoras del 90% en el factor U_s y bajos volúmenes de carga diaria. También se puede observar como el valor máximo alcanzado se consigue en la localidad de Davos con un 3.5% para el sistema 1 y un 6.2% para el sistema 2, mientras que en las otras localidades de referencia las mejoras en la fracción solar anual se alcanza un valor aproximado de entre el 2% y 4%.
- Mejoras en $f(V)$. Con este factor se produce un rango de mejoras de la fracción solar anual de entre el 0 y el 5.4% para el sistema 1 y entre en 0 y 6.0% para el sistema 2. Se puede observar como en todas las localidades de referencia el valor máximo alcanzado es para volúmenes de carga diaria cercanos al volumen del sistema. No hay mejoras significativas para volúmenes de carga diaria bajos y altos. En Davos y Atenas es donde se alcanzan los valores más altos de mejora, 5.3-6% respectivamente, mientras que en Wurzburg y Estocolmo las mejoras son aproximadamente del 4%.
- Mejoras en $g(V)$. Este es el parámetro con menor influencia en la fracción solar anual. El rango de mejoras en la fracción solar oscila entre el 0 al 0.4%. Se puede percibir que en todas las localidades de referencia el valor máximo alcanzado corresponde a los volúmenes de carga diaria cercanos al volumen del acumulador.
- Mejoras en la curva Q-H (4-1). Para el sistema 1, el rango de mejoras cuando el valor de $a_1= 1.7 \text{ m}^2$ pasa a 2.0, 2.3 y 2.6 m^2 alcanza mejoras del 8-14-20% respectivamente en Wurzburg y Estocolmo y valores del 5-10-15% en Atenas y Davos. En el sistema 2, el rango de mejoras cuando el valor de $a_1= 1.0 \text{ m}^2$ pasa a 1.2, 1.4 y 1.6 m^2 alcanza mejoras del 8-16-22% respectivamente en Wurzburg y Estocolmo y valores en torno al 6-11-16% en Atenas y Davos. La mayor influencia en las localidades de Wurzburg y Estocolmo se deben a que tienen valores de radiación anual más bajos que en las localidades de Atenas y Davos.

El factor a_1 es el parámetro que aumenta mayoritariamente la fracción solar anual de los 4 parámetros a estudio y sería el primer paso que debería seguir los fabricantes de sistemas solares prefabricados. Para volúmenes de carga diaria bajos, inferior al volumen de sistema, el segundo parámetro que mejora la fracción solar es el coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s). Para volúmenes de carga diaria cercanos al volumen del sistema, el segundo parámetro que mejora la fracción solar es la idealización del parámetro de estratificación $f(V)$.

6.3. Influencia de los coeficientes característicos A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L y S_c en la predicción a largo plazo de la norma ISO 9459-5:2007 [31].

En este apartado se analiza la influencia de la variación de los parámetros A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L y S_c en la fracción solar (f_{SOL}). Los fabricantes podrían utilizar los resultados obtenidos en este apartado con el fin de mejorar las prestaciones de sus sistemas. Esto se puede conseguir incrementando el área efectiva del captador rendimiento (A_c^*) o la capacidad calorífica del acumulador (C_s), disminuyendo las pérdidas térmicas del circuito de captadores (u_c^*) o las pérdidas térmicas en el acumulador (U_s) y mejorando el grado de mezcla (D_L) y la estratificación en el acumulador (S_c).

6.3.1. Descripción del análisis de sensibilidad de los parámetros A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L y S_c

En esta sección se lleva a cabo un análisis de sensibilidad de los parámetros A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L y S_c independientemente. Se han analizado los resultados obtenidos para 26 sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón. La siguiente tabla recoge algunos parámetros constructivos y los parámetros experimentales de estos equipos, así como sus valores promedio, máximo y mínimo.

Tabla 6–16. Parámetros característicos sistemas

Número de sistema	Área de apertura A (m ²)	Volumen bruto del acumulador V _b (l)	Ac* (m ²)	uc* (W/m ² K)	U _s (W/K)	C _s (MJ/K)	D _L (-)	Sc (-)
1	4.14	300	2.280	5.990	4.170	1.385	0.051	0.113
2	1.91	200	1.175	13.180	2.055	0.783	0.009	0.420
3	3.82	300	2.139	9.807	2.838	1.171	0.021	0.329
4	2.40	200	1.375	11.660	2.520	0.770	0.001	0.369
5	1.90	149	1.150	10.510	1.177	0.625	0.051	0.347
6	2.58	209	1.480	8.120	2.320	0.849	0.023	0.146
7	2.58	209	1.300	11.790	2.130	0.693	0.008	0.864
8	2.58	209	1.335	12.450	2.760	0.806	0.026	0.218
9	2.58	209	1.140	14.360	3.200	0.705	0.050	0.971
10	3.54	301	1.840	11.240	2.110	1.046	0.065	0.449
11	1.92	154	1.289	12.340	2.241	0.545	0.526	0.327
12	1.95	192	1.178	15.070	2.434	0.791	0.016	0.400
13	3.24	318	1.920	5.241	2.790	1.062	0.049	0.066
14	2.08	158	1.109	8.396	2.192	0.654	0.208	0.221
15	1.94	155	1.152	8.961	2.472	0.695	0.029	0.282
16	3.88	314	2.110	6.008	3.738	1.341	0.004	0.183
17	1.88	157	0.873	10.890	2.516	0.644	0.075	0.138
18	1.88	157	1.003	5.620	2.559	0.665	0.046	0.070
19	1.77	145	0.952	12.160	4.368	0.467	0.113	0.428
20	1.77	145	0.905	12.830	2.918	0.460	0.151	0.617
21	1.99	145	1.301	9.483	2.257	0.579	0.657	0.556
22	2.01	157	1.019	12.050	2.009	0.576	0.093	0.796
23	2.40	210	1.356	9.300	2.049	0.809	0.050	0.146
24	3.98	282	2.427	8.825	3.386	1.063	0.157	0.733
25	4.20	241	2.431	4.358	3.723	0.689	0.658	0.261
26	1.95	192	1.264	13.800	5.847	0.761	0.013	0.151
Máximo	4.20	318	2.431	15.070	5.847	1.385	0.658	0.971
promedio	2.57	208	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369
Mínimo	1.77	145	0.873	4.358	1.177	0.460	0.001	0.066

6.3.1.1. Análisis de sensibilidad de Ac*

En esta sección se analiza la influencia en la fracción solar (f_{SOL}) del **área efectiva del captador (Ac*)**. Para ello, se aumenta el valor de Ac* manteniendo constantes el resto de parámetros con sus valores promedio y se realiza una predicción a largo plazo para cada una de las configuraciones de parámetros resultantes. Posteriormente se comparan estos resultados con los obtenidos con los valores promedio de los 26 sistemas. Los valores de Ac* estudiados son el valor máximo, el valor medio + (valor máximo - valor medio) x 60% y el valor medio + (valor máximo - valor medio) x 30%. En la Tabla 6–17 se observan todos los parámetros característicos utilizados en el análisis de sensibilidad de Ac*.

Tabla 6–17. Análisis de sensibilidad de A_c^*

	A_c^* (m ²)	u_c^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)
Máx.	2.431	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369
Med+(Máx-Med)x60%	2.036	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369
Med+(Máx-Med)x30%	1.739	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369
Media	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369

6.3.1.2. Análisis de sensibilidad de u_c^*

En esta sección se analiza la influencia en la fracción solar (f_{sol}) del **coeficiente de pérdidas efectivo del circuito de captadores (u_c^*)**. Para ello, se disminuye el valor de u_c^* manteniendo constantes el resto de parámetros con sus valores promedio y se realiza una predicción a largo plazo para cada una de las configuraciones de parámetros resultantes. Posteriormente se comparan estos resultados con los obtenidos con los valores promedio de los 26 sistemas. Los valores de u_c^* estudiados son el valor mínimo, el valor medio - (valor medio - valor mínimo) \times 60% y el valor medio - (valor medio - valor mínimo) \times 30%. En la Tabla 6–18 se observan todos los parámetros característicos utilizados en el análisis de sensibilidad de u_c^* .

Tabla 6–18. Análisis de sensibilidad de u_c^*

	A_c^* (m ²)	u_c^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)
Media	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369
Med-(Med-Min)x30%	1.442	8.427	2.799	0.794	0.121	0.369
Med-(Med-Min)x60%	1.442	6.683	2.799	0.794	0.121	0.369
Min	1.442	4.358	2.799	0.794	0.121	0.369

6.3.1.3. Análisis de sensibilidad de U_s

En esta sección se analiza la influencia en la fracción solar (f_{sol}) del **coeficiente de pérdidas térmicas en el acumulador (U_s)**. Para ello, se disminuye el valor de U_s manteniendo constantes el resto de parámetros con sus valores promedio y se realiza una predicción a largo plazo para cada una de las configuraciones de parámetros resultantes. Posteriormente se comparan estos resultados con los obtenidos con los valores promedio de los 26 sistemas. Los valores de U_s estudiados son el valor mínimo, el valor medio - (valor medio - valor mínimo) \times 60% y el valor medio - (valor medio - valor mínimo) \times 30%. En la Tabla 6–19 se observan todos los parámetros característicos utilizados en el análisis de sensibilidad de U_s .

Tabla 6–19. Análisis de sensibilidad de U_s

	A_c^* (m ²)	u_c^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)
Media	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369
Med-(Med-Min)x30%	1.442	10.171	2.313	0.794	0.121	0.369
Med-(Med-Min)x60%	1.442	10.171	1.826	0.794	0.121	0.369
Min	1.442	10.171	1.177	0.794	0.121	0.369

6.3.1.4. Análisis de sensibilidad de C_s

En esta sección se analiza la influencia en la fracción solar (f_{sol}) de la **capacidad calorífica del acumulador (C_s)**. Para ello, se aumenta el valor de C_s manteniendo constantes el resto de parámetros con sus valores promedio y se realiza una predicción a largo plazo para cada una de las configuraciones de parámetros resultantes. Posteriormente se comparan estos resultados con los obtenidos con los valores

promedio de los 26 sistemas. Los valores de C_s estudiados son el valor máximo, el valor medio + (valor máximo - valor medio) \times 60% y el valor medio + (valor máximo - valor medio) \times 30%. En la Tabla 6–20 se observan todos los parámetros característicos utilizados en el análisis de sensibilidad de C_s .

Tabla 6–20. Análisis de sensibilidad de C_s

	A_c^* (m ²)	u_c^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)
Máx.	1.442	10.171	2.799	1.385	0.121	0.369
Med+(Máx-Med)x60%	1.442	10.171	2.799	1.148	0.121	0.369
Med+(Máx-Med)x30%	1.442	10.171	2.799	0.971	0.121	0.369
Media	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369

6.3.1.5. Análisis de sensibilidad de D_L

En esta sección se analiza la influencia en la fracción solar (f_{SOL}) de la **constante de mezcla (D_L)**. Para ello, se disminuye el valor de D_L manteniendo constantes el resto de parámetros con sus valores promedio y se realiza una predicción a largo plazo para cada una de las configuraciones de parámetros resultantes. Posteriormente se comparan estos resultados con los obtenidos con los valores promedio de los 26 sistemas. Los valores de D_L estudiados son el valor mínimo, el valor medio - (valor medio - valor mínimo) \times 60% y el valor medio - (valor medio - valor mínimo) \times 30%. En la Tabla 6–21 se observan todos los parámetros característicos utilizados en el análisis de sensibilidad de D_L .

Tabla 6–21. Análisis de sensibilidad de D_L

	A_c^* (m ²)	u_c^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)
Media	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369
Med-(Med-Min)x30%	1.442	10.171	2.799	0.794	0.085	0.369
Med-(Med-Min)x60%	1.442	10.171	2.799	0.794	0.049	0.369
Min	1.442	10.171	2.799	0.794	0.001	0.369

6.3.1.6. Análisis de sensibilidad de S_c

En esta sección se analiza la influencia en la fracción solar (f_{SOL}) de la **estratificación del acumulador (S_c)**. Para ello, se disminuye el valor de S_c manteniendo constantes el resto de parámetros con sus valores promedio y se realiza una predicción a largo plazo para cada una de las configuraciones de parámetros resultantes. Posteriormente se comparan estos resultados con los obtenidos con los valores promedio de los 26 sistemas. Los valores de S_c estudiados son el valor máximo, el valor medio + (valor máximo - valor medio) \times 60% y el valor medio + (valor máximo - valor medio) \times 30%. En la Tabla 6–22 se observan todos los parámetros característicos utilizados en el análisis de sensibilidad de S_c .

Tabla 6–22. Análisis de sensibilidad de S_c

	A_c^* (m ²)	u_c^* (W/m ² K)	U_s (W/K)	C_s (MJ/K)	D_L (-)	S_c (-)
Máx.	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.971
Med+(Máx-Med)x60%	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.730
Med+(Máx-Med)x30%	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.550
Media	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369

6.3.1.7. Análisis comparativo de los parámetros característicos (A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L y S_c)

En esta sección se realiza un análisis comparativo de la predicción a largo plazo (f_{SOL}) de los parámetros

característicos en las diferentes localidades de referencia (Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo). Para ello, las variaciones de los parámetros deben de ser del mismo orden, de lo contrario los resultados no serían comparables. En la Tabla 6-23 se muestran todos los parámetros experimentales utilizados en este estudio. Si se observa la variación de los parámetros respecto al valor medio (Tabla 6-24), se seleccionan las variaciones de los valores con el mismo orden, color rojo, ya que su desviación típica es menor. Por tanto, para el análisis comparativo de los parámetros característicos, se han observado las predicciones a largo plazo resultante de los parámetros que aparecen en la Tabla 6-25.

Tabla 6-23. Parámetros experimentales a estudio

	Ac* (m ²)	uc* (W/m ² K)	Us (W/K)	Cs (MJ/K)	D _L (-)	Sc (-)
Máx.	2.431			1.385		0.971
Med+(Máx-Med)x60%	2.036			1.148		0.730
Med+(Máx-Med)x30%	1.739			0.971		0.550
Media	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369
Med-(Med-Min)x30%		8.427	2.313		0.085	
Med-(Med-Min)x60%		6.683	1.826		0.049	
Min		4.358	1.177		0.001	

Tabla 6-24. Variación de cada parámetro respecto al valor medio

	Ac*	uc*	Us	Cs	D _L	Sc
Máx.	69%			74%		163%
Med+(Máx-Med)x60%	41%			45%		98%
Med+(Máx-Med)x30%	21%			22%		49%
Media	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Med-(Med-Min)x30%		17%	17%		30%	
Med-(Med-Min)x60%		34%	35%		60%	
Min		57%	58%		99%	

Tabla 6-25. Parámetros seleccionados para el análisis comparativo

	Ac* (m ²)	uc* (W/m ² K)	Us (W/K)	Cs (MJ/K)	D _L (-)	Sc (-)
Ac* med+(máx-med)x60%	2.036	10.171	2.799	0.794	0.121	0.369
uc* med-(med-min)x60%	1.442	6.683	2.799	0.794	0.121	0.369
Us med-(med-min)x60%	1.442	10.171	1.826	0.794	0.121	0.369
Cs med+(máx-med)x60%	1.442	10.171	2.799	1.148	0.121	0.369
D _L med-(med-min)x30%	1.442	10.171	2.799	0.794	0.085	0.369
Sc med+(máx-med)x30%	1.442	10.171	2.799	0.794	0.121	0.550

6.3.2. Resultados

6.3.2.1. Análisis de sensibilidad de Ac*

En la Figura 6-51 se representa el porcentaje la mejora de la fracción solar con respecto al volumen de carga,

cuando se aumenta el valor del área efectiva del captador Ac^* , en todas las localidades de referencia.

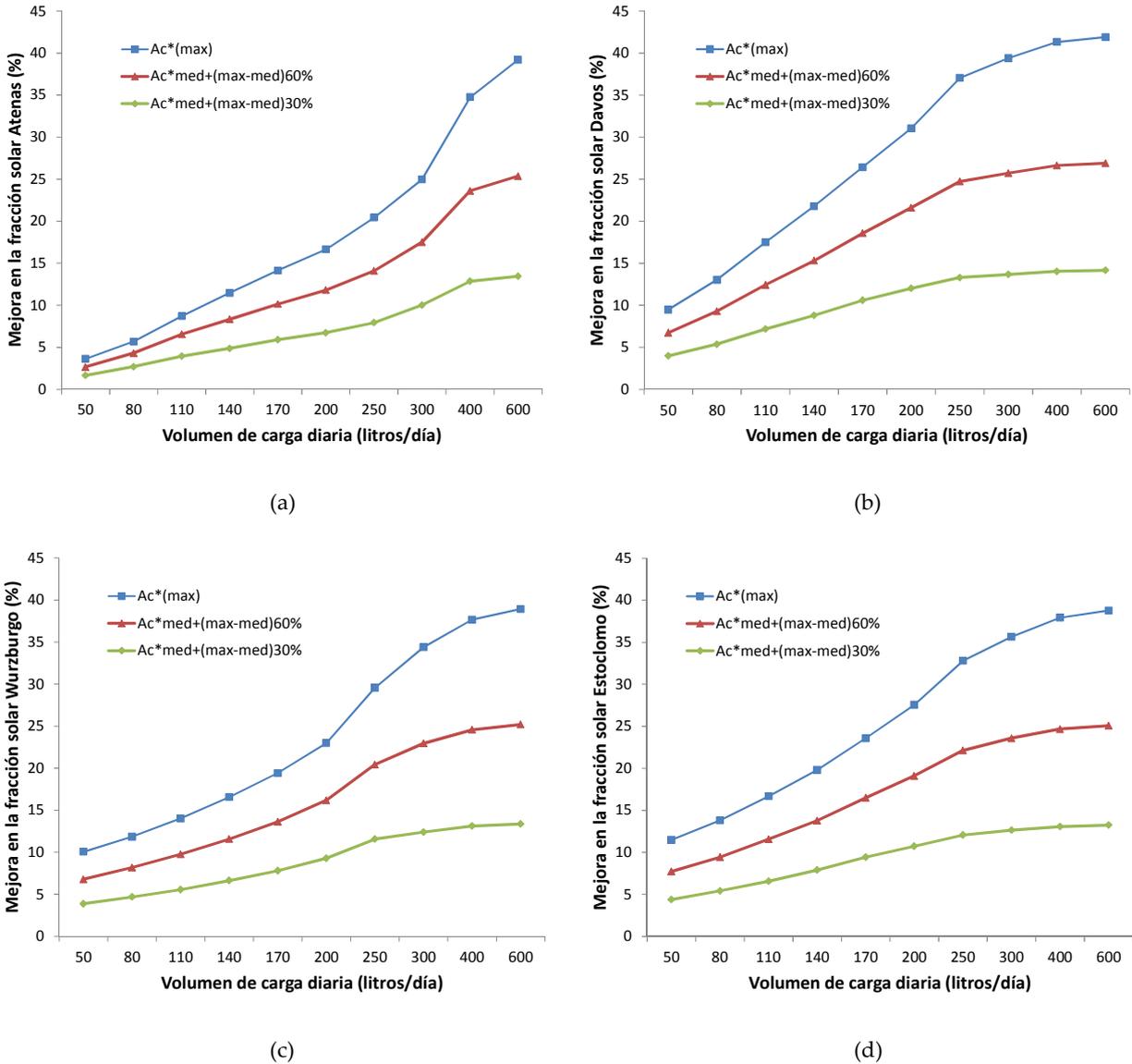


Figura 6-51. Resultados del análisis de sensibilidad de Ac^* (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo

Se define la mejora producida en la fracción solar como:

$$Mejora\ en\ la\ fracción\ solar = \frac{\Delta f_{SOL}}{f_{SOL\ medio}} \cdot 100\ (\%) \quad (6-6)$$

Dónde:

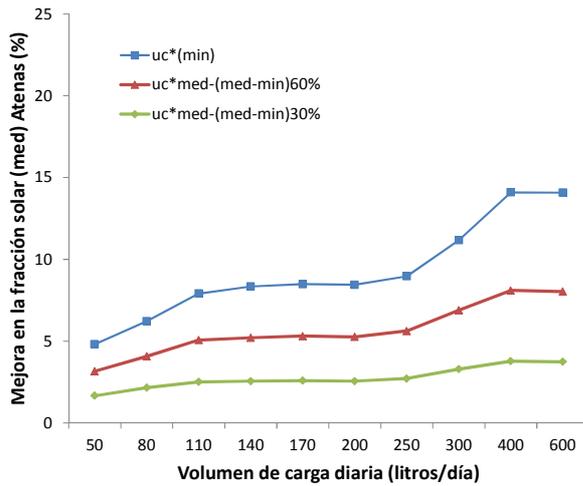
- Δf_{SOL} es la diferencia entre la fracción solar obtenida con los parámetros característicos utilizados independientemente en el análisis de sensibilidad y la fracción solar obtenida con los parámetros característicos medios (Tabla 6-16).
- $f_{SOL\ medio}$ es fracción solar obtenida con los parámetros característicos medios.

Al aumentar el valor de Ac^* , aumenta la mejora producida en la fracción solar. También se observa como en todas las localidades se produce un aumento pronunciado de mejora en la fracción solar hasta alcanzar un valor del volumen de carga diaria (400 l/día para Atenas, 250 l/día para Davos, Wurzburg y Estocolmo). A partir de ese valor se produce un cambio de pendiente, llegando a la estabilización de esa mejora en la fracción solar.

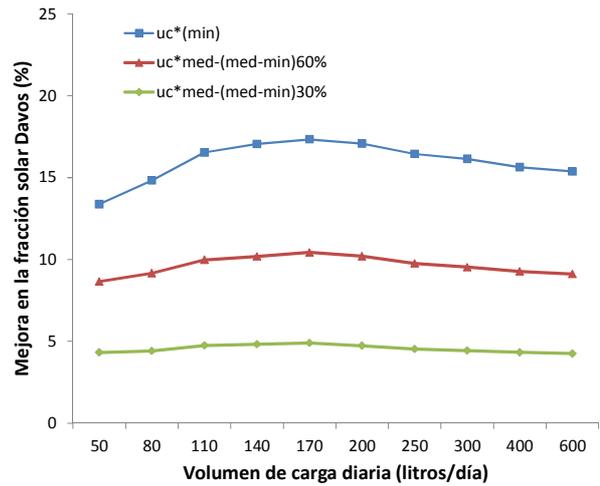
6.3.2.2. Análisis de sensibilidad de uc^*

En la Figura 6-52 se representa el porcentaje de mejora de la fracción solar con respecto al volumen de carga diaria, cuando se disminuye el valor del coeficiente de pérdidas efectivo de circuito de captadores uc^* , en todas

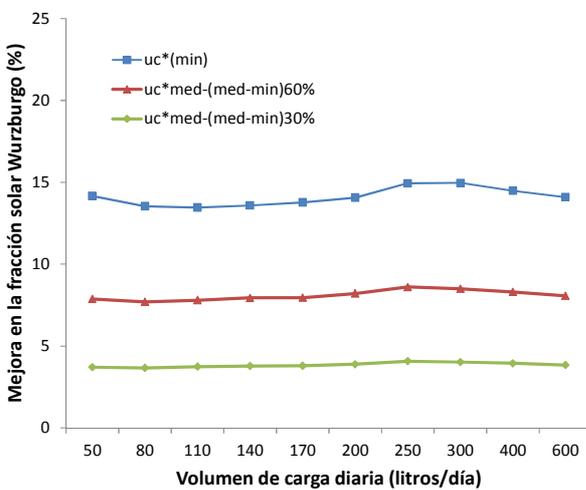
las localidades de referencia.



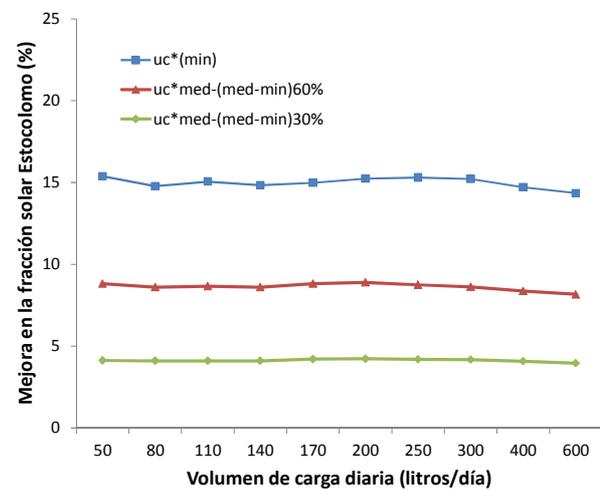
(a)



(b)



(c)



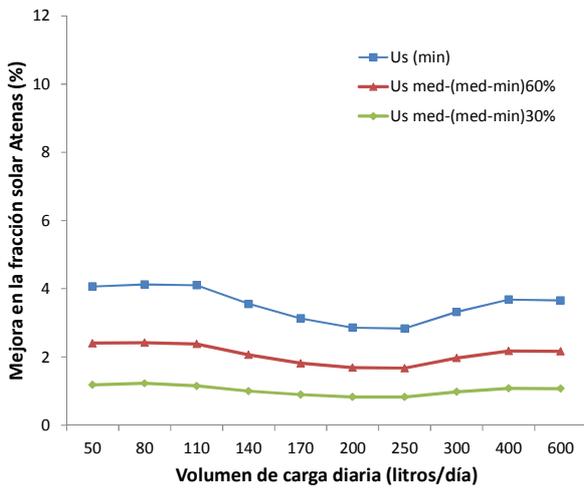
(d)

Figura 6-52. Resultados del análisis de sensibilidad de uc^* (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo

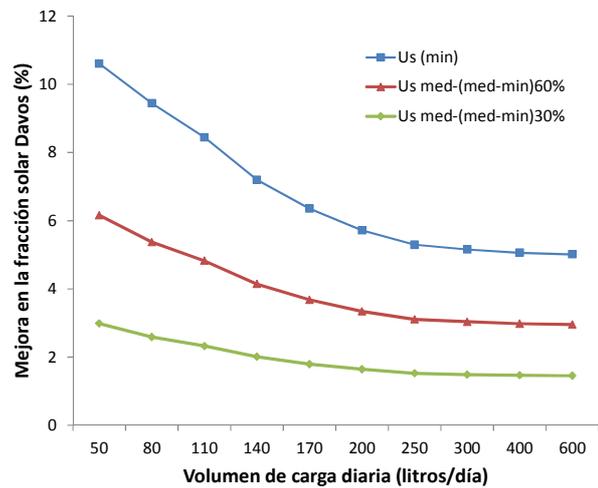
Al disminuir el valor de uc^* , aumenta la mejora producida en la fracción solar. Del mismo modo se observa como el valor en la mejora de la fracción solar con respecto al volumen de carga diaria se mantiene prácticamente constante en las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo, mientras que en la localidad de Atenas se produce un aumento en la mejora de la misma hasta que se alcanza el valor de 400 l/día, a partir del cual se llega a la estabilización de esa mejora en la fracción solar.

6.3.2.3. Análisis de sensibilidad de U_s

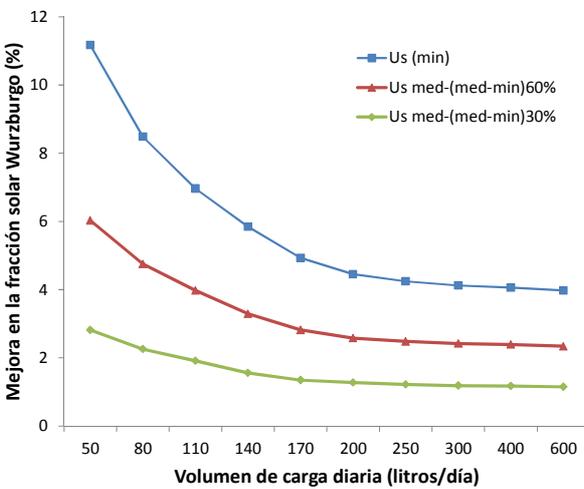
En la Figura 6-53 se representa el porcentaje de mejora de la fracción solar con respecto al volumen de carga diaria, cuando se disminuye el valor del coeficiente de pérdidas térmicas en el acumulador (U_s), en todas las localidades de referencia.



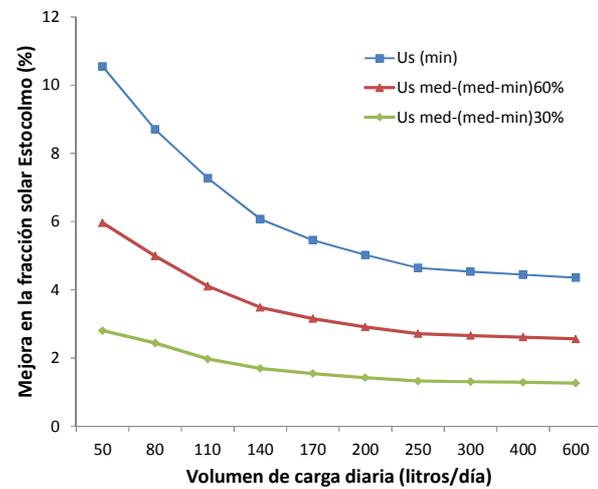
(a)



(b)



(c)



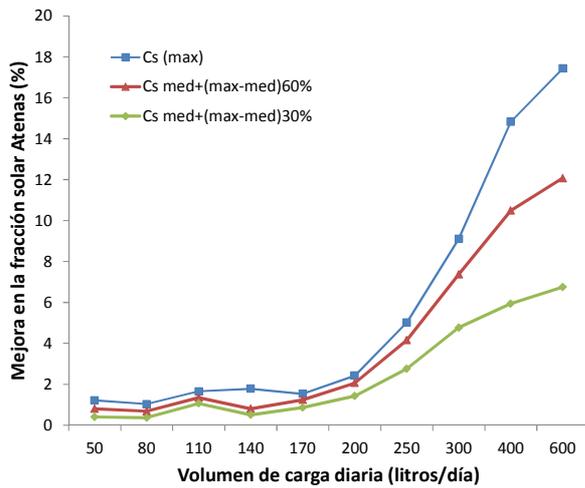
(d)

Figura 6-53. Resultados del análisis de sensibilidad de U_s (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburggo y (d) Estocolmo.

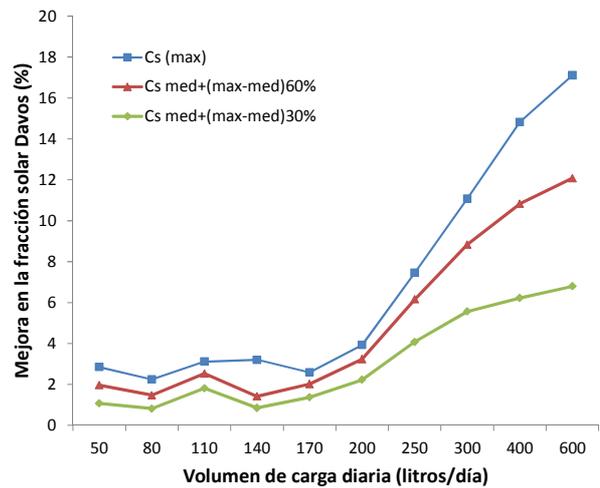
Al disminuir el valor de U_s , aumenta la mejora producida en la fracción solar. Del mismo modo se observa como en las localidades de Davos, Wurzburggo y Estocolmo el porcentaje de mejora en la fracción es superior a volúmenes de carga bajo. Sin embargo, en la localidad de Atenas el porcentaje de mejora en la fracción solar se mantiene más o menos constante con el volumen de carga.

6.3.2.4. Análisis de sensibilidad de C_s

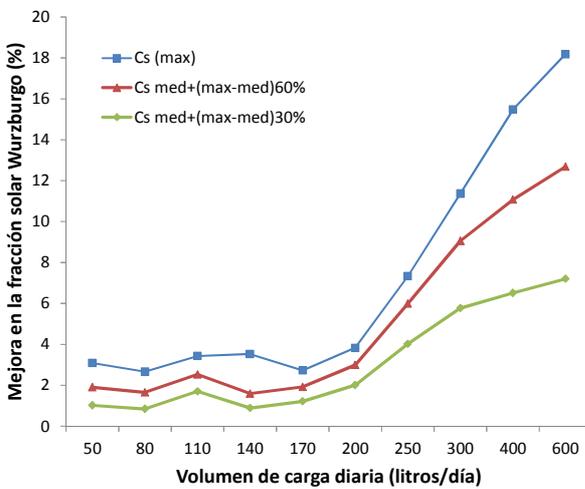
En la Figura 6-54 se representa el porcentaje de mejora de la fracción solar con respecto al volumen de carga diaria, cuando se aumenta el valor de la capacidad calorífica del acumulador (C_s), en todas las localidades de referencia.



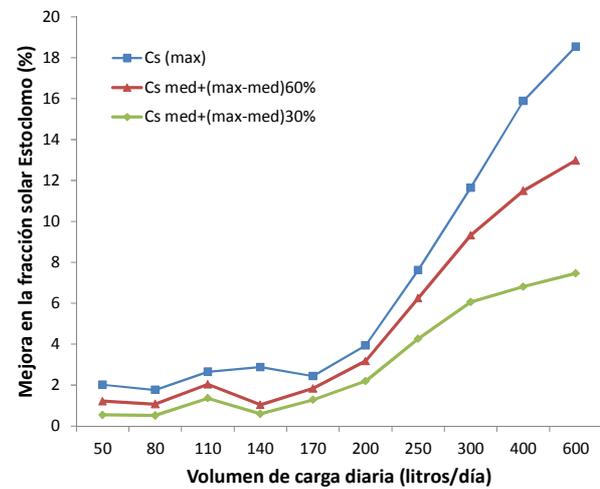
(a)



(b)



(c)



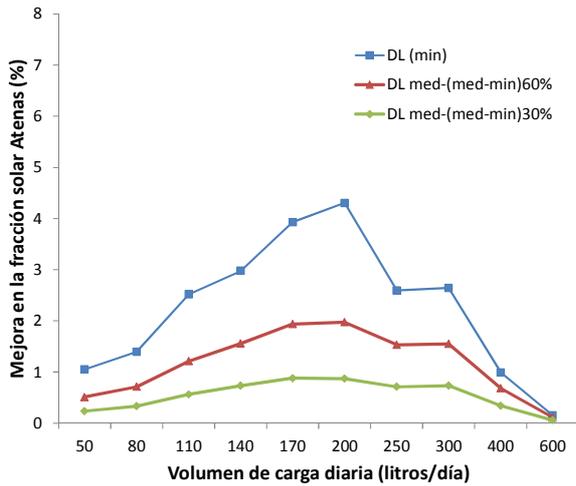
(d)

Figura 6-54. Resultados del análisis de sensibilidad de C_s (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo

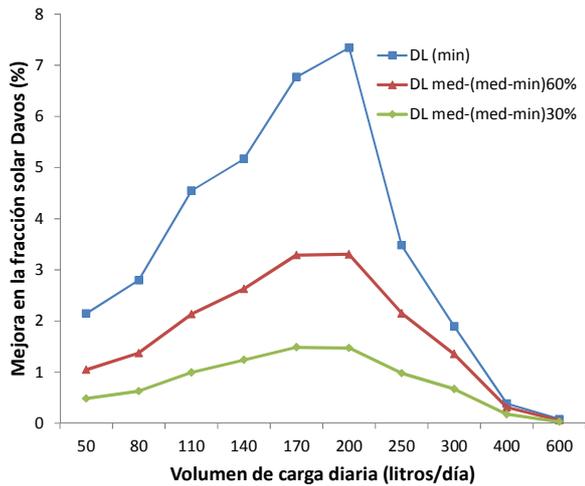
Se puede observar como al aumentar el valor de C_s , aumenta la mejora producida en la fracción solar. Del mismo modo se observa cómo, en todas las localidades, el valor en la mejora de la fracción solar se mantiene más o menos constante hasta alcanzar el valor del volumen de carga diaria de 200 l/día, a partir del cual se produce un aumento pronunciado de mejora en la fracción solar. Se ha de mencionar que el volumen promedio de los 26 sistemas a estudio es de 208 litros.

6.3.2.5. Análisis de sensibilidad de D_L

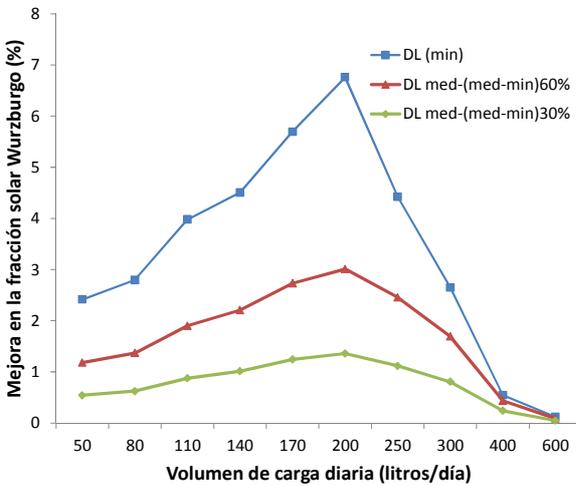
En la Figura 6-55 se representa el porcentaje de mejora de la fracción solar con respecto al volumen de carga diaria, cuando se disminuye el valor del coeficiente de constante de mezcla (D_L), en todas las localidades de referencia.



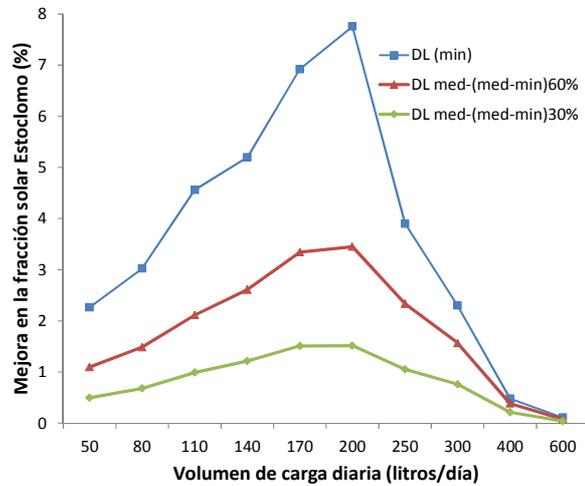
(a)



(b)



(c)



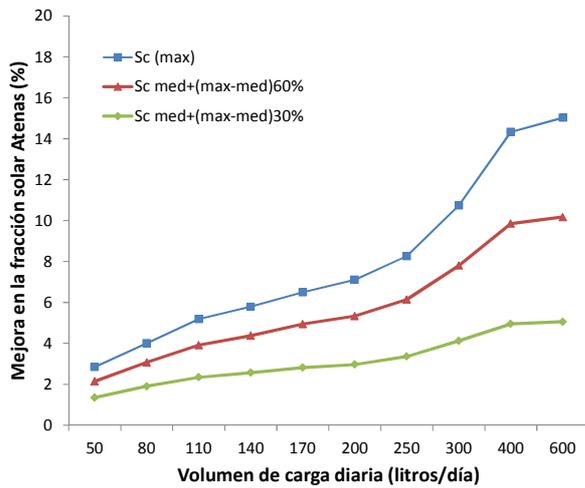
(d)

Figura 6-55. Resultados del análisis de sensibilidad de D_L . (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo

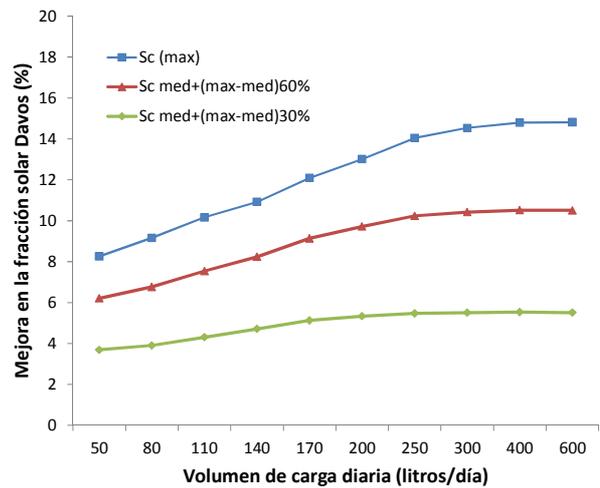
Se puede observar como al disminuir el valor de D_L , aumenta la mejora producida en la fracción solar. Del mismo modo se observa cómo, en todas las localidades, el valor en la mejora de la fracción solar aumenta hasta alcanzar el valor del volumen de carga diaria de 200 l/día, a partir del cual se produce un descenso en la mejora de la fracción solar. El porcentaje de mejora de la fracción solar es mayor en las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo.

6.3.2.6. Análisis de sensibilidad de S_c

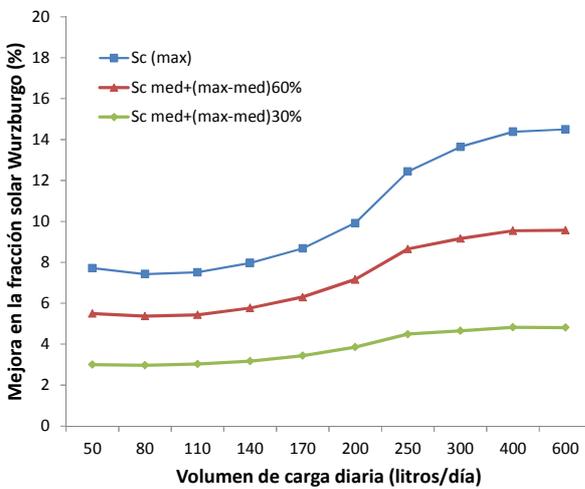
En la Figura 6-56 se representa el porcentaje de mejora de la fracción solar con respecto al volumen de carga diaria, cuando se aumenta el valor de la estratificación del acumulador (S_c), en todas las localidades de referencia.



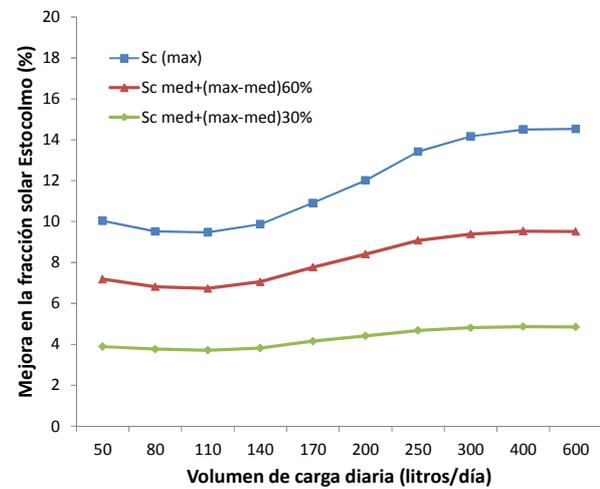
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 6-56. Resultados del análisis de sensibilidad de S_c (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo.

Se puede observar como al aumentar el valor de S_c , aumenta la mejora producida en la fracción solar. Del mismo modo se observa cómo, en todas las localidades, el valor en la mejora de la fracción solar aumenta conforme aumenta el volumen de carga diaria. El valor del porcentaje de mejora de la fracción solar es menor, en la localidad Atenas que el resto de localidades de referencia, hasta alcanzar el volumen de carga de 400 l/día.

6.3.2.7. Análisis comparativo de los parámetros característicos (A_c^* , u_c^* , U_s , C_s , D_L y S_c)

En la Figura 6-57 se representa el porcentaje de mejora de la fracción solar con respecto al volumen de carga diaria, de todos los parámetros característicos estudiados en el análisis comparativo, en todas las localidades de referencia.

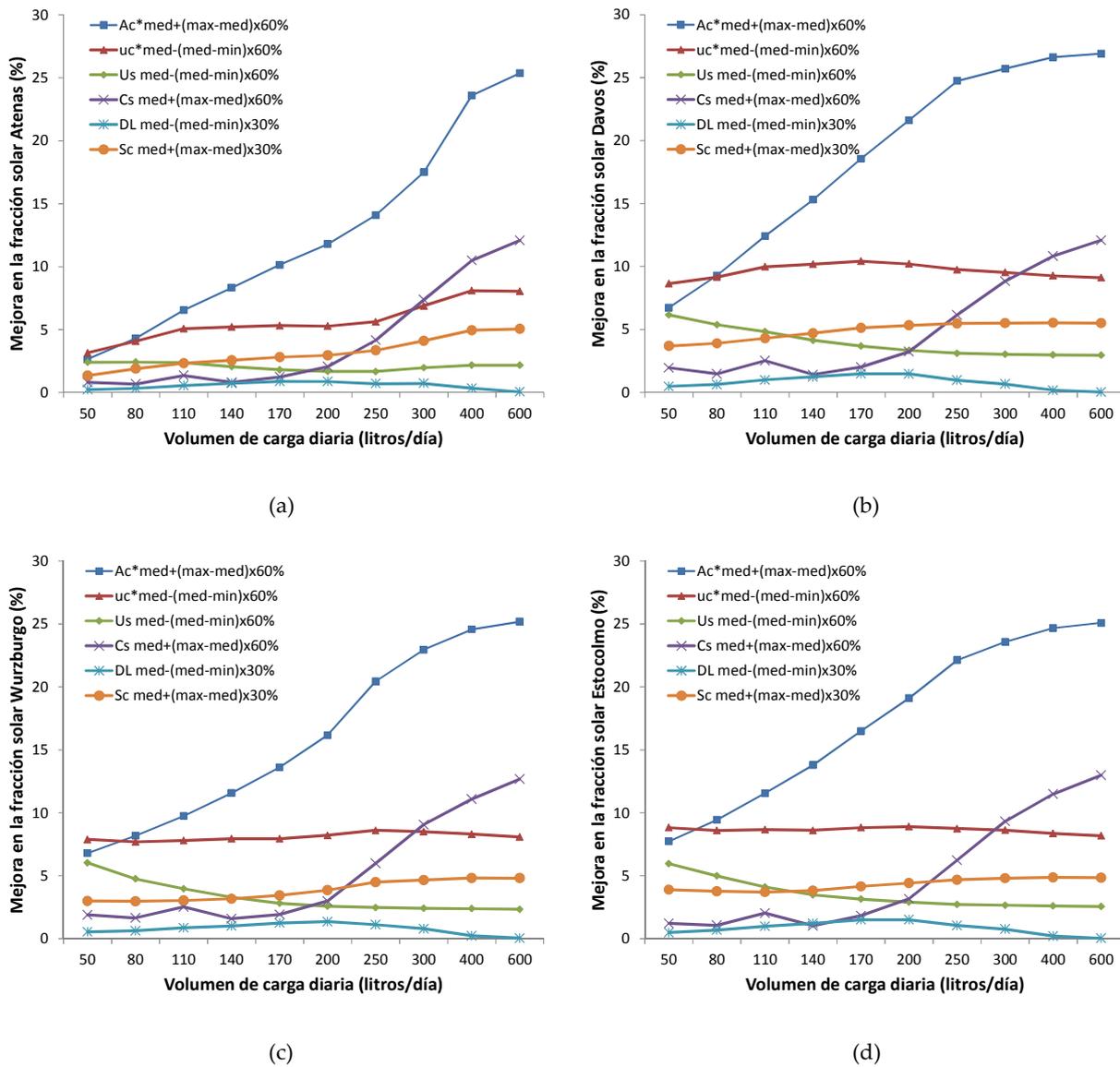


Figura 6-57 Resultados del análisis de sensibilidad de Ac^* , uc^* , U_s , C_s , DL y Sc (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburgo y (d) Estocolmo

Se puede observar lo siguiente:

- Excepto para el volumen de carga diaria de 50 l/día, el parámetro que más influye en la mejora de la fracción solar es el área efectiva del captador (Ac^*). Llegando a alcanzar mejoras de la fracción solar, en todas las localidades de referencia, superiores al 25% para el volumen de carga de 600 l/día.
- Para volúmenes de carga diaria inferiores a 250 l/día en las localidades de Atenas, Wurzburgo y Estocolmo y 300 l/día en la localidad de Davos, el segundo parámetro que más influye en la mejora de los resultados es la disminución del coeficiente de pérdidas efectivo del circuito de captadores (uc^*). Con una mejora en la fracción solar, dependiendo de la localidad de referencia, en torno al 5-10%.
- Para los volúmenes de carga superiores a los anteriormente citados, la segunda medida que más influye en la mejora de la fracción solar es el aumento del coeficiente de la capacidad calorífica del acumulador (C_s). Con una mejora en la fracción solar, dependiendo de la localidad de referencia, en torno al 4-5%.
- La disminución del parámetro de pérdidas térmicas en el acumulador (U_s) es la tercera medida más eficaz para mejorar la fracción solar para volúmenes de carga inferiores a 110 l/día. El porcentaje de mejora en la fracción solar puede llegar a alcanzar el valor del 6% en las localidades de Davos, Wurzburgo y Estocolmo. En Atenas sólo un 2.4%.
- El aumento del parámetro de estratificación del acumulador (Sc) es la tercera medida más eficaz para

mejorar la fracción solar para volúmenes de carga diaria comprendidos entre 140 y 200 l/día. Dicho valor puede hacer que se mejore la fracción solar en torno al 5%.

- La disminución del parámetro de constante de mezcla (D_L) es la medida menos eficaz para mejorar la fracción solar en todos los volúmenes de carga diaria y climas. El valor de mejora de la fracción solar no supera el 1.5% en cualquier localidad de referencia.

6.3.3. Conclusiones

A continuación se describen las principales conclusiones del estudio:

- Mejoras en Ac^* . Al aumentar el valor de Ac^* , aumenta la fracción solar. El rango de mejoras en la fracción solar cuando el valor de $Ac^* = 1.442 \text{ m}^2$ pasa a 1.739, 2.036 y 2.431 m^2 alcanza valores en torno al 13-25-40% respectivamente en todas las localidades de referencia. En todas ellas se produce un aumento en la mejora en la fracción solar con respecto al volumen de carga diaria hasta alcanzar un valor de 400 l/día para Atenas y 250 l/día para Davos, Wurzburg y Estocolmo. A partir de ese valor se produce un cambio de pendiente llegando a la estabilización de esa mejora en la fracción solar.
- Mejoras en uc^* . Al disminuir el valor de uc^* , aumenta la fracción solar. El rango de mejoras en la fracción solar cuando el valor de $uc^* = 10.171 \text{ W/m}^2\text{K}$ pasa a 8.427, 6.683 y 4.358 $\text{W/m}^2\text{K}$ alcanza valores en torno al 4-9-15% respectivamente en todas las localidades de referencia. En las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo se mantiene prácticamente constante la fracción solar con respecto al volumen de carga diaria, mientras que en la localidad de Atenas se produce un aumento en la mejora de la misma hasta que se alcanza el valor de 400 l/día. A partir de ese valor se llega a la estabilización de esa mejora en la fracción solar.
- Mejoras en U_s . Al disminuir el valor de U_s , aumenta la fracción solar. El rango de mejoras en la fracción solar cuando el valor de $U_s = 2.799 \text{ W/K}$ pasa a 2.313, 1.836 y 1.177 W/K alcanza valores en torno al 3-6-11% respectivamente en las localidades de referencias de Davos, Wurzburg y Estocolmo y en torno al 1-2.5-4% respectivamente en la localidad de Atenas. Del mismo modo se observa cómo, en las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo, el porcentaje de mejora en la fracción es superior a volúmenes de carga bajo. Sin embargo, en la localidad de Atenas el porcentaje de mejora en la fracción solar se mantiene más o menos constante con el volumen de carga diaria.
- Mejoras en C_s . Al aumentar el valor de C_s , aumenta la fracción solar. El rango de mejoras en la fracción solar cuando el valor de $C_s = 0.794 \text{ MJ/K}$ pasa a 0.971, 1.148 y 1.385 MJ/K alcanza valores en torno al 7-12-18% respectivamente en todas las localidades de referencia. Del mismo modo se observa cómo, en todas las localidades, el valor de mejora de la fracción solar se mantiene más o menos constante hasta alcanzar el volumen de carga de 200 l/día, a partir del cual se produce un aumento pronunciado de mejora en la fracción solar. Se ha de mencionar que el volumen promedio de los 26 sistemas a estudio es de 208 litros.
- Mejoras en D_L . Al disminuir el valor de D_L , aumenta la fracción solar. El rango de mejoras en la fracción solar cuando el valor de $D_L = 0.121$ pasa a 0.085, 0.049 y 0.001 alcanza valores en torno al 1.5-3-7% respectivamente en las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo y del 1-2-4% respectivamente en la localidad de Atenas. Del mismo modo se observa cómo, en todas las localidades, el valor de mejora de la fracción solar aumenta hasta alcanzar el volumen de carga diaria de 200 l/día, a partir del cual se produce un descenso en la mejora de la fracción solar.
- Mejoras en Sc . Al aumentar el valor de Sc , aumenta la fracción solar. El rango de mejoras en la fracción solar cuando el valor de $Sc = 0.369$ pasa a 0.550, 0.730 y 0.971 alcanza valores en torno al 5-10-15% respectivamente en todas las localidades de referencia. Del mismo modo se observa cómo, en todas las localidades, el valor de mejora de la fracción solar aumenta conforme se incrementa el volumen de carga diaria. El porcentaje de mejora de la fracción solar es menor en la localidad Atenas que el resto de localidades de referencia hasta alcanzar el volumen de carga de 250 l/día.
- Del análisis comparativo de los 6 parámetros característicos se puede observar como:
 - El parámetro que más influye en la mejora de la fracción solar es aumentar el área efectiva del

captador (A_c^*), excepto para el volumen de carga diaria de 50 l/día. Llegando a alcanzar mejoras de la fracción solar, en todas las localidades de referencia, superiores al 25% para el volumen de carga diaria de 600 l/día.

- El segundo parámetro que más influye en la mejora de la fracción solar, para volúmenes de carga diaria inferiores a 250 l/día para las localidades de Atenas, Wurzburg y Estocolmo y 300 l/día para la localidad de Davos, es la disminución del coeficiente de pérdidas efectivo de circuito de captadores (u_c^*). Con una mejora en la fracción solar, dependiendo de la localidad de referencia, en torno al 5-10%.
- El segundo parámetro que más influye en la mejora de la fracción solar, para los volúmenes de carga diaria superiores a los anteriormente citados, es el aumento del coeficiente de la capacidad calorífica del acumulador (C_s). Con una mejora en la fracción solar, dependiendo de la localidad de referencia, en torno al 4-5%.
- La tercera medida más eficaz para mejorar la fracción solar, para volúmenes de carga diaria inferiores a 110 l/día, es la disminución del parámetro de pérdidas térmicas en el acumulador (U_s). El porcentaje de mejora en la fracción solar puede llegar a alcanzar el valor del 6% en las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo. En Atenas sólo un 2.4%.
- La tercera medida más eficaz para mejorar la fracción solar, para volúmenes de carga diaria comprendidos entre 140 y 200 l/día, es el aumento del parámetro de estratificación del acumulador (S_c). Dicho valor puede hacer que se mejore la fracción solar en torno al 5%.
- La disminución del parámetro de constante de mezcla (D_L) es la medida menos eficaz para mejorar la fracción solar en todos los volúmenes de cargas y todos los climas. El valor de mejora de la fracción solar no supera el 1.5% en cualquier localidad de referencia.

6.4. Conclusiones.

Las conclusiones obtenidas de los resultados de los ensayos de caracterización del rendimiento térmico según lo indicado en la norma EN 12976-2:2006, se resumen en:

- Estudio comparativo del rendimiento a largo plazo de las normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007.

Mediante los ensayos obtenidos a 18 sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria de circulación por termosifón, de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008, se puede decir como para aumentar la fracción solar de un sistema solar prefabricado es conveniente el uso de captadores selectivos (para que aumente el parámetro a_1), sistemas con intercambiadores doble envolventes (que tienen mayor área de intercambio que los tubulares) y acumuladores de mayor volumen posible (con menores pérdidas térmicas por unidad de masa almacenada [U_s /volumen]).

Mediante los ensayos obtenidos a 37 sistemas solares prefabricados de agua caliente sanitaria de circulación por termosifón y 11 sistemas de circulación forzada, de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007, se puede decir como para aumentar la fracción solar de un sistema solar prefabricado es conveniente el uso de captadores selectivos (para que aumente el área efectiva de captadores A_c^*), acumuladores de mayor volumen posible (con menores pérdidas térmicas por unidad de masa almacenada [U_s /volumen] y mayor capacidad calorífica del acumulador [C_s]), acumuladores doble envolventes (que tienen un valor inferior del parámetro D_L) y sistemas de perfil alto. Además, en los sistemas circulación forzada situados en localidades de climas cálidos (Atenas y Wurzburg) colocaría el acumulador en exterior y los sistemas situados en localidades de climas fríos (Davos y Estocolmo) colocaría el acumulador en interior.

Mediante los ensayos de la predicción a largo plazo a dos sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón ensayados por ambas metodologías de ensayo (ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007), se puede concluir como los resultados de los ensayos a través de la norma ISO 9459-5:2007 tiene mejores prestaciones de la predicción a largo plazo (f_{sol}), que los obtenidos a través de la norma ISO 9459-2:2008. Si fuera fabricante de sistemas solares prefabricados ensayaría los sistemas de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007.

- Influencia de los coeficientes característicos a_1 , $f(V)$, $g(V)$, U_s en la predicción a largo plazo de la norma

ISO 9459-2:2008.

Mediante el análisis de sensibilidad de los coeficientes característicos a_1 , $f(V)$, $g(V)$, U_s en la predicción a largo plazo (f_{sol}), se puede concluir como el factor a_1 es el parámetro que aumenta mayoritariamente la fracción solar anual de los 4 parámetros a estudio y sería el primer paso que debería seguir los fabricantes de sistemas solares prefabricados. Esto se puede conseguir aumentando el área de captación o mejorando el tratamiento del captador. Para volúmenes de cargas diarios bajos, inferior al volumen de sistema, el segundo parámetro que mejora la fracción solar es el coeficiente de pérdidas térmicas (U_s). Para volúmenes de carga diarios cercanos al volumen del sistema, el segundo parámetro que mejora la fracción solar es la idealización del parámetro de estratificación $f(V)$. La idealización del parámetro $g(V)$ tiene muy poca influencia en la mejora de la fracción solar.

- Influencia de los coeficientes característicos Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L y Sc en la predicción a largo plazo de la norma ISO 9459-5:2007.

Mediante el análisis de sensibilidad de los coeficientes Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L y Sc en la predicción a largo plazo (f_{sol}), se puede concluir:

- El parámetro que más influye en la mejora de la fracción solar es el área efectiva del captador (Ac^*), excepto para volúmenes de carga diaria muy bajos. Un aumento en el área efectiva del captador (Ac^*) se puede conseguir aumentando el área de captación o mejorando el tratamiento del captador.
- El segundo parámetro que más influye en la mejora de la fracción solar, para volúmenes de carga diaria inferiores al volumen del acumulador, es disminuir el coeficiente de pérdidas efectivo de circuito de captadores (uc^*). Esto se puede conseguir mejorando las pérdidas térmicas en el circuito de captadores.
- El segundo parámetro que más influye en la mejora de la fracción solar, para los volúmenes de carga diaria superiores al volumen del acumulador, es el aumento del coeficiente de la capacidad calorífica del acumulador (C_s). Esto se puede conseguir aumentando el volumen del acumulador.
- La tercera medida más eficaz para mejorar la fracción solar, para volúmenes de carga diaria inferiores a la mitad del volumen del acumulador, es la disminución del parámetro de pérdidas térmicas en el acumulador (U_s). Esto se puede conseguir aumentando el espesor o mejorando el material del aislamiento del acumulador.
- La tercera medida más eficaz para mejorar la fracción solar, para volúmenes de carga diaria cercanos al volumen del acumulador, es el aumento del parámetro de estratificación del acumulador (Sc). Dicho parámetro se puede aumentar mejorando la estratificación del acumulador.
- La disminución de la constante de mezcla (D_L) es la medida menos eficaz para mejorar la fracción solar en todos los volúmenes de carga diaria y todos los climas. Esto se puede conseguir mejorando el grado de mezcla del acumulador.

7. PROPUESTAS DE MODIFICACIÓN DE LAS NORMAS DE ENSAYO

Solo hay un dios, el conocimiento, y un demonio, la ignorancia.

Sócrates

En capítulos anteriores se describe y se lleva a cabo un estudio del comportamiento de los sistemas solares prefabricados de acuerdo a las normas de durabilidad, seguridad, fiabilidad y eficiencia que deben cumplir los sistemas solares prefabricados (EN 12976:2006, ISO 9459-2:2008 o ISO 9459-5:2007). Además, se documentaba los fallos o incidencias más relevantes que se comenten en condiciones reales de funcionamiento en los sistemas solares prefabricados.

Con el fin de mejorar estos requisitos de durabilidad, seguridad, fiabilidad y eficiencia de los sistemas solares prefabricados, en este capítulo se va a describir una serie de propuestas de mejora de las normas de ensayos (EN 12976:2006, ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007).

Las mejoras propuestas se resumen en:

- Modificación de la norma ISO 9452-2:2008 para obtener días nublados. Con ello se reduce el tiempo de realización de los ensayos y en consecuencia su coste.
- Modificación de la selección de los días de ensayo en la caracterización del rendimiento térmico de sistemas solares prefabricados ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008. Con ello se reduce la incertidumbre de los resultados por la selección de los días de ensayo.
- Modificación de las incertidumbres de los parámetros de entrada definidos en la norma ISO 9459-5:2007, con el fin de reducir el coste de la calibración de los sensores de medida.
- Modificación del ensayo de protección contra sobretemperaturas de la norma EN 12976:2006, con el fin de homogeneizar los resultados obtenidos del ensayo en diferentes épocas del año.
- Modificación del ensayo de protección contra heladas de la norma EN 12976:2006 para sistemas que usan fluido anticongelante, con el fin de observar cómo se degrada el mismo con el paso del tiempo.
- Propuesta de ensayo, a incluir en la norma EN 12976:2006, de tarado de válvulas de seguridad de los sistemas solares prefabricados, para evitar que se produzca vaciado parcial del circuito de captadores en un sistema solar prefabricado.
- Otros:
 - Ensayo de durabilidad al acumulador solar a incluir en la norma EN 12976:2006. Con ello se consigue que los acumuladores sean capaz de soportar un gran número de ciclos expansión-compresión antes de su salida al mercado.
 - Modificación del periodo de funcionamiento del calentamiento auxiliar para sistemas con resistencia eléctrica según el Anexo B de la norma EN 12976-2:2006, con el fin de poder incluir en el informe los resultados obtenidos de la predicción a largo plazo con un modo de operación más optimizado.
 - Modificación del cálculo de la energía parásita (Q_{par}), para sistemas de circulación forzada, de la norma EN 12976-1:2006, mediante un cálculo más eficaz del tiempo de operación de la(s) bomba(s), dependiente del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia.

- Modificación del apartado de protección contra quemaduras de la norma EN 12976-1:2006, con el fin de que el dispositivo de mezcla utilizado sea capaz de soportar las máximas temperaturas que se puedan alcanzar.
- Modificación del ensayo de determinación de las pérdidas de calor del acumulador de la norma ISO 9459-2:2008. Con ello se consigue obtener un cálculo más eficiente del valor de coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s).
- Modificación del apartado de componentes y tuberías de la norma EN 12976-1:2006, con la inclusión de criterios de calidad de componentes y tuberías del circuito de consumo.

7.1. Modificación de la norma ISO 9459-2:2008 para obtener días nublados.

Los ensayos de rendimiento diario del sistema de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008 [29] requieren de al menos 6 días de ensayos. De los cuales 3 de ellos deben tener radiación solar en el plano de captación inferior a 16 MJ/m^2 , y otros 3 días con una radiación superior a 16 MJ/m^2 . En climas meridionales, como es el caso del sur de Europa, existe una gran dificultad de conseguir días con radiación solar inferior a 16 MJ/m^2 en los meses comprendidos entre Mayo y Septiembre. Para alcanzar radiaciones bajas durante esos meses, se propone el uso de un dispositivo para reducir la radiación solar como método para obtener días nublados en la norma ISO 9459-2:2008.

7.1.1. Dispositivo Reductor de la Radiación Solar (DRRS)

Se trata de un soporte compuesto por un mallado metálico de aluminio y cuatro capas de malla mosquitera de $1 \text{ mm} \times 1 \text{ mm}$ separadas del captador solar alrededor de uno 40 cm y paralelo al mismo. En las Figura 7-1, Figura 7-2 y Figura 7-3 se muestran varias imágenes de dicho dispositivo.

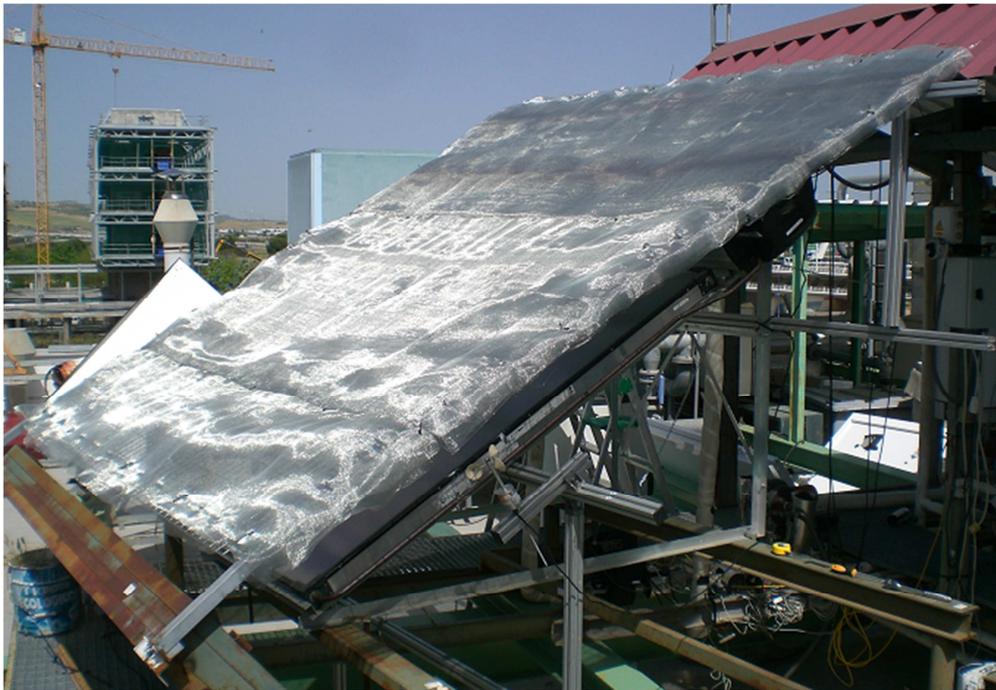


Figura 7-1. Vista general del dispositivo reductor de la radiación solar



Figura 7-2. Vista lateral del dispositivo reductor de radiación solar



Figura 7-3. Vista lateral del dispositivo reductor de radiación solar

En la Figura 7-3 se puede observar cómo, durante el ensayo, el dispositivo reductor de la radiación solar debe ser capaz de tapar a la vez tanto captador y como el piranómetro.

7.1.2. Ensayos

Con el fin de validar el uso del dispositivo reductor de radiación solar como método capaz de simular días nublados, se lleva a cabo un ensayo completo mediante la norma ISO 9459-2:2008 a un sistema de circulación por termosifón de 180 litros y 1.95 m² de área de apertura, con y sin dispositivo reductor de la radiación solar con el fin de alcanzar radiaciones inferiores a 16 MJ/m². Se ha de mencionar que el dispositivo reductor de la radiación se coloca en periodos comprendidos en el mediodía solar.

En la Figura 7-4 se representa la diferencia de la temperatura media ambiente diaria y la temperatura del agua

de entrada ($T_{a(\text{day})} - T_{\text{ent}}$) respecto a la radiación solar diaria en el plano de captación (H), en la que solo se utilizan los días de ensayos naturales, sin el dispositivo reductor de radiación.

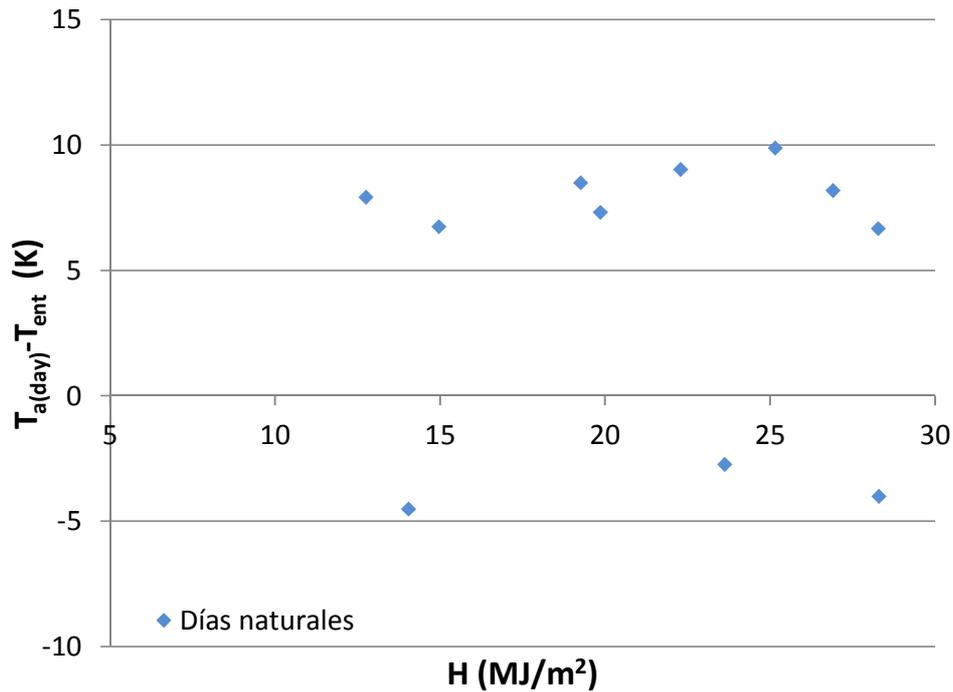


Figura 7-4. Diferencia de temperatura ($T_{a(\text{day})} - T_{\text{ent}}$) vs radiación solar (H), incluyendo solo días naturales

En la Figura 7-5 se representa la diferencia de la temperatura media ambiente diaria y la temperatura del agua de entrada ($T_{a(\text{day})} - T_{\text{ent}}$) respecto a la radiación solar diaria en el plano de captación (H), con el uso de días de ensayos con y sin DRRS.

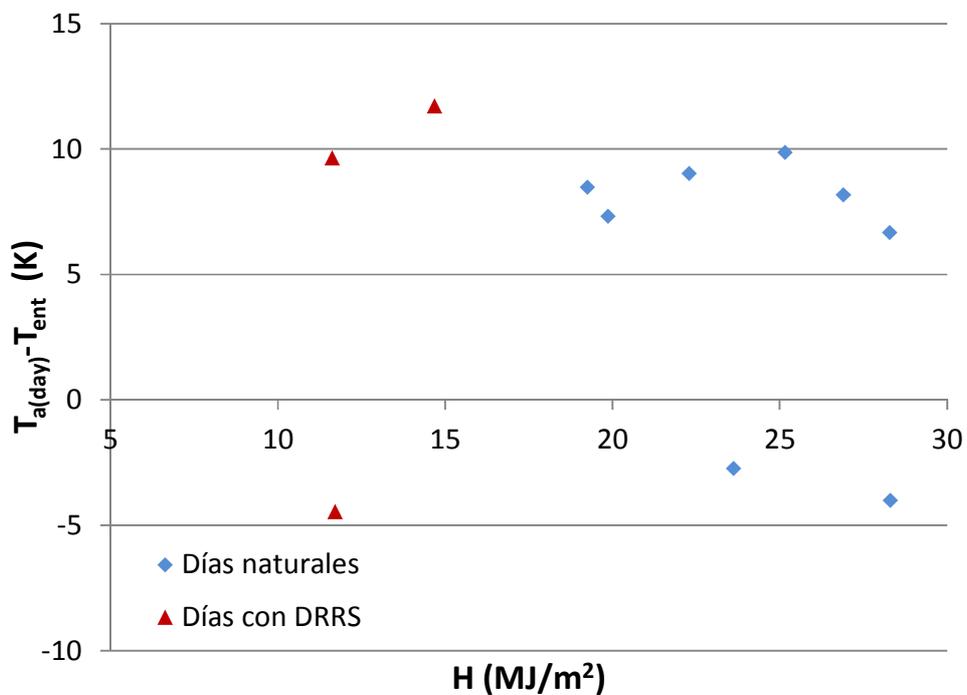


Figura 7-5. Diferencia de temperatura ($T_{a(\text{day})} - T_{\text{ent}}$) vs radiación solar (H), incluyendo días con DRRS

7.1.3. Resultados y análisis comparativo

En esta sección se lleva a cabo un análisis de los resultados obtenidos con el uso de solo los días naturales de ensayos, sin el dispositivo reductor de radiación solar (Figura 7-4), y con los días de ensayos con dispositivo reductor de radiación solar (Figura 7-5) mediante:

- Comparación de los coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3 .
- Comparación de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) en las localidades de referencia.
- Comparación de la fracción solar (f_{SOL}) en las localidades de referencia.

7.1.3.1. Comparación de los coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3

En la siguiente tabla observa los coeficientes de la ecuación de rendimiento a_1 , a_2 y a_3 obtenidos mediante el ensayo, con la inclusión o no de días de ensayos con el dispositivo reductor de la radiación solar.

Tabla 7-1. Comparación coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3

Parámetro	Sin DRRS		Con DRRS	
	Resultado	Desviación estándar	Resultado	Desviación estándar
a_1 (m ²)	0.904	0.036	0.919	0.028
a_2 (MJ/K)	0.438	0.036	0.423	0.029
a_3 (MJ)	0.048	0.807	-0.227	0.644

En las Figura 7-6, Figura 7-7 y Figura 7-8 se muestran las gráficas comparativas de los coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3 , con sus respectivas incertidumbres, de los resultados obtenidos de la tabla anterior.

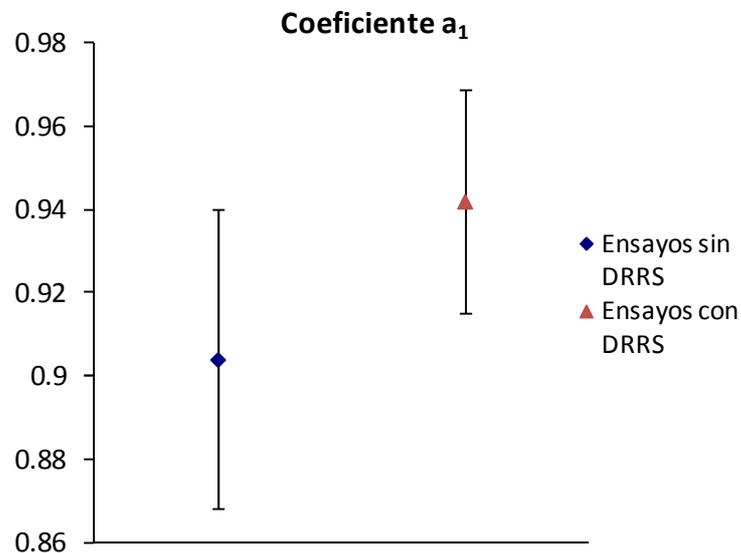


Figura 7-6. Coeficiente a_1 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con y sin DRRS

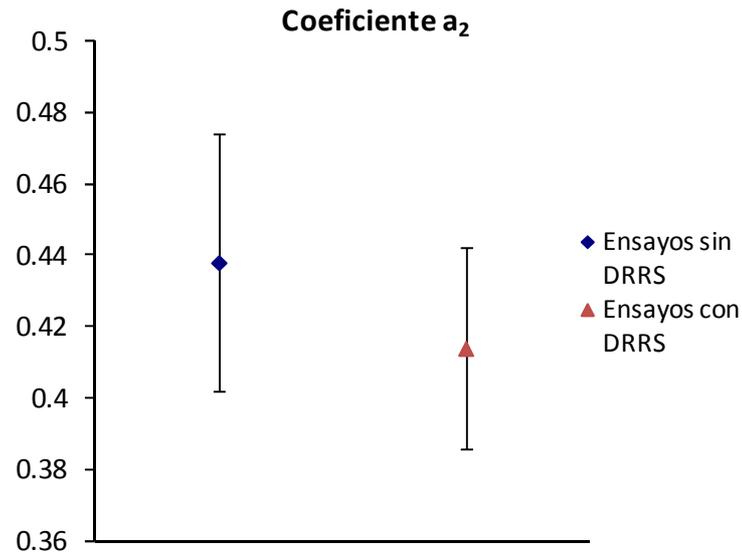


Figura 7-7. Coeficiente a_2 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con y sin DRRS

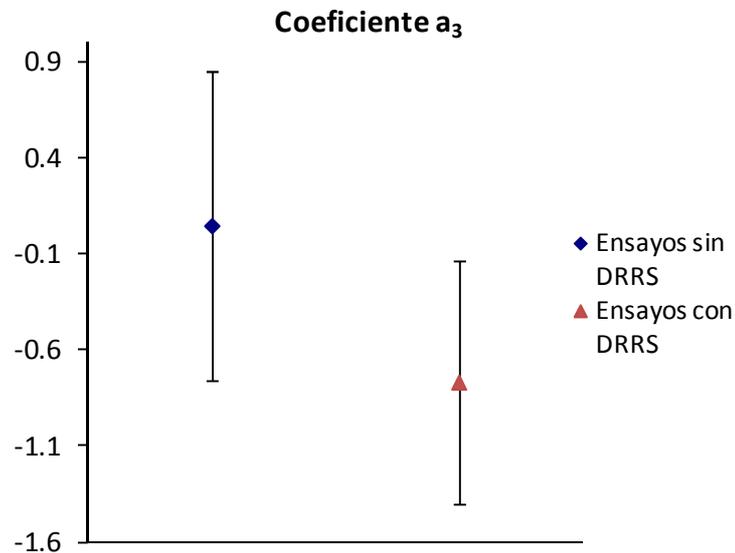
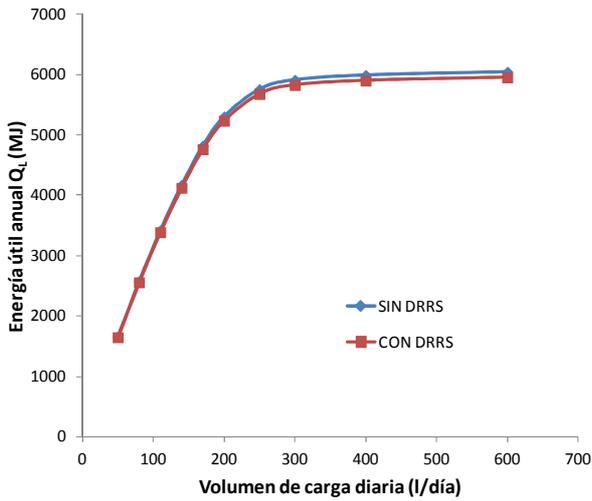


Figura 7-8. Coeficiente a_3 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con y sin DRRS

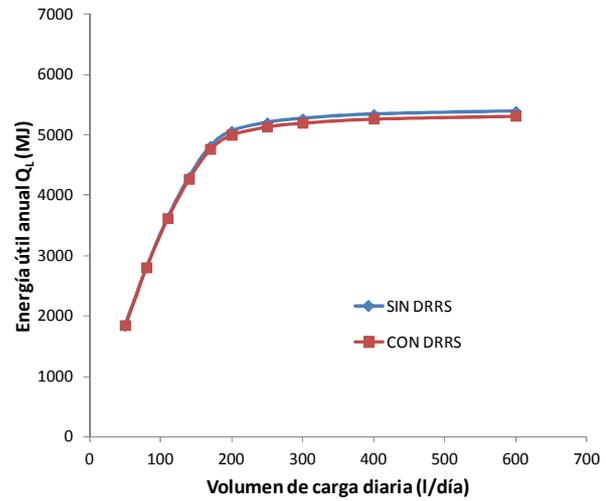
Se comprueba que las incertidumbres de todos los parámetros (a_1 , a_2 y a_3) de ambos métodos se solapan entre sí.

7.1.3.2. Comparación de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) en las localidades de referencias.

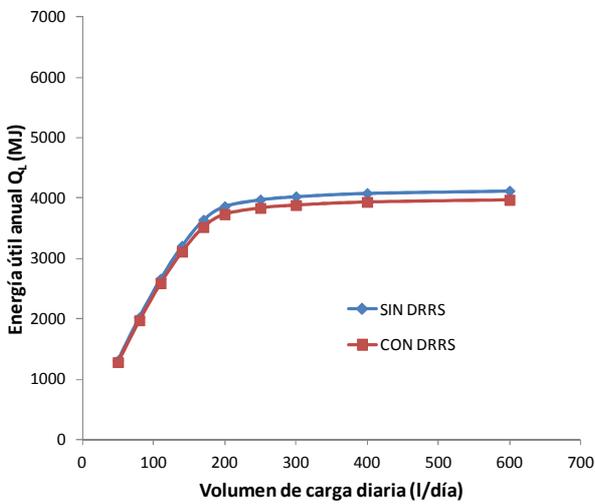
En este apartado se compara la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) mediante los resultados obtenidos con el uso de los días naturales de ensayos, sin el dispositivo reductor de radiación solar (Figura 7-4), y con los días de ensayos con dispositivo reductor de radiación solar (Figura 7-5), para cada una de las localidades de referencia (Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo). A continuación se muestran las cuatro gráficas correspondientes a los resultados obtenidos en cada una de las localidades de referencia.



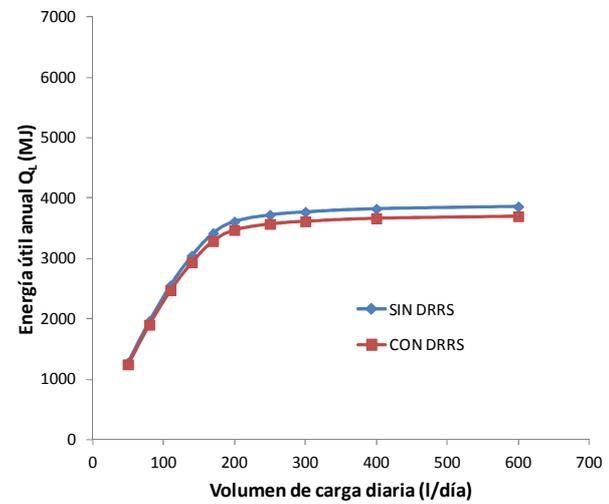
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 7-9 Energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento en (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo.

Mediante las gráficas anteriores se puede ver como los resultados obtenidos por ambos métodos son muy similares. Para observar la desviación producida de los resultados por ambos métodos, se calcula el error relativo de Q_L . Se define error relativo de Q_L del siguiente modo:

$$\text{Error relativo de } Q_L = \frac{Q_{L,SDRRS} - Q_{L,CDRRS}}{Q_{L,CDRRS}} \quad (7-1)$$

Dónde:

- $Q_{L,SDRRS}$ es la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento con el uso de días de ensayo sin el dispositivo reductor de radiación solar.
- $Q_{L,CDRRS}$ es la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento con el uso de días de ensayo con el dispositivo reductor de radiación solar.

En la Tabla 7-2 se muestran los errores relativos obtenidos por ambos métodos.

Tabla 7-2. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) con y sin DRRS

Volumen de carga diaria (l/día)	Error relativo de Q_L			
	Atenas	Davos	Wurzburgo	Estocolmo
50	0.41%	0.44%	2.36%	2.66%
80	0.68%	0.05%	2.65%	3.04%
110	0.93%	0.40%	2.95%	3.41%
140	1.15%	0.78%	3.17%	3.73%
170	1.30%	1.10%	3.39%	3.98%
200	1.37%	1.26%	3.52%	4.10%
250	1.44%	1.36%	3.63%	4.20%
300	1.50%	1.41%	3.68%	4.26%
400	1.55%	1.46%	3.74%	4.32%
600	1.59%	1.50%	3.79%	4.37%

A continuación se realiza un análisis de los resultados del error relativo de Q_L , obtenidos de la tabla anterior, en función del volumen de carga diaria y de los climas de las localidades de referencia.

Se ha de tener en cuenta que en dicho análisis solo se utilizarán los volúmenes de carga diaria comprendidos entre 0.5 y 1.5 veces el volumen del sistema, de acuerdo a la sugerencia de las condiciones de referencia del Anexo B de la norma EN 12976-2:2006.

Influencia del volumen de carga diaria

En la Tabla 7-3 se muestran los errores máximos, mínimos y medios de Q_L en función del volumen de carga diaria.

Tabla 7-3. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) con y sin DRRS, en función del volumen de carga diaria

Volumen de carga diaria (l/día)	Error relativo de Q_L (%)		
	Máximo	Mínimo	Medio
110	3.41%	0.40%	1.92%
140	3.73%	0.78%	2.21%
170	3.98%	1.10%	2.44%
200	4.10%	1.26%	2.56%
250	4.20%	1.36%	2.66%

Se puede observar como los errores medios producidos por ambos métodos son del orden del 2 al 3%.

Influencia del clima

En la siguiente gráfica se muestra el error relativo de Q_L obtenido por ambos métodos en las cuatro localidades de referencia.

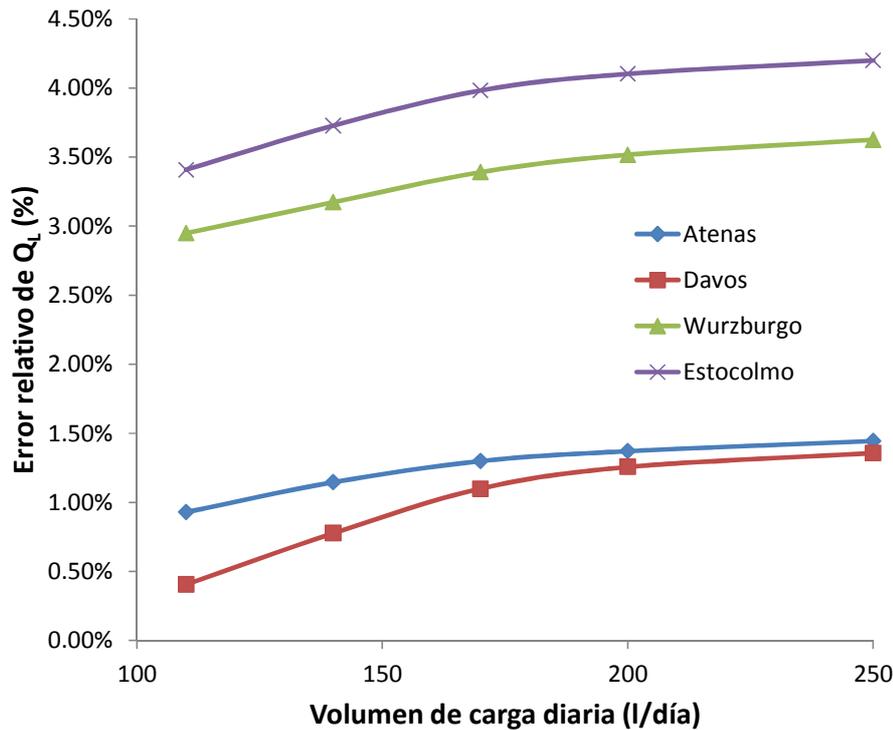


Figura 7-10. Error relativo de Q_L entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento por ambos métodos en función del clima

Se observa como los máximos errores relativos se alcanzan en las localidades de Estocolmo y Wurzburg, con unos valores entorno al 3-4%, dependiendo de la localidad y del volumen de carga diaria.

Los mínimos errores relativos se alcanzan en las localidades de Atenas y Davos, con unos valores en torno al 0.5-1.5%, dependiendo de la localidad y del volumen de carga diaria.

En la Tabla 7-4 se muestran los errores relativos de Q_L máximos, mínimos y medios en función de las localidades de referencia.

Tabla 7-4. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) con y sin DRRS en función de la localidad de referencia

Clima	Error relativo de Q_L (%)		
	Máximo	Mínimo	Medio
Atenas	1.44%	0.93%	1.24%
Davos	1.36%	0.40%	0.98%
Wurzburg	3.63%	2.95%	3.33%
Estocolmo	4.20%	3.41%	3.88%

Los errores relativos medios producidos por ambos métodos son del orden del 1 al 4 %.

7.1.3.3. Comparación de la fracción solar (f_{SOL}) obtenida en las localidades de referencias.

En este apartado se compara la fracción solar mediante los resultados obtenidos con el uso de los días naturales de ensayos, sin el dispositivo reductor de radiación solar (Figura 7-4), y con días de ensayos con dispositivo reductor de radiación solar (Figura 7-5), para cada una de las localidades de referencia (Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo). A continuación se muestran las cuatro gráficas de correspondientes a los resultados obtenidos en cada una de las localidades de referencias.

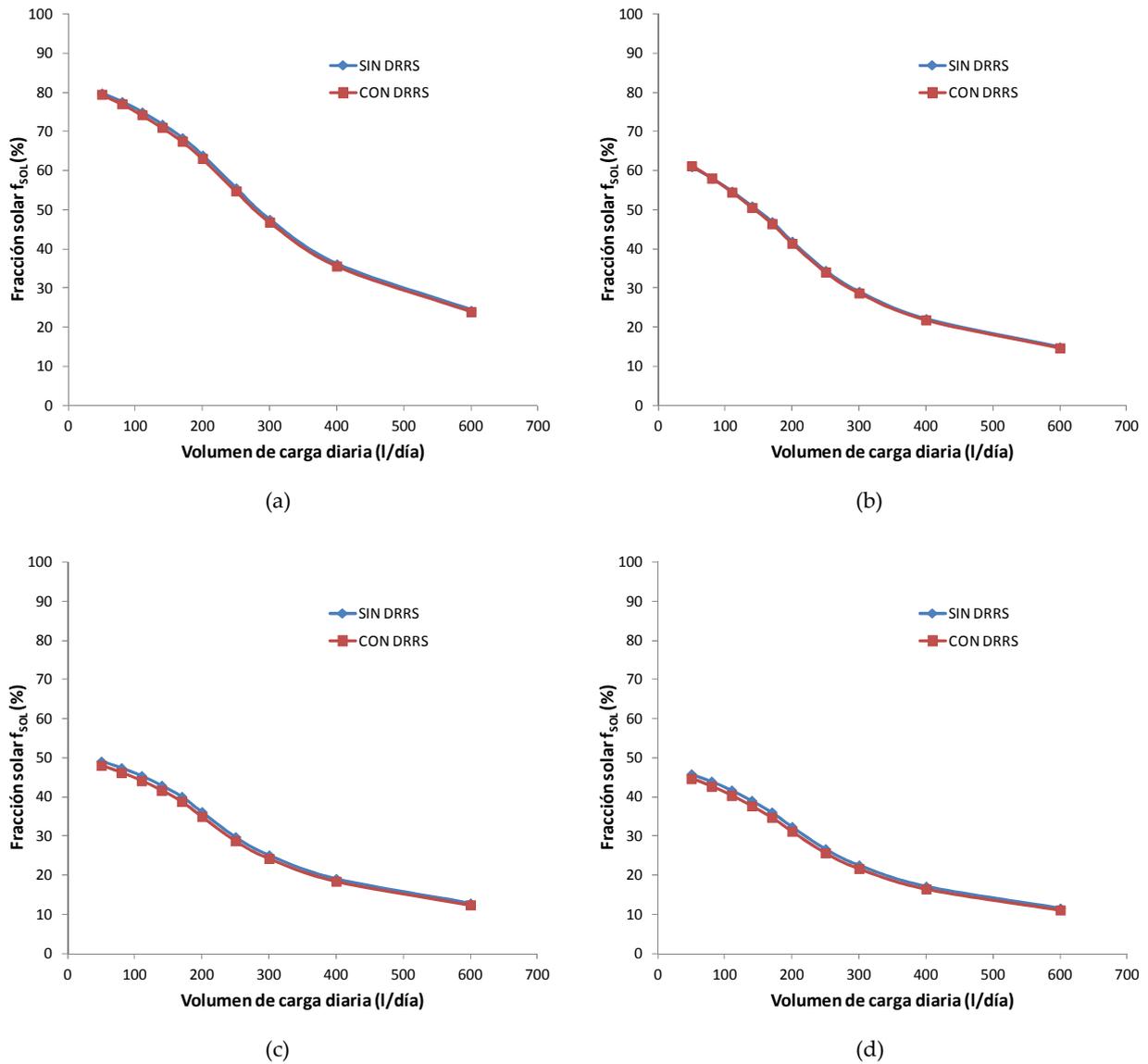


Figura 7-11 Variación de la fracción solar f_{sol} en (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo.

Mediante las gráficas anteriores se puede ver como los resultados de la fracción solar, obtenidos por ambos métodos, son muy similares.

Los errores relativos en la fracción solar (f_{sol}), obtenidos por ambos métodos, son los mismos que los obtenidos en la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L). En la siguiente tabla se muestran las diferencias obtenidas en la fracción solar por ambos métodos.

Tabla 7-5. Diferencia entre los resultados de la fracción solar con y sin DRRS

Volumen de carga diaria (l/día)	Diferencia en f_{sol}			
	Atenas	Davos	Wurzburg	Estocolmo
110	0.69%	0.22%	1.30%	1.38%
140	0.81%	0.39%	1.32%	1.40%
170	0.88%	0.51%	1.32%	1.38%
200	0.86%	0.52%	1.23%	1.28%
250	0.79%	0.46%	1.04%	1.08%

La máxima diferencia obtenida en la fracción solar, en todas las localidades y volúmenes de carga diaria, es del 1.4%.

Influencia del volumen de carga diaria

En la Tabla 7-6 se muestran las diferencias en la fracción solar máximos, mínimos y medios en función del volumen de carga diaria.

Tabla 7-6. Diferencia entre los resultados de la fracción solar con y sin DRRS en función del volumen de carga diaria

Volumen de carga diaria (l/día)	Diferencia en f_{sol}		
	Máximo	Mínimo	Medio
110	1.38%	0.22%	0.90%
140	1.40%	0.39%	0.98%
170	1.38%	0.51%	1.02%
200	1.28%	0.52%	0.97%
250	1.08%	0.46%	0.84%

Las diferencias medias producidas en la fracción solar, por ambos métodos, son del orden del 0.8 al 1%.

Influencia del clima

En la siguiente gráfica se muestra la diferencia de la fracción solar obtenida por ambos métodos en las cuatro localidades de referencia.

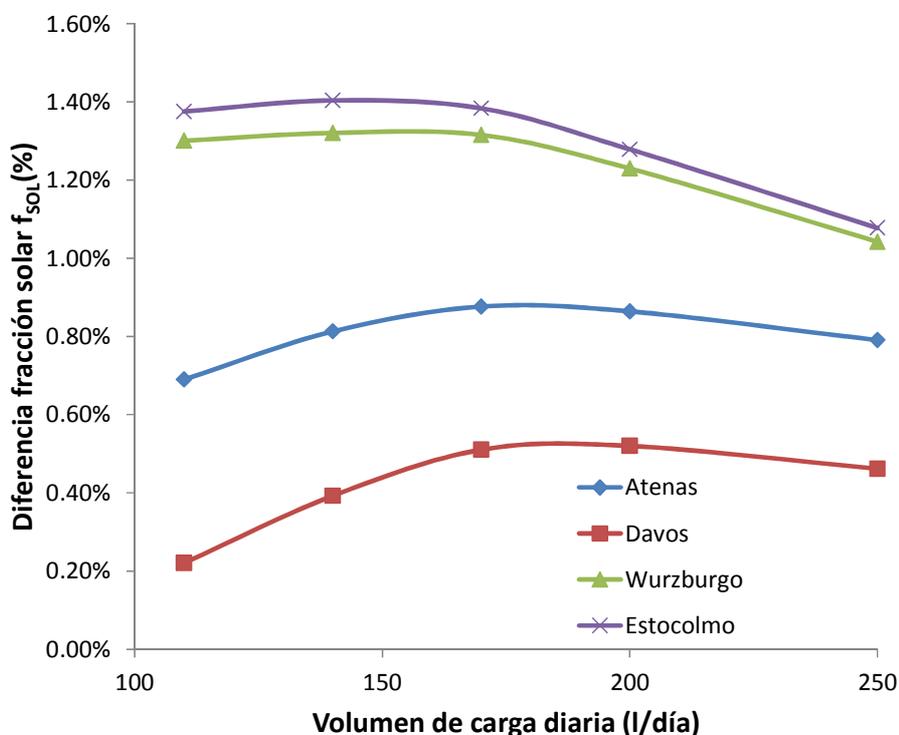


Figura 7-12. Diferencia entre los resultados de la fracción solar obtenida por ambos métodos en función del clima

Las máximas diferencias en la fracción solar se alcanzan en las localidades de Estocolmo y Wurzburg, con unos valores entorno al 1-1.4%, dependiendo de la localidad y del volumen de carga diaria.

Las mínimas diferencias en la fracción solar se alcanza en la localidad de Davos, con unos valores en torno al 0.2-0.5%, dependiendo del volumen de carga diaria.

En la Tabla 7-7 se muestran las diferencias en la fracción solar máximas, mínimas y medias en función de las localidades de referencia.

Tabla 7-7. Diferencia de la fracción solar obtenida con y sin DRRS en función de la localidad de referencia

Clima	Diferencia en f_{sol}		
	Máximo	Mínimo	Medio
Atenas	0.88%	0.69%	0.81%
Davos	0.52%	0.22%	0.42%
Wurzburg	1.32%	1.04%	1.24%
Estocolmo	1.40%	1.08%	1.30%

Las diferencias medias en la fracción solar obtenida por ambos métodos son del orden del 0.4 al 1.3%.

7.1.4. Conclusiones

Tras el análisis de los resultados de los ensayos obtenidos con el uso de los días naturales de ensayos, sin el dispositivo reductor de radiación solar (Figura 7-4), y con días de ensayos con dispositivo reductor de radiación solar (Figura 7-5), se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Al comparar los coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3 de la ecuación de rendimiento, se comprueba como los valores obtenidos, con y sin dispositivo reductor de la radiación, son muy parecidos. Además las incertidumbres de los coeficientes obtenidos por ambos métodos se solapan entre sí.
- Los errores relativos medios de Q_L o f_{sol} de ambos métodos son del orden de 1 al 4%, para todas las localidades de referencia.
- Las diferencias medias producidas de la fracción solar (f_{sol}) por ambos métodos son del orden de 0.4 al 1.3%, para todas las localidades de referencia.

Por todo lo expuesto anteriormente, se puede concluir como el dispositivo reductor de radiación solar puede ser un método eficaz para simular los días de niveles de radiación más bajos requeridos por la norma ISO 9459-2:2008 y que difícilmente se encuentran en periodos de primavera-verano en ciertas latitudes.

7.2. Modificación de la selección de los días de ensayo en la caracterización del rendimiento térmico de sistemas solares térmicos ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008.

En este apartado se analiza la influencia de la selección de los días de ensayo en los parámetros experimentales (a_1 , a_2 y a_3), en la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q) y en la predicción a largo plazo (energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento Q_L y fracción solar f_{SOL}) tras estudiar los días de ensayo de dos sistemas solares prefabricados, de circulación por termosifón, ensayados de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008 [29]. Mediante los resultados de este estudio se comprueba cómo se produce una mejora en las incertidumbres de la predicción a largo plazo con una selección más óptima de los días de ensayo.

7.2.1. Descripción del problema

El apartado 7.2 (Rango de las condiciones de ensayo) de la norma ISO 9459-2:2008 dice lo siguiente: “Los resultados se deben obtener para al menos cuatro días diferentes con aproximadamente los mismo valores de $(T_{a(day)}-T_{ent})$ y valores de radiación distribuidos uniformemente de 8 MJ/m^2 a 25 MJ/m^2 . Los resultados deben también obtenerse para al menos dos días adicionales con valores de $(T_{a(day)}-T_{ent})$ de al menos 9 K por encima o por debajo de $(T_{a(day)}-T_{ent})$ obtenidos para los cuatro primeros días. Los valores de $(T_{a(day)}-T_{ent})$ deben de estar entre -5 K y $+20 \text{ K}$ para cada día de ensayo”.

Mediante lo expuesto anteriormente, para obtener los parámetros de la ecuación características de la energía suministrada por el sistema solar de calentamiento (a_1 , a_2 y a_3) se pueden tomar diferentes ensayos con valores de radiación distribuidos uniformemente y además coger todos los días de ensayos. En este estudio se observa cómo, el tomar muchos días de ensayo con radiaciones altas afecta negativamente a la incertidumbre de los valores de la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q), sobre todo a los días con radiaciones bajas, a la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) y a la fracción solar (f_{SOL}), sobre todo en las localidades con radiaciones solares bajas como Wurzburg y Estocolmo.

7.2.2. Resultados

En este apartado se lleva a cabo un análisis comparativo de los resultados obtenidos de los parámetros experimentales (a_1 , a_2 y a_3), de la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q) y de la predicción a largo plazo (energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento Q_L y fracción solar f_{SOL}) cuando se utilizan todos los días de ensayos y cuando se utilizan sólo 6 días de ensayos, siempre cumpliendo el rango de condiciones de ensayo descrito en el apartado anterior.

7.2.2.1. Sistema 1

Se trata de un sistema de circulación por termosifón con captadores selectivos con un área total de apertura de 3.84 m^2 y con un volumen de acumulación de 300 litros.

Todos los días de ensayo

Los resultados de todos los días de ensayos obtenidos a este sistema se muestran en la Tabla 7–8.

Tabla 7-8. Resultados días de ensayo sistema 1

Día de ensayo	H (MJ/m ²)	T _{ent} (°C)	T _{a(day)} (°C)	T _{a(day)} - T _{ent} (°C)	Q _{medido} (MJ)	Q _{estimado} (MJ)	Error Q (%)
1	24.46	32.98	28.34	-4.63	39.61	39.77	0.41
2	24.16	32.97	29.17	-3.80	40.03	39.82	0.52
3	24.97	24.91	30.66	5.76	46.16	48.47	5.01
4	20.93	24.93	29.52	4.59	39.50	40.06	1.42
5	24.80	36.31	31.30	-5.00	41.14	40.12	2.47
6	24.41	21.42	34.12	12.71	55.00	52.61	4.34
7	24.32	21.89	34.60	12.72	54.12	52.44	3.11
8	22.31	22.30	34.20	11.90	48.79	48.09	1.45
9	19.36	23.60	28.54	4.94	37.93	37.39	1.43
10	23.67	23.23	28.62	5.39	46.03	45.76	0.59
11	19.37	19.79	29.31	9.52	40.22	40.83	1.51
12	23.45	19.54	28.96	9.42	47.80	48.38	1.20
13	20.50	19.56	28.19	8.63	41.91	42.27	0.87
14	18.65	19.28	24.48	5.19	36.35	36.25	0.29
15	23.89	18.71	24.02	5.31	44.71	46.12	3.16
16	17.71	18.40	24.20	5.80	35.24	34.95	0.85
17	23.01	28.00	23.68	-4.32	37.18	37.30	0.31
18	24.96	19.29	28.88	9.59	50.55	51.31	1.49
19	24.40	17.33	27.35	10.03	50.06	50.59	1.07
20	11.84	17.35	24.42	7.07	23.97	24.94	4.04
21	12.77	27.28	23.27	-4.01	19.39	18.40	5.11

Dónde:

Q_{medido} es la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento medida durante el ensayo.

Q_{estimado} es la energía diaria estimada mediante la ecuación (4-1), una vez calculados los parámetros a₁, a₂ y a₃.

El error de la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q) se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Error relativo de Q (\%)} = \frac{|Q_{\text{medido}} - Q_{\text{estimado}}|}{Q_{\text{medido}}} \cdot 100 \quad (7-2)$$

El máximo valor del error relativo de Q alcanzado en un día de ensayo es 5.11%.

Los valores de los parámetros a₁, a₂ y a₃ obtenidos mediante todos los días de ensayo, junto con su desviación estándar, se muestran en la Tabla 7-9.

Tabla 7-9. Parámetros a₁, a₂ y a₃ todos los días. Sistema 1

Parámetro	Resultado	Desviación estándar
a ₁ (m ²)	1.867	0.068
a ₂ (MJ/K)	0.746	0.056
a ₃ (MJ)	-2.439	1.461

En la Figura 7-13 se representa la diferencia de la temperatura ambiente diaria y la temperatura del agua de entrada ($T_{a(\text{day})} - T_{\text{ent}}$) frente a la radiación solar global diaria en el plano de captación (H). En la Figura 7-14 se representa energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento medida (Q_{medido}) frente a la radiación solar global diaria en el plano de captación (H). En ambas gráficas se puede observar como la gran mayoría de días de ensayo tienen radiaciones altas, en torno a 20-25 MJ/m².

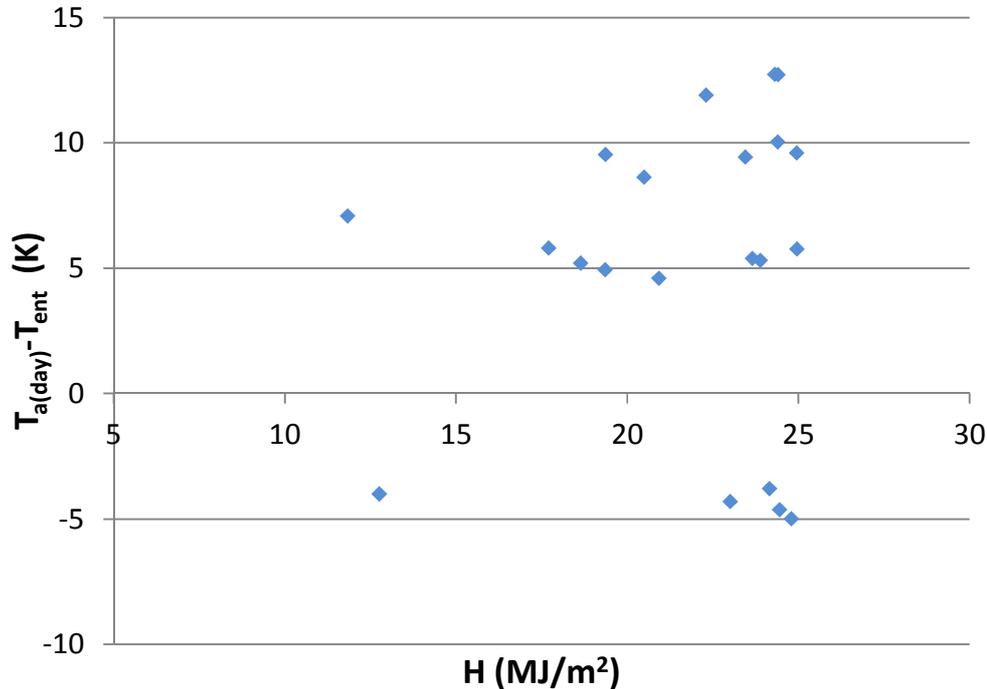


Figura 7-13. ($T_{a(\text{day})} - T_{\text{ent}}$) vs H todos los días de ensayo. Sistema 1.

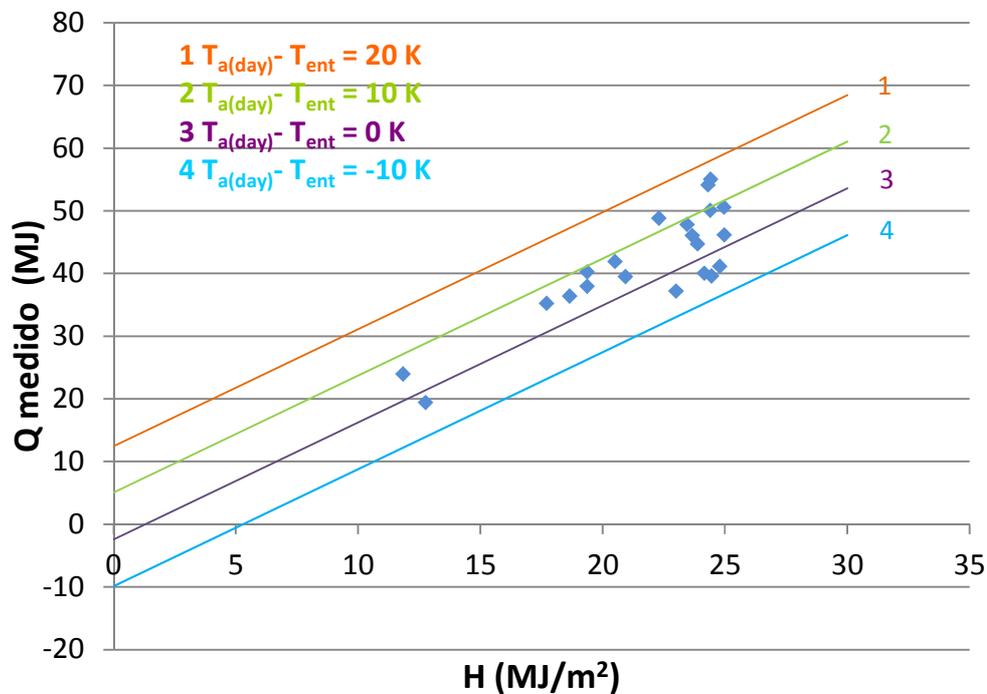


Figura 7-14. Q_{medido} vs H todos los días de ensayo. Sistema 1.

6 días de ensayo

En la Tabla 7-10 se muestran los resultados de 6 días de ensayos con valores de ($T_{a(\text{day})} - T_{\text{ent}}$) y H que cumplen el rango de condiciones de ensayo descrito en el apartado 7.2.1.

Tabla 7-10. Resultados 6 días de ensayo sistema 1

Día de ensayo	H (MJ/m ²)	T _{ent} (°C)	T _{a(day)} (°C)	T _{a(day)} - T _{ent} (°C)	Q _{medido} (MJ)	Q _{estimado} (MJ)	Error Q (%)
1	24.16	32.97	29.17	-3.80	40.03	40.42	0.97
2	23.45	19.54	28.96	9.42	47.80	47.79	0.02
3	20.50	19.56	28.19	8.63	41.91	41.77	0.33
4	17.71	18.40	24.20	5.80	35.24	34.71	1.53
5	11.84	17.35	24.42	7.07	23.97	24.61	2.65
6	12.77	27.28	23.27	-4.01	19.39	19.05	1.75

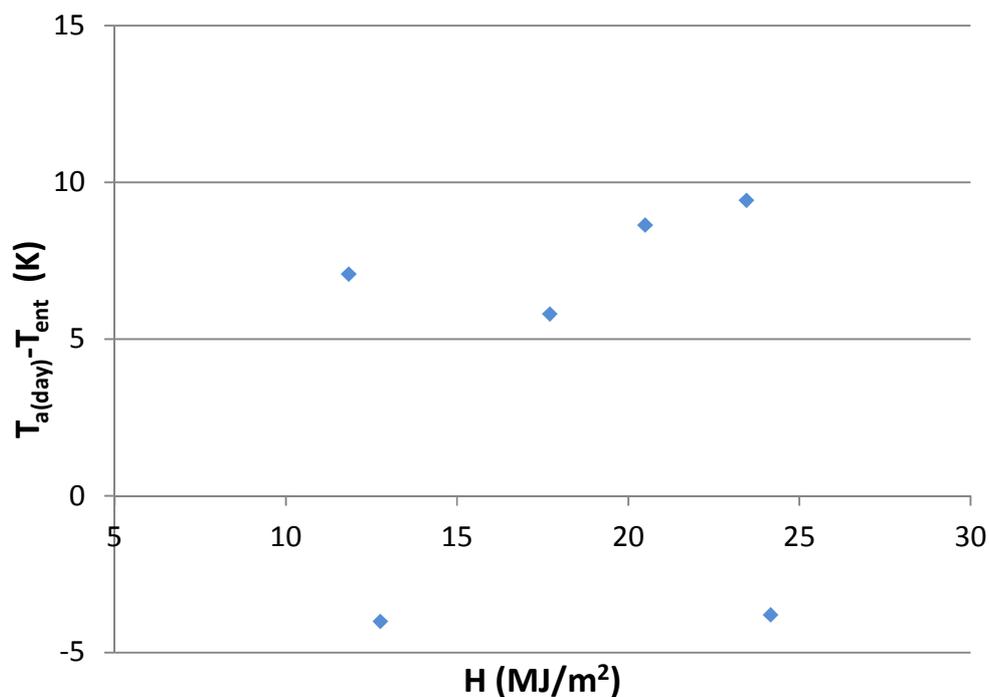
El máximo valor del error relativo de Q alcanzado en un día de ensayo es 2.65%.

Los valores de los parámetros a_1 , a_2 y a_3 obtenidos mediante la selección de 6 días de ensayo, junto con su desviación estándar, se muestran en la Tabla 7-11.

Tabla 7-11. Parámetros a_1 , a_2 y a_3 con 6 días de ensayo. Sistema 1

Parámetro	Resultado	Desviación estándar
a_1 (m ²)	1.863	0.049
a_2 (MJ/K)	0.657	0.052
a_3 (MJ)	-2.100	0.926

En la Figura 7-15 se representa la diferencia de la temperatura ambiente diaria y la temperatura del agua de entrada ($T_{a(day)} - T_{ent}$) frente a la radiación solar global diaria en el plano de captación (H) y en la Figura 7-16 se representa la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento medida (Q_{medido}) frente a la radiación solar global diaria en el plano de captación (H). En ambas gráficas se puede observar una distribución uniforme de los valores de radiación en los días de ensayo seleccionados (8-25 MJ/m²).

Figura 7-15. ($T_{a(day)} - T_{ent}$) vs H 6 días de ensayo. Sistema 1

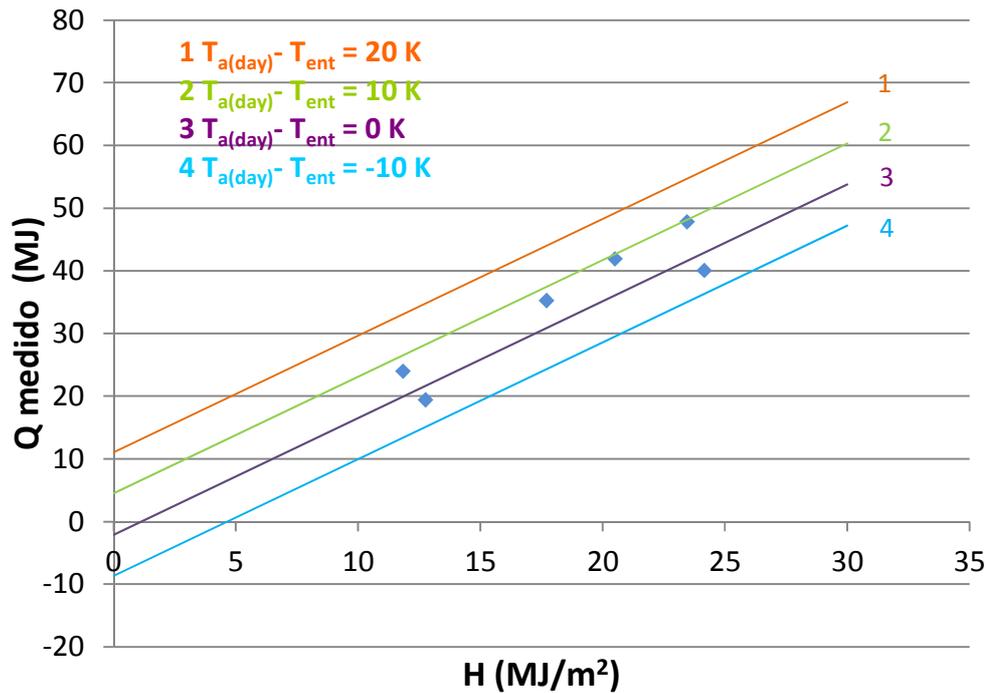


Figura 7-16. Q_{medido} vs H 6 días de ensayo. Sistema 1

7.2.2.1.1. Análisis comparativo de resultados

En esta sección se realiza un análisis comparativo de los parámetros experimentales (a_1 , a_2 y a_3), de la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q) y de la predicción a largo plazo (energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento Q_L y fracción solar f_{sol}) cuando se utilizan todos los días o 6 días de ensayos.

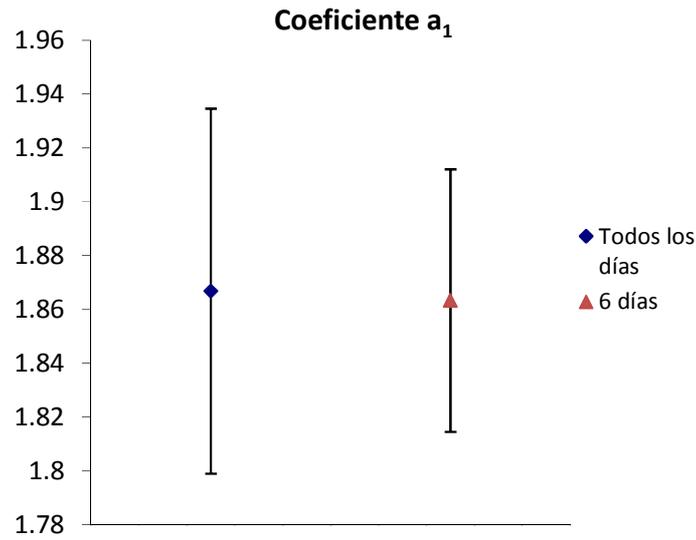
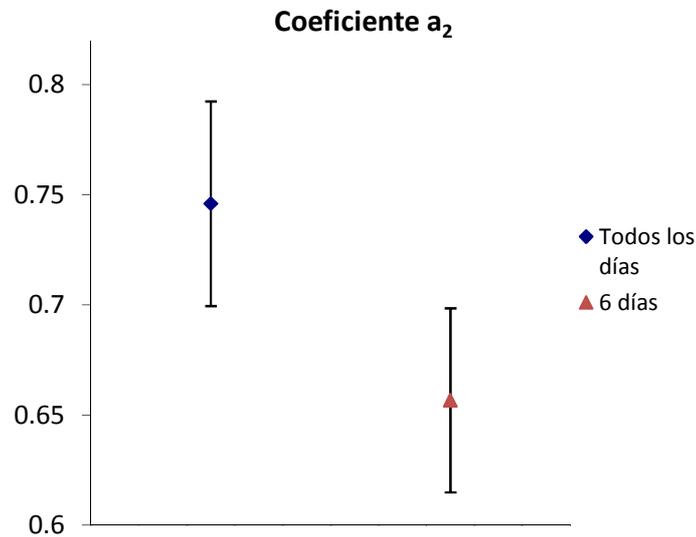
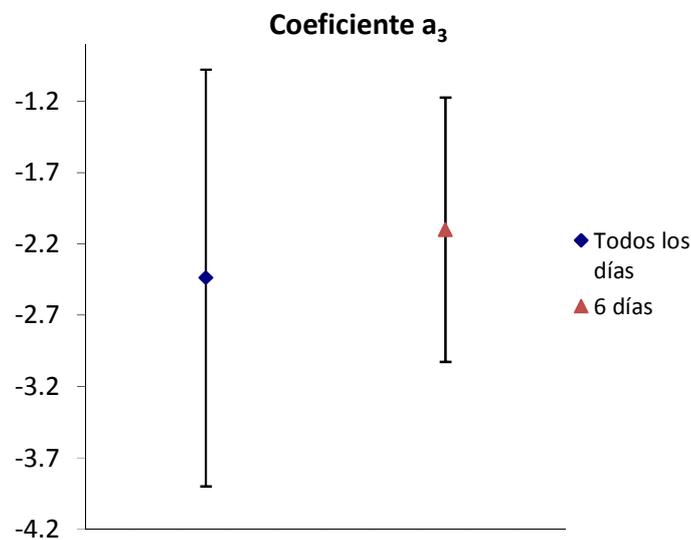
Comparación de los coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3

En la siguiente tabla se observan los coeficientes de la ecuación característica a_1 , a_2 y a_3 obtenidos de mediante la selección de todos los días o 6 días de ensayos.

Tabla 7-12. Comparación coeficientes a_1 , a_2 y a_3 todos los días y 6 días de ensayos. Sistema 1

Parámetro	Todos los días		6 días	
	Resultado	Desviación estándar	Resultado	Desviación estándar
a_1 (m^2)	1.867	0.068	1.863	0.049
a_2 (MJ/K)	0.746	0.056	0.657	0.052
a_3 (MJ)	-2.439	1.461	-2.100	0.926

En las Figura 7-17, Figura 7-18 y Figura 7-19 se muestran las gráficas comparativas de los coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3 , con sus respectivas desviaciones estándar, de los resultados obtenidos de la tabla anterior.

Figura 7-17. Coeficiente a_1 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 1Figura 7-18. Coeficiente a_2 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 1Figura 7-19. Coeficiente a_3 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 1

Se comprueba como las incertidumbres de los parámetros a_1 , a_2 y a_3 de ambos métodos se solapan entre sí.

Comparación de la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q)

Mediante la comparación de los resultados de los errores relativos de la energía suministrada por el sistema solar de calentamiento diaria (Q) de las Tabla 7–8 y Tabla 7–10, se puede observar como el error relativo máximo de Q cuando se utilizan todos los días de ensayos es 5.11%. Sin embargo, dicho error disminuye al 2.65% cuando se utilizan sólo 6 días de ensayos.

Comparación de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) en las localidades de referencia

En esta sección se calcula los errores relativos de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento anual (Q_L) tras realizar la predicción a largo plazo a todos los días de ensayo y a los 6 días de ensayo.

Se define error relativo de Q_L del siguiente modo:

$$\text{Error relativo de } Q_L (\%) = \frac{|Q_{L,\text{todosdías}} - Q_{L,6\text{días}}|}{Q_{L,\text{todosdías}}} \cdot 100 \quad (7-3)$$

Siendo:

$Q_{L,\text{todosdías}}$ la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento con todos los días de ensayo.

$Q_{L,6\text{días}}$ la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento obtenido con 6 días de ensayo.

En la Tabla 7–13 se muestra los errores relativos de Q_L obtenidos por ambos métodos.

Tabla 7–13. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento con todos y 6 días de ensayo. Sistema 1

Volumen de carga diaria (l/día)	Error relativo de Q_L			
	Atenas	Davos	Wurzburgo	Estocolmo
50	2.68%	5.01%	4.71%	4.70%
80	2.37%	4.46%	4.23%	4.24%
110	2.05%	4.00%	3.77%	3.75%
140	1.77%	3.53%	3.44%	3.29%
170	1.51%	3.05%	3.07%	2.87%
200	1.26%	2.64%	2.72%	2.60%
250	1.08%	2.25%	2.26%	2.26%
300	0.95%	1.93%	1.93%	1.96%
400	0.67%	1.47%	1.37%	1.45%
600	0.22%	0.96%	0.86%	0.91%

A continuación se realiza un análisis de los resultados del error relativo de Q_L , obtenidos de la tabla anterior, en función del volumen de carga diaria y de los climas de las localidades de referencia.

Se ha de tener en cuenta que en dicho análisis solo se utilizarán los volúmenes de carga diaria comprendidos entre 0.5 y 1.5 veces el volumen del sistema, de acuerdo a la sugerencia de las condiciones de referencia del Anexo B de la norma EN 12976-2:2006.

Influencia del volumen de carga diaria

En la Tabla 7-14 se muestran los errores de Q_L máximos, mínimos y medios en función del volumen de carga diaria.

Tabla 7-14. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento con todos y 6 días de ensayos en función del volumen de carga diaria. Sistema 1

Volumen de carga diaria (l/día)	Error relativo de Q_L (%)		
	Máximo	Mínimo	Medio
200	2.72%	1.26%	2.30%
250	2.26%	1.08%	1.96%
300	1.96%	0.95%	1.69%
400	1.47%	0.67%	1.24%

Los errores medios producidos de Q_L por ambos métodos son del orden del 1.2 al 2.3%. Del mismo modo, los mayores errores de Q_L se producen para bajos valores de volúmenes de carga diaria.

Influencia del clima

En la siguiente gráfica se muestra el error relativo de Q_L obtenido por ambos métodos en las cuatro localidades de referencia.

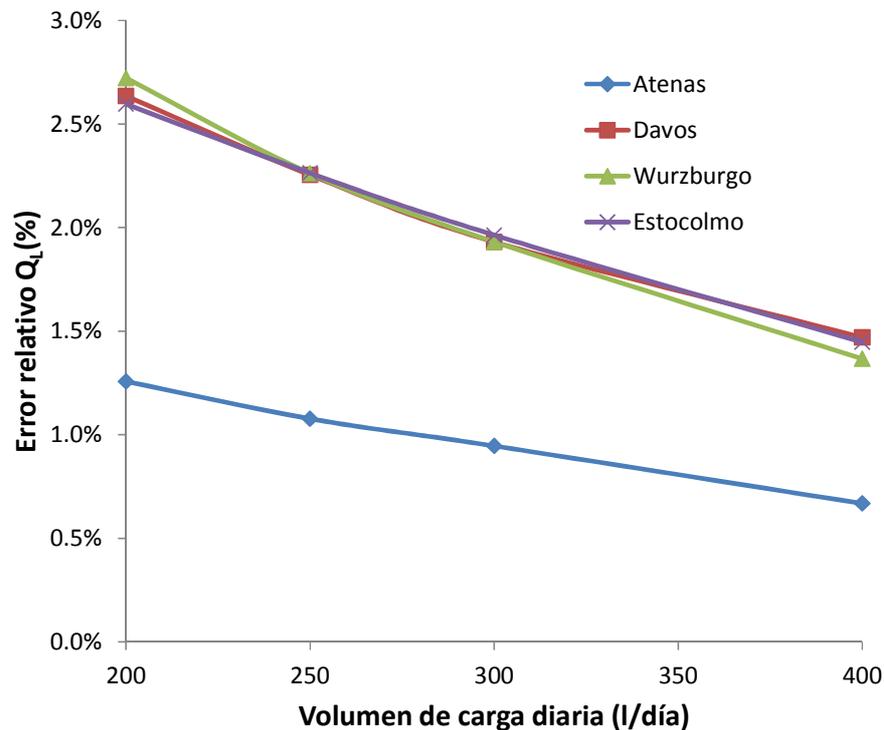


Figura 7-20. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento producido por ambos métodos en función del volumen de carga diaria para cada una de las localidades de referencia. Sistema 1

Los máximos errores de Q_L se alcanzan en las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo, con unos valores en torno al 1.4-2.7%, dependiendo del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia. Se tratan de las localidades con menores valores de radiación solar anual.

Los mínimos errores de Q_L se alcanzan en la localidad de Atenas, con unos valores en torno al 0.7-1.2%, dependiendo del volumen de carga diaria.

En la Tabla 7-15 se muestran los errores de Q_L máximos, mínimos y medios en función de las localidades de referencia.

Tabla 7-15. Error relativo entre los resultados de la energía suministrada por el sistema solar de calentamiento anual (Q_L) producida con todos y 6 días en función de la localidad de referencia. Sistema 1

Clima	Error relativo de Q_L (%)		
	Máximo	Mínimo	Medio
Atenas	1.26%	0.67%	0.99%
Davos	2.64%	1.47%	2.07%
Wurzburgo	2.72%	1.37%	2.07%
Estocolmo	2.60%	1.45%	2.07%

Los errores medios de Q_L producidos por ambos métodos son del orden del 1 al 2.1%.

Comparación de la fracción solar (f_{SOL}) obtenida en las localidades de referencia.

En este apartado se compara la fracción solar obtenida por ambos métodos para cada una de las localidades de referencia (Atenas, Davos, Wurzburgo y Estocolmo). Los errores relativos obtenidos en la fracción solar (f_{SOL}) son los mismos que los obtenidos en la energía útil anual producida por el sistema (Q_L). En la siguiente tabla se muestran las diferencias obtenidas en la fracción solar por ambos métodos.

Tabla 7-16. Diferencia entre los resultados de la fracción solar con todos y 6 días de ensayo. Sistema 1

Volumen de carga diaria (l/día)	Diferencia en f_{SOL}			
	Atenas	Davos	Wurzburgo	Estocolmo
200	1.00%	1.66%	1.32%	1.16%
250	0.80%	1.27%	1.00%	0.91%
300	0.65%	0.95%	0.78%	0.71%
400	0.40%	0.57%	0.44%	0.42%

La máxima diferencia en la fracción solar, en todas las localidades y volúmenes de carga diaria, es 1.66%.

Influencia del volumen de carga diaria

En la Tabla 7-17 se muestran las diferencias en la fracción solar máximos, mínimos y medios en función del volumen de carga diaria.

Tabla 7-17. Diferencia entre los resultados de la fracción solar con todos y 6 días de ensayo en función del volumen de carga diaria. Sistema 1

Volumen de carga diaria (l/día)	Diferencia en f_{SOL}		
	Máximo	Mínimo	Medio
200	1.66%	1.00%	1.28%
250	1.27%	0.80%	1.00%
300	0.95%	0.65%	0.77%
400	0.57%	0.40%	0.46%

Se puede observar como las diferencias medias en la fracción solar producidas por ambos métodos son del orden del 0.4 al 1.3%.

Influencia del clima

En la siguiente gráfica se muestran las diferencias de la fracción solar obtenida por ambos métodos en las cuatro localidades de referencia.

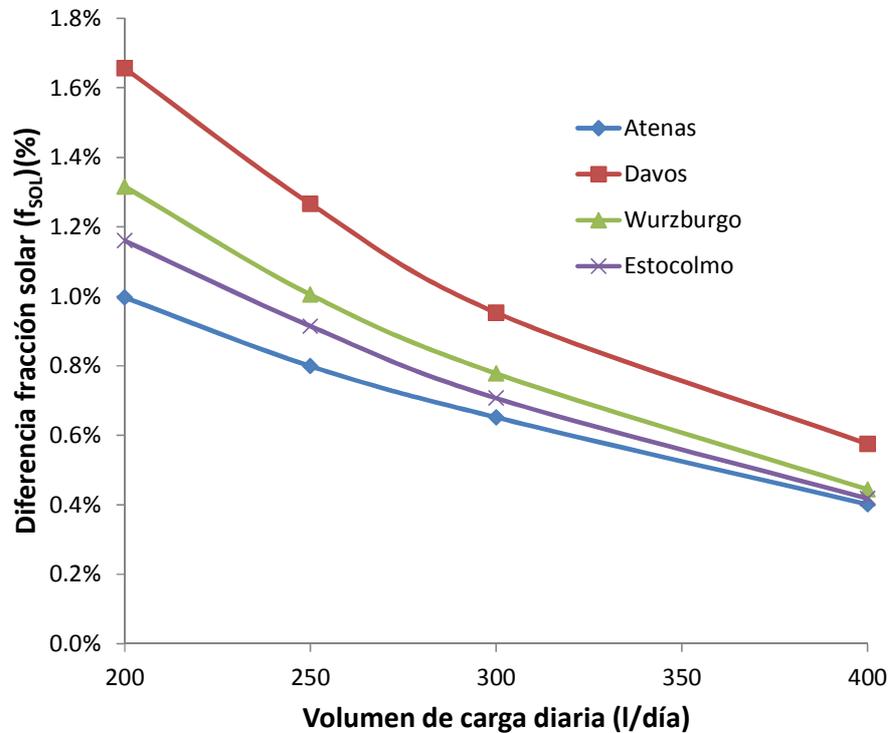


Figura 7-21. Diferencia entre los resultados de la fracción solar obtenida por ambos métodos en función del volumen de carga diaria, para cada una de las localidades de referencia. Sistema 1

Las máximas diferencias obtenidas en la fracción solar se alcanzan en la localidad de Davos.

En la Tabla 7-18 se muestran las diferencias en la fracción solar máximas, mínimas y medias en función de las localidades de referencia.

Tabla 7-18. Diferencia de la fracción solar obtenida con todos y 6 días de ensayo en función de la localidad de referencia. Sistema 1

Clima	Diferencia en f_{sol}		
	Máximo	Mínimo	Medio
Atenas	1.00%	0.40%	0.71%
Davos	1.66%	0.57%	1.11%
Wurzburg	1.32%	0.44%	0.89%
Estocolmo	1.16%	0.42%	0.80%

La diferencia media en la fracción solar obtenida por ambos métodos es del orden del 0.7 al 1.1%.

7.2.2.2. Sistema 2

Se trata de un sistema de circulación por termosifón con captadores selectivos con un área total de apertura de 1.92 m² y con un volumen de acumulación de 200 litros.

Todos los días de ensayo

Los resultados de todos los días de ensayos obtenidos a este sistema se muestran en la Tabla 7–19.

Tabla 7–19. Resultados días de ensayo sistema 2

Día de ensayo	H (MJ/m ²)	T _{ent} (°C)	T _{a(day)} (°C)	T _{a(day)} - T _{ent} (°C)	Q _{medido} (MJ)	Q _{estimado} (MJ)	Error Q (%)
1	22.96	19.33	29.30	9.97	25.39	24.97	1.66
2	20.01	19.48	28.55	9.08	22.20	21.81	1.76
3	18.28	19.16	24.85	5.69	19.06	18.90	0.87
4	23.40	18.80	24.25	5.45	23.13	23.70	2.50
5	17.36	18.49	24.54	6.05	18.35	18.15	1.06
6	22.51	28.09	23.86	-4.24	18.74	19.25	2.73
7	25.10	28.08	26.95	-1.13	23.00	22.89	0.49
8	24.52	19.01	29.06	10.05	26.37	26.49	0.45
9	23.95	17.01	27.60	10.59	26.16	26.15	0.05
10	11.53	17.11	24.76	7.64	12.64	13.16	4.11
11	12.47	27.10	23.57	-3.53	9.89	9.91	0.15
12	13.33	27.16	24.70	-2.46	11.56	11.13	3.74
13	17.05	17.11	26.36	9.24	18.72	19.04	1.72
14	23.01	17.13	25.66	8.53	25.25	24.48	3.06
15	24.25	16.99	28.25	11.25	26.74	26.68	0.25
16	25.06	17.01	29.51	12.50	27.58	27.92	1.22
17	25.54	16.98	29.57	12.58	28.28	28.41	0.46
18	25.61	17.09	27.41	10.32	27.68	27.63	0.18
19	24.22	17.13	26.03	8.89	25.95	25.77	0.69
20	23.70	16.87	25.95	9.08	25.19	25.35	0.61
21	24.21	16.64	25.60	8.96	25.87	25.79	0.32
22	22.26	16.62	23.81	7.19	23.18	23.26	0.33
23	21.83	16.34	23.21	6.87	23.05	22.74	1.33

El máximo valor del error relativo de Q alcanzado en un día de ensayo es 4.11%.

Los valores de los parámetros a_1 , a_2 y a_3 obtenidos mediante todos los días de ensayo, junto con su desviación estándar, se muestran en la Tabla 7–20.

Tabla 7–20. Parámetros a_1 , a_2 y a_3 todos los días. Sistema 2

Parámetros	Resultado	Desviación estándar
a_1 (m ²)	0.957	0.020
a_2 (MJ/K)	0.372	0.017
a_3 (MJ)	-0.717	0.385

En la Figura 7-22 se representa la diferencia de la temperatura ambiente diaria y la temperatura del agua de entrada ($T_{a(day)} - T_{ent}$) frente a la radiación solar global diaria en el plano de captación (H). En la Figura 7-23 se representa la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento medida (Q_{medido}) frente a la radiación solar global diaria en el plano de captación (H). En ambas gráficas se puede observar como la gran mayoría de días de ensayo tienen radiaciones altas, en torno a 20-25 MJ/m².

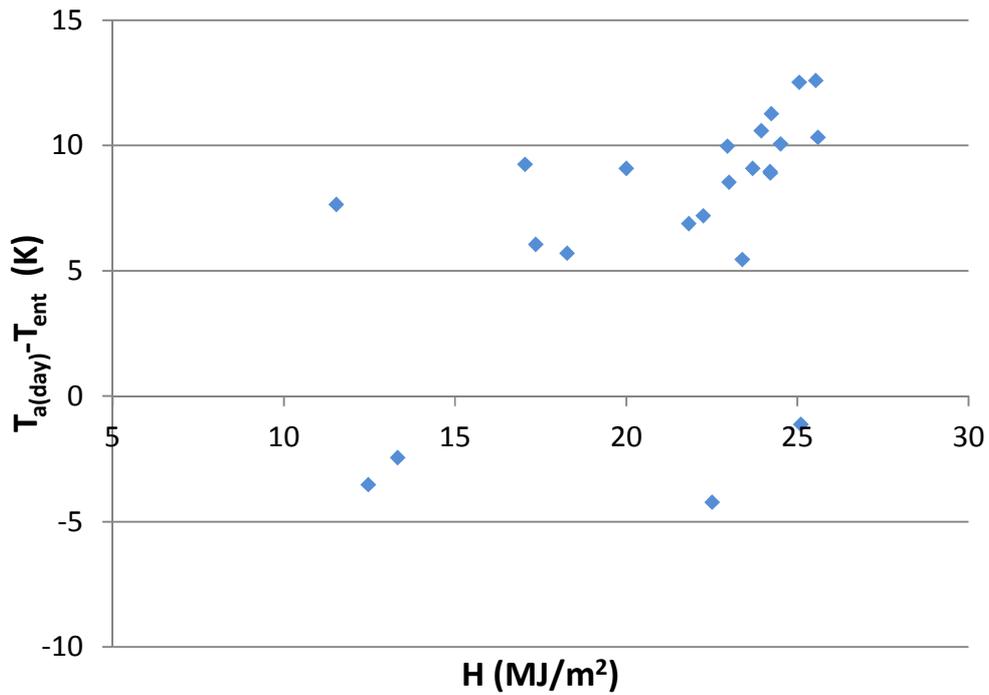


Figura 7-22. $(T_{a(\text{day})} - T_{\text{ent}})$ vs H todos los días de ensayo. Sistema 2.

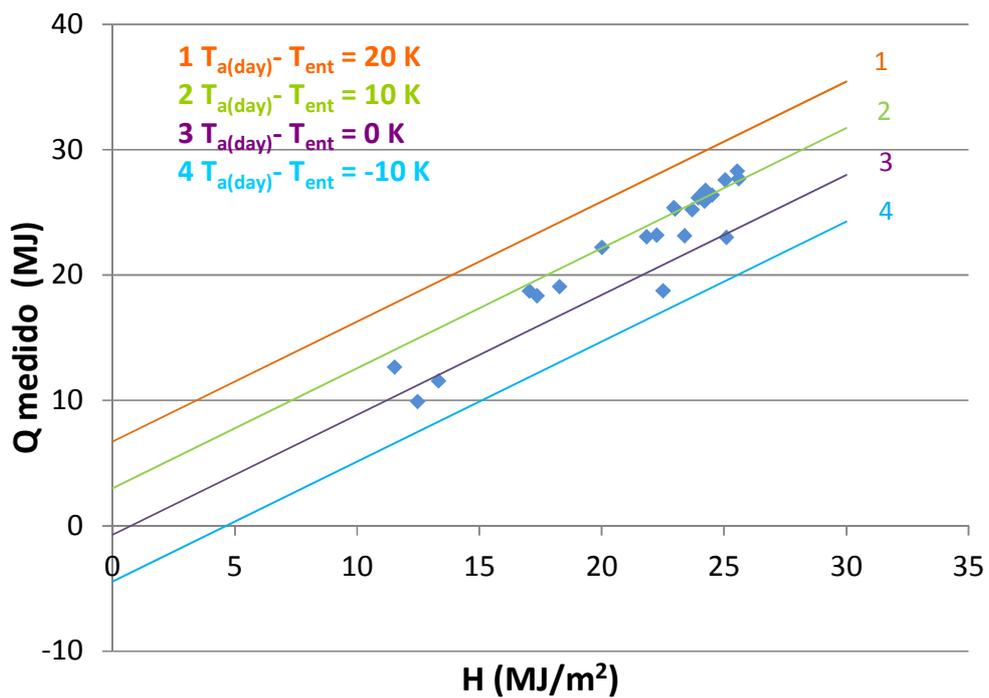


Figura 7-23. Q medido vs H todos los días de ensayo. Sistema 2.

6 días de ensayo

En la Tabla 7-21 se muestran los resultados de 6 días de ensayos con valores de $(T_{a(\text{day})} - T_{\text{ent}})$ y H que cumplen el rango de condiciones de ensayo descrito en el apartado 7.2.1.

Tabla 7-21. Resultados 6 días de ensayo sistema 2

Día de ensayo	H (MJ/m ²)	T _{ent} (°C)	T _{a(day)} (°C)	T _{a(day)} - T _{ent} (°C)	Q _{medido} (MJ)	Q _{estimado} (MJ)	Error Q (%)
1	20.01	19.48	28.55	9.08	22.20	21.77	1.95
2	22.51	28.09	23.86	-4.24	18.74	19.05	1.65
3	11.53	17.11	24.76	7.64	12.64	12.95	2.40
4	12.47	27.10	23.57	-3.53	9.89	9.53	3.61
5	17.05	17.11	26.36	9.24	18.72	18.95	1.23
6	24.21	16.64	25.60	8.96	25.87	25.82	0.20

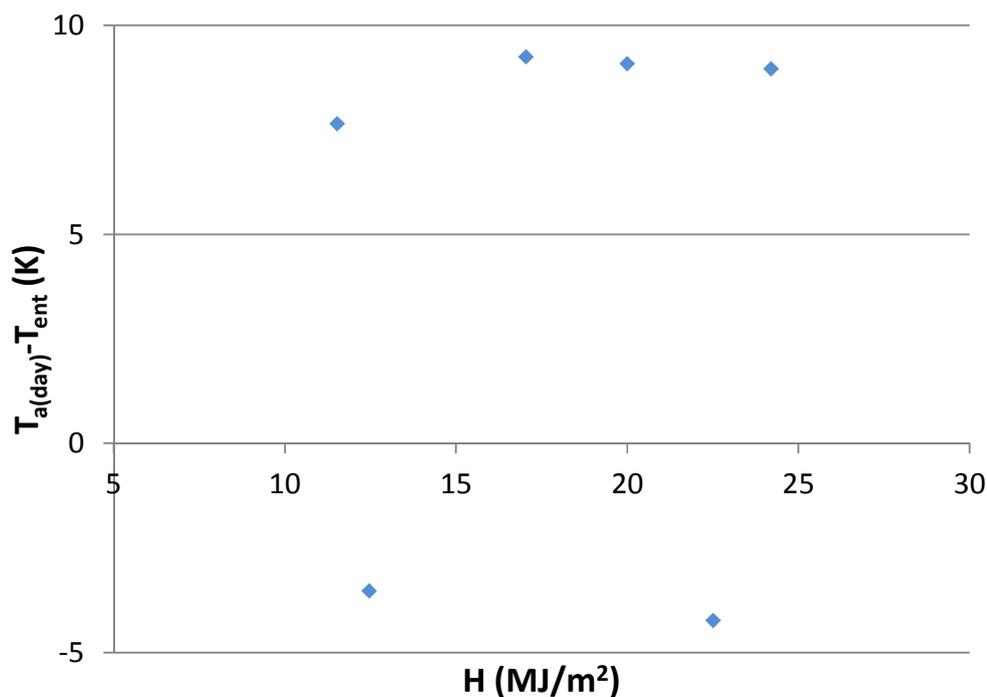
El máximo valor del error relativo de Q alcanzado en un día de ensayo es 3.61%.

Los valores de los parámetros a_1 , a_2 y a_3 obtenidos mediante la selección de 6 días de ensayo, junto con su desviación estándar, se muestran en la Tabla 7-22.

Tabla 7-22. Parámetros a_1 , a_2 y a_3 con 6 días de ensayo. Sistema 2

Parámetros	Resultado	Desviación estándar
a_1 (m ²)	0.975	0.037
a_2 (MJ/K)	0.388	0.030
a_3 (MJ)	-1.259	0.690

En la Figura 7-24 se representa la diferencia de la temperatura ambiente diaria y la temperatura del agua de entrada ($T_{a(day)} - T_{ent}$) frente a la radiación solar global diaria en el plano de captación (H) y en la Figura 7-25 se representa la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento medida (Q_{medido}) frente a la radiación solar global diaria en el plano de captación (H). En ambas gráficas se puede observar una distribución uniforme de los valores de radiación en los días de ensayo seleccionados (8-25 MJ/m²).

Figura 7-24. ($T_{a(day)} - T_{ent}$) vs H 6 días de ensayo. Sistema 2

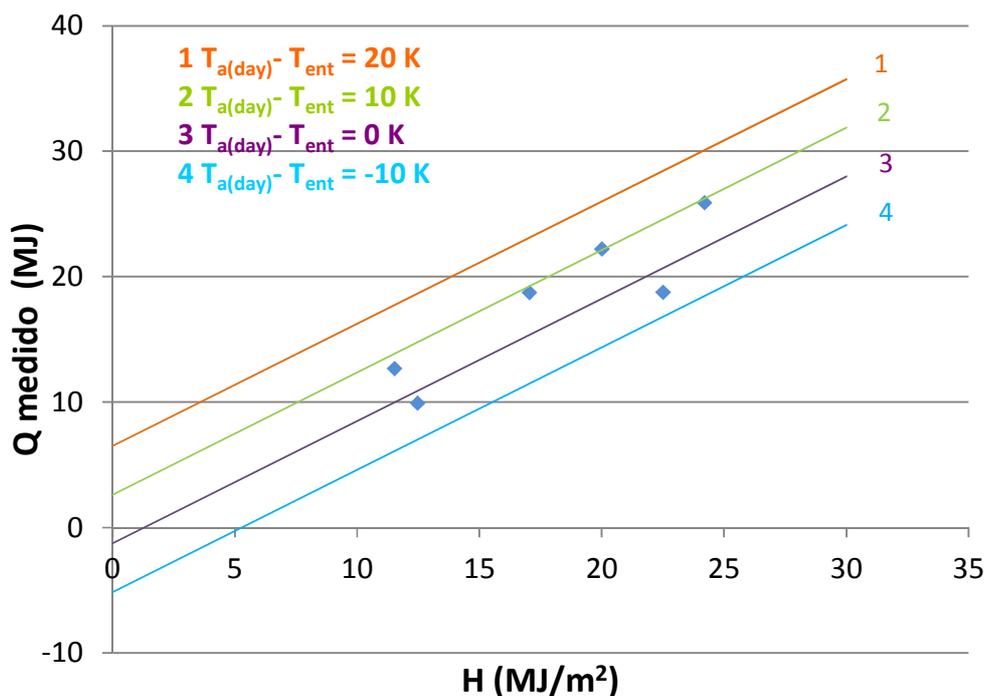


Figura 7-25. Q_{medido} vs H 6 días de ensayo. Sistema 2

7.2.2.2.1. Análisis comparativo de resultados

En esta sección se realiza un análisis comparativo de los parámetros experimentales (a_1 , a_2 y a_3), de la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q) y de la predicción a largo plazo (energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento Q_L y fracción solar f_{SOL}) cuando se utilizan todos los días o 6 días de ensayos.

Comparación de los coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3

En la siguiente tabla se observan los coeficientes de la ecuación característica a_1 , a_2 y a_3 obtenidos de mediante la selección de todos los días o 6 días de ensayos.

Tabla 7-23. Comparación coeficientes a_1 , a_2 y a_3 todos los días y 6 días de ensayos. Sistema 2

Parámetro	Todos los días		6 días	
	Resultado	Desviación estándar	Resultado	Desviación estándar
a_1 (m^2)	0.957	0.020	0.975	0.037
a_2 (MJ/K)	0.372	0.017	0.388	0.030
a_3 (MJ)	-0.717	0.385	-1.259	0.690

En las Figura 7-26, Figura 7-27 y Figura 7-28 se muestran las gráficas comparativas de los coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3 , con sus respectivas desviaciones estándar, de los resultados obtenidos de la tabla anterior.

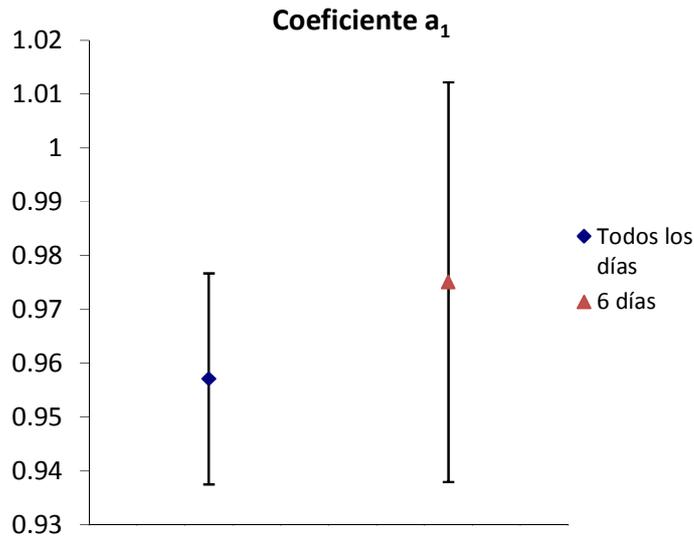


Figura 7-26. Coeficiente a_1 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 2

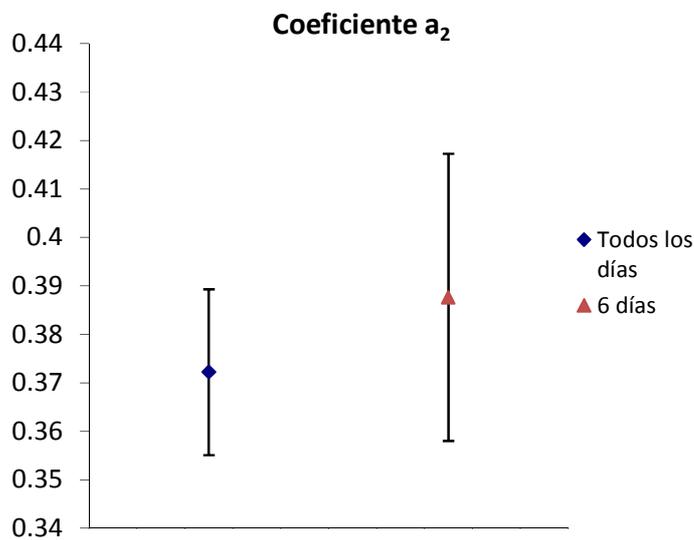


Figura 7-27. Coeficiente a_2 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 2

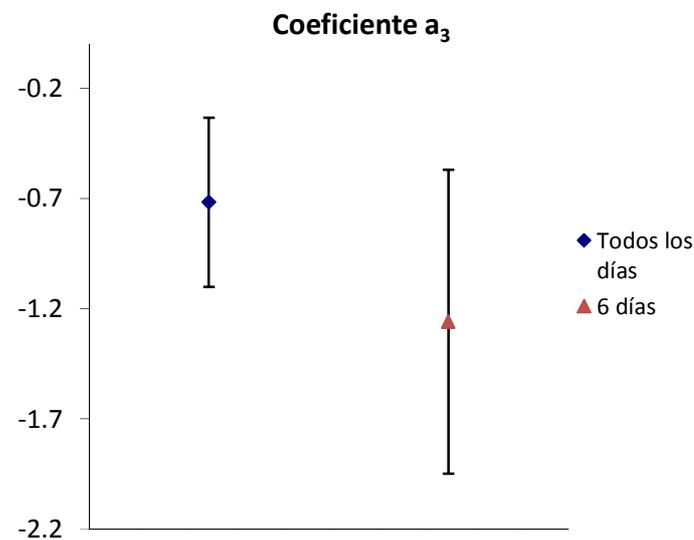


Figura 7-28. Coeficiente a_3 , con sus desviaciones estándar, cuando se ensaya con todos o 6 días. Sistema 2

Se comprueba como las incertidumbres de los parámetros a_1 , a_2 y a_3 de ambos métodos se solapan entre sí.

Comparación de la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q)

Mediante la comparación de los resultados de los errores relativos de la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q) de las Tabla 7-19 y Tabla 7-21, se puede observar como el error relativo máximo de Q cuando se utilizan todos los días de ensayos es 4.11%. Sin embargo, dicho error disminuye al 3.61% cuando se utilizan sólo 6 días de ensayos.

Comparación de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) en las localidades de referencia

En esta sección se calcula los errores relativos de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento anual (Q_L) tras realizar la predicción a largo plazo a todos los días de ensayo y a los 6 días de ensayo.

En la Tabla 7-24 se muestra los errores relativos de Q_L obtenidos por ambos métodos.

Tabla 7-24. Error relativo entre los resultados de la energía suministrada por el sistema solar de calentamiento anual producida con todos y 6 días de ensayo. Sistema 2

Volumen de carga diaria (l/día)	Error relativo de Q_L			
	Atenas	Davos	Wurzburgo	Estocolmo
50	1.78%	2.85%	4.08%	4.32%
80	1.65%	2.53%	3.88%	4.07%
110	1.48%	2.26%	3.50%	3.79%
140	1.35%	1.99%	3.21%	3.54%
170	1.28%	1.87%	3.05%	3.41%
200	1.25%	1.80%	2.96%	3.33%
250	1.27%	1.73%	2.90%	3.25%
300	1.24%	1.67%	2.85%	3.20%
400	1.17%	1.61%	2.79%	3.14%
600	1.12%	1.55%	2.73%	3.08%

A continuación se realiza un análisis de los resultados del error relativo de Q_L , obtenidos de la tabla anterior, en función del volumen de carga diaria y de los climas de las localidades de referencia.

Influencia del volumen de carga diaria

En la Tabla 7-25 se muestran los errores de Q_L máximos, mínimos y medios en función del volumen de carga diaria.

Tabla 7-25. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento producido con todos y 6 días de ensayos en función del volumen de carga diaria. Sistema 2

Volumen de carga diaria (l/día)	Error relativo de Q_L		
	Máximo	Mínimo	Medio
140	3.54%	1.35%	2.52%
170	3.41%	1.28%	2.40%
200	3.33%	1.25%	2.34%
250	3.25%	1.27%	2.29%
300	3.20%	1.24%	2.24%

Los errores medios producidos por ambos métodos son del orden del 2.2 al 2.5%. Del mismo modo, los mayores errores de Q_L se producen para bajos valores de volúmenes de carga diaria.

Influencia del clima

En la siguiente gráfica se muestra el error relativo de Q_L obtenido por ambos métodos en las cuatro localidades de referencia.

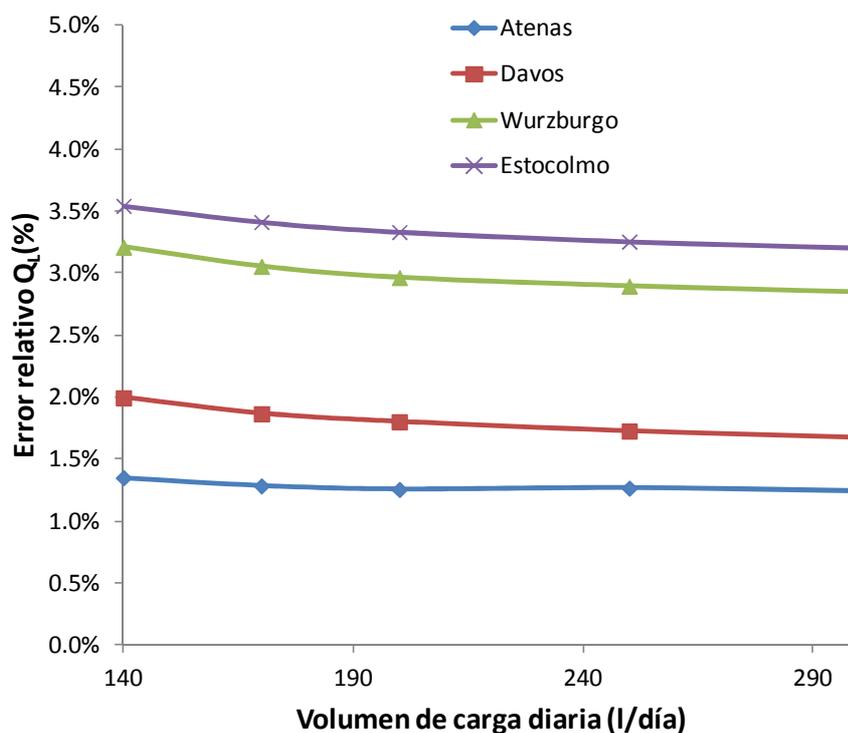


Figura 7-29. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento producido por ambos métodos en función del volumen de carga diaria para cada una de las localidades de referencia. Sistema 2

Los máximos errores de Q_L se alcanzan en las localidades de Estocolmo y Wurzburg, con unos valores en torno al 2.5-3.5%, dependiendo del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia. Se tratan de las localidades con menores valores de radiación solar anual.

Los mínimos errores de Q_L se alcanzan en la localidad de Atenas, con unos valores en torno al 1.3%, dependiendo del volumen de carga diaria.

En la Tabla 7-26 se muestran los errores de Q_L máximos, mínimos y medios en función de las localidades de referencia.

Tabla 7–26. Error relativo entre los resultados de la energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q_L) producido con todos y 6 días en función de la localidad de referencia. Sistema 2

Clima	Error relativo de Q_L		
	Máximo	Mínimo	Medio
Atenas	1.35%	1.24%	1.28%
Davos	1.99%	1.67%	1.81%
Wurzburgo	3.21%	2.85%	2.99%
Estocolmo	3.54%	3.20%	3.35%

Los errores medios producidos por ambos métodos son del orden del 1.2 al 3.4 %.

Comparación de la fracción solar (f_{SOL}) obtenida en las localidades de referencia.

En la siguiente tabla se muestran las diferencias obtenidas en la fracción solar por ambos métodos.

Tabla 7–27. Diferencia entre los resultados de la fracción solar con todos y 6 días de ensayo. Sistema 2

Volumen de carga diaria (l/día)	Diferencia en f_{SOL}			
	Atenas	Davos	Wurzburgo	Estocolmo
140	0.97%	1.04%	1.34%	1.34%
170	0.85%	0.85%	1.14%	1.13%
200	0.77%	0.71%	0.98%	0.98%
250	0.67%	0.57%	0.79%	0.79%
300	0.56%	0.47%	0.66%	0.66%

Se puede observar como la máxima diferencia en la fracción solar, en todas las localidades y volúmenes de carga diaria, es 1.34%.

Influencia del volumen de carga diaria

En la Tabla 7–28 se muestran los errores máximos, mínimos y medios en función del volumen de carga diaria.

Tabla 7–28. Diferencia entre los resultados de la fracción solar con todos y 6 días de ensayo en función del volumen de carga diaria. Sistema 2

Volumen de carga diaria (l/día)	Diferencia en f_{SOL}		
	Máximo	Mínimo	Medio
140	1.34%	0.97%	1.17%
170	1.14%	0.85%	0.99%
200	0.98%	0.71%	0.86%
250	0.79%	0.57%	0.70%
300	0.66%	0.47%	0.59%

Las diferencias medias producidas en la fracción solar por ambos métodos son del orden de 0.6 al 1.2%.

Influencia del clima

En la siguiente gráfica se muestran las diferencias de la fracción solar obtenida por ambos métodos en las cuatro localidades de referencia.

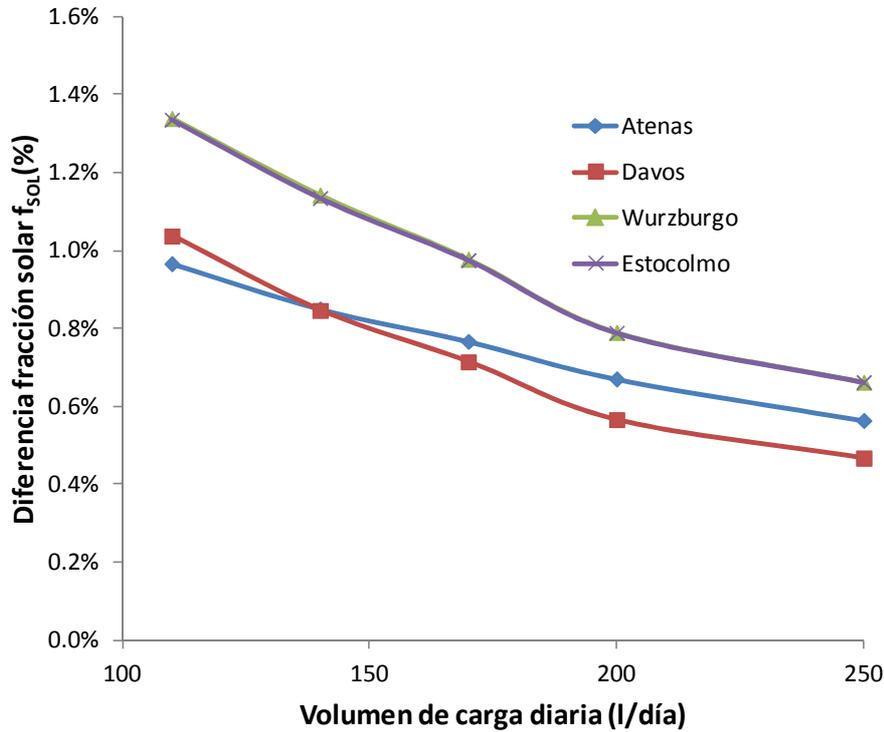


Figura 7-30. Diferencia entre los resultados de la fracción solar obtenida por ambos métodos en función del volumen de carga diaria, para cada una de las localidades de referencia. Sistema 2

Las máximas diferencias obtenidas en la fracción solar se alcanzan en la localidad de Estocolmo y Wurzburg.

En la Tabla 7-29 se muestran las diferencias en la fracción solar máximas, mínimas y medias en función de las localidades de referencia.

Tabla 7-29. Diferencia de la fracción solar obtenida con todos y 6 días de ensayo en función de la localidad de referencia. Sistema 2

Clima	Diferencia en f_{sol}		
	Máximo	Mínimo	Medio
Atenas	0.97%	0.56%	0.76%
Davos	1.04%	0.47%	0.73%
Wurzburg	1.34%	0.66%	0.98%
Estocolmo	1.34%	0.66%	0.98%

La diferencia media en la fracción solar obtenida por ambos métodos es del orden del 0.7 al 1%.

7.2.3. Conclusiones

Tras el análisis de los resultados obtenidos, a dos sistemas solares prefabricados, de los parámetros experimentales (a_1 , a_2 y a_3), de la energía diaria suministrada por el sistema solar de calentamiento (Q) y de la predicción a largo plazo (energía anual suministrada por el sistema solar de calentamiento Q_L y

fracción solar f_{SOL}) cuando se utilizan todos los días de ensayos y cuando se utilizan sólo 6 días de ensayos seleccionados, se pueden obtener las siguientes conclusiones:

- Al comparar los coeficientes característicos a_1 , a_2 y a_3 de la ecuación de rendimiento se observa cómo, en ambos sistemas solares estudiados, las desviaciones estándar de los 3 parámetros obtenidos por ambos métodos se solapan entre sí.
- Al comparar la energía suministrada por el sistema de calentamiento (Q) por ambos métodos, se observa cómo se disminuye el máximo error relativo diario de Q cuando se utilizan los 6 días de ensayo seleccionados. En el sistema 1 se pasa de un error máximo diario de Q de 5.11% (con todos los días de ensayo) al valor de 2.65% (cuando se utilizan los 6 días seleccionados). En el sistema 2 se pasa de un error máximo diario de Q de 4.11% a 3.61%.
- Al comparar el error relativo de que se comente en la predicción a largo plazo (Q_L o f_{SOL}) por ambos métodos, se observa como en el sistema 1 los máximos errores de Q_L o f_{SOL} se alcanzan en las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo, con unos valores en torno al 1.4-2.7%, dependiendo del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia. Se tratan de las localidades con menores valores de radiación solar anual. Los mínimos errores de Q_L o f_{SOL} se alcanzan en la localidad de Atenas, con unos valores en torno al 0.7-1.2%, dependiendo del volumen de carga diaria.

En el sistema 2, los máximos errores de Q_L o f_{SOL} se alcanzan en las localidades de Estocolmo y Wurzburg, con unos valores en torno al 2.5-3.5%, dependiendo del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia. Se tratan de las localidades con menores valores de radiación solar anual. Los mínimos errores de Q_L o f_{SOL} se alcanzan en la localidad de Atenas, con unos valores en torno al 1.3%, dependiendo del volumen de carga diaria.

Por todo lo expuesto anteriormente, mediante una selección más óptima de los días de ensayo de la norma ISO 9459-2:2008, se puede disminuir el error relativo de la energía diaria (Q) y energía anual (Q_L) suministrada por el sistema solar de calentamiento.

7.3. Modificación de las incertidumbres de los parámetros de entrada definidos en la norma ISO 9459-5:2007

En este apartado se analiza la influencia de las incertidumbres de medida de los parámetros de entrada (temperatura ambiente, temperatura del agua de entrada, temperatura del agua de salida, caudal y radiación solar) en la fracción solar resultante a un sistema solar prefabricado, tipo termosifón, en las diferentes localidades de referencia (Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo). Se lleva a cabo un estudio de las incertidumbres de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 y otros valores propuestos. Se determina la predicción a largo plazo (fracción solar) para cada medida de entrada, y de acuerdo a estos resultados unas incertidumbres de medida menos restrictivas podrían ser propuestas en futuras revisiones de la norma ISO 9459-5:2007. De este modo se reducirían los costes de los ensayos, al disminuir el coste de las calibraciones de los sensores de medida.

7.3.1. Descripción de la influencia de la incertidumbre de medida de los parámetros de entrada

Esta sección analiza la influencia de la incertidumbre de medida de los parámetros de entrada (temperatura ambiente, temperatura del agua de entrada, temperatura del agua de salida, caudal y radiación solar) en la fracción solar para 4 localidades de referencia (Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo) para un sistema solar prefabricado de circulación por termosifón. La Tabla 7-30 muestra las incertidumbres de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007, tanto como las incertidumbres propuestas para este estudio. Se ha llevado a cabo una predicción a largo plazo y se han comparado sus resultados con la muestra de ensayo.

Tabla 7-30. Incertidumbres de medida ISO 9459-5:2007

Parámetro	Incertidumbre de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5	Incertidumbre de medida analizada en este estudio
Temperatura ambiente	± 0.5 °C	± 1.0 °C, ± 2.0 °C
Temperatura de entrada	± 0.1 °C	± 0.2 °C, ± 0.5 °C
Temperatura de salida	± 0.1 °C	± 0.2 °C, ± 0.5 °C
Caudal	± 1.0 %	± 2.0 %, ± 3.0 %
Radiación solar	± 1.0 %	± 1.5 %, ± 3.0 %

Por otro lado, se ha determinado el error relativo promedio de la fracción solar con respecto a las incertidumbres de medida de los parámetros de entrada (Tabla 7-30) en todas las localidades de referencia. El error relativo promedio de la fracción solar se define como:

$$\text{Error relativo promedio } f_{SOL} = \sum_{\text{volumen de carga}=50 \text{ l/día}}^{\text{volumen de carga}=600 \text{ l/día}} \frac{|f_{SOL, \text{muestra ensayo}} - f_{SOL, \text{incertidumbre medida}}|}{f_{SOL, \text{muestra ensayo}}} \quad (7-4)$$

Dónde:

- $f_{SOL, \text{muestra ensayo}}$ es la fracción solar de la muestra de ensayo obtenida con los parámetros de la Tabla 7-31.
- $f_{SOL, \text{incertidumbre medida}}$ es la fracción solar obtenida con los parámetros resultantes al modificar las incertidumbres de medida.

Finalmente, se analiza la desviación estándar de los coeficientes de la ecuación característica (Ac^* , uc^* , Uc , C_s , D_L , S_c).

7.3.2. Influencia de las incertidumbres de los parámetros de entrada

7.3.2.1. Muestra de ensayo

Un sistema termosifónico con un volumen de acumulación de 300 litros y 2 captadores planos con un área de apertura de 4.46 m², es seleccionado para analizar la influencia de la incertidumbre de medida de los parámetros de entrada.

Los resultados de estos parámetros obtenidos por el sistema de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 son mostrados en la Tabla 7-31.

Tabla 7-31. Parámetros del sistema

Parámetro	Valor	Desviación estándar	Unidad
A_C^*	2.619	0.051	m ²
u_C^*	8.191	0.750	W/m ² K
U_S	2.504	0.381	W/ K
C_S	1.114	0.042	MJ/ K
D_L	0.125	0.027	--
S_C	0.515	0.065	--

En la siguiente gráfica se representan los resultados de la predicción a largo plazo obtenidos de los parámetros de la tabla anterior.

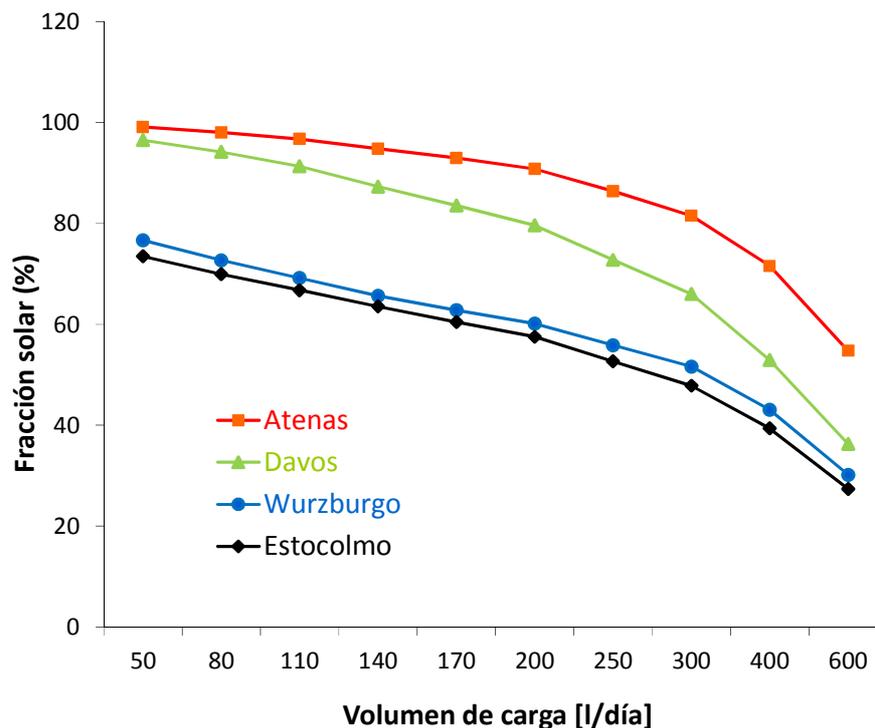


Figura 7-31. Resultados de la fracción solar en la muestra de ensayo

7.3.2.2. Análisis comparativo

En esta sección se analiza la variación producida en la fracción solar en función del volumen de carga diaria para cada localidad de referencia, cuando se modifica la incertidumbre de medida de cada parámetro propuesto en la Tabla 7-30. Del mismo modo, se representa el error relativo promedio de la fracción solar de cada parámetro de entrada. Finalmente, se analiza la desviación estándar de los coeficientes de la ecuación característica (A_C^* , u_C^* , U_C , C_S , D_L , S_C) de los resultados obtenidos al modificar la incertidumbre de medida de cada parámetro propuesto en la Tabla 7-30 y los resultados de la muestra de ensayo (Tabla 7-31).

Temperatura ambiente

En la Figura 7-32 se representa la variación en la fracción solar, entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados obtenidos con todas las incertidumbres de medida de la temperatura ambiente (Tabla 7-30), en función del volumen de carga diaria.

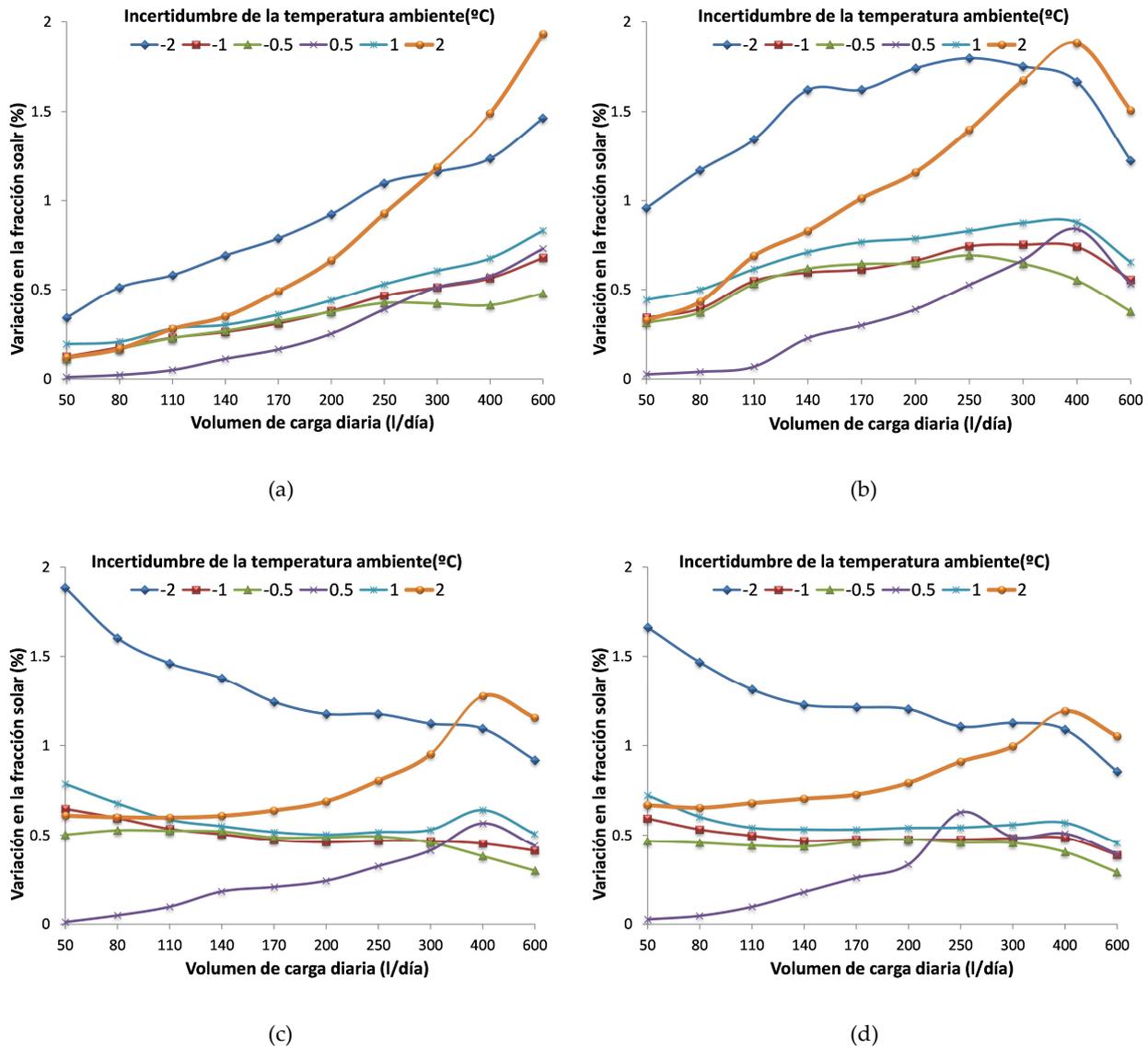


Figura 7-32. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida de la temperatura ambiente en Atenas (a) Davos (b) Wurzburg (c) y Estocolmo (d)

La máxima variación en la fracción solar obtenida entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados en todas las incertidumbres de medida de la temperatura ambiente (Tabla 7-30) es menor al 2% en todas las localidades de referencia. La máxima variación en la fracción solar es menor al 1% para las incertidumbres de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 ($\pm 0.5^{\circ}\text{C}$) y menor al 2% para otras incertidumbres de medida propuestas ($\pm 1.0^{\circ}\text{C}$, $\pm 2.0^{\circ}\text{C}$).

La Figura 7-33 muestra el error relativo promedio de la fracción solar con respecto a la incertidumbre de la temperatura ambiente en todas las localidades de referencia.

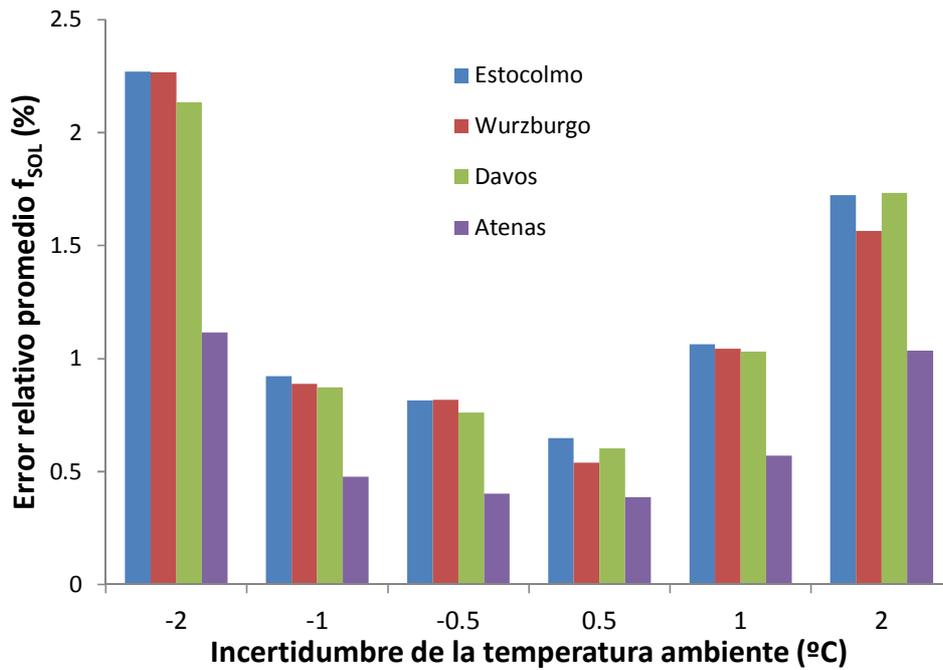
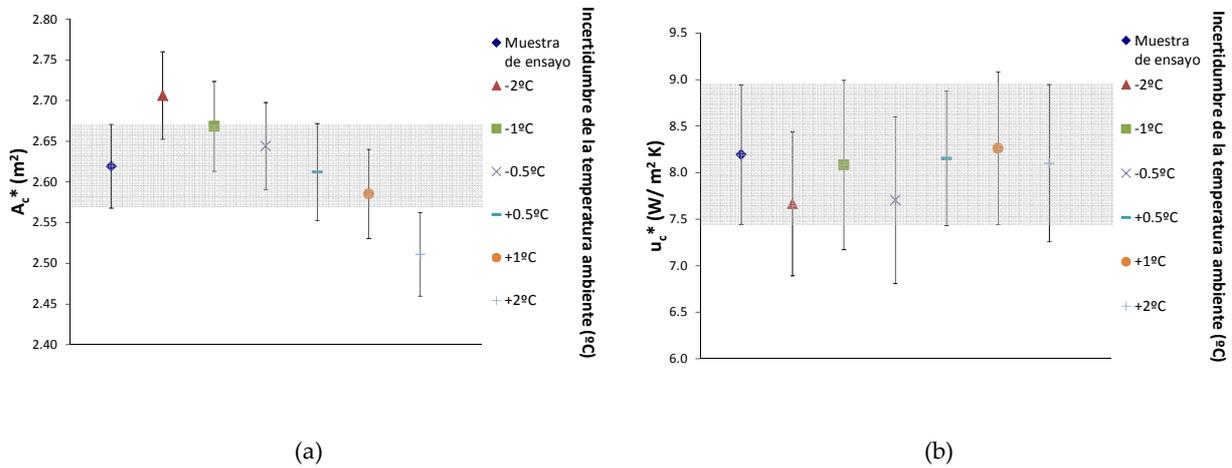


Figura 7-33. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura ambiente en las localidades de referencia

El máximo error relativo promedio de la fracción solar es menor al 1% para las incertidumbre de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 ($\pm 0.5^\circ\text{C}$) y menor al 2.3% para otras incertidumbres analizadas ($\pm 1.0^\circ\text{C}$, $\pm 2.0^\circ\text{C}$). El mínimo valor del error relativo promedio de la fracción solar ocurre en la localidad de Atenas.

La Figura 7-34 muestra todos los coeficientes de la ecuación característica (A_c^* , u_c^* , U_c , C_s , D_L , S_c) con sus desviaciones estándar para la muestra de ensayo y los resultados obtenidos al modificar la incertidumbre de la temperatura ambiente.



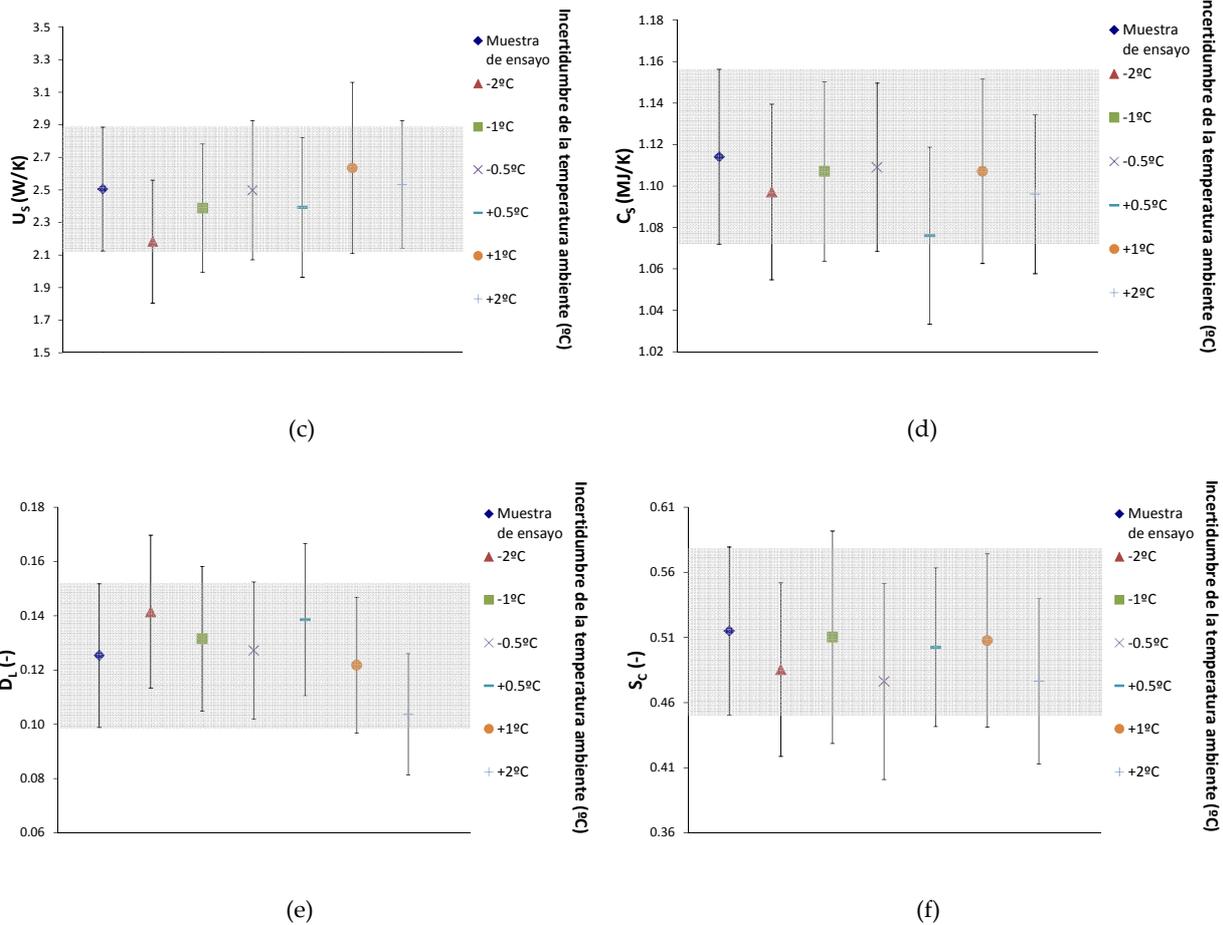
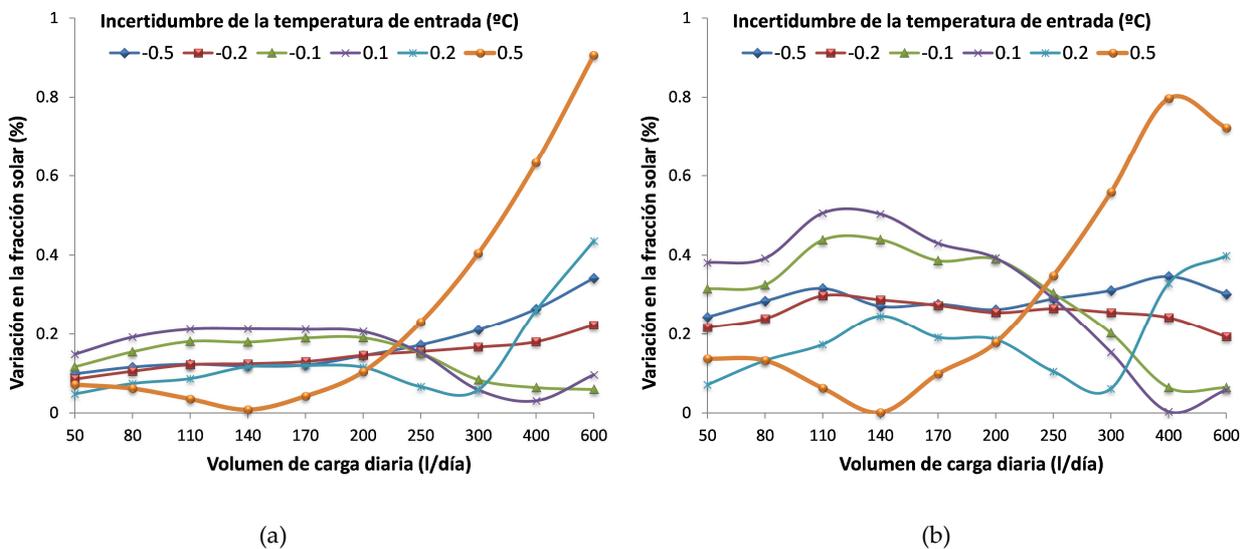


Figura 7-34. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura ambiente. $A_c^*(a)$ $u_c^*(b)$ $U_s(c)$ $C_s(d)$ $D_L(e)$ y $S_c(f)$.

En todos los casos se produce una buena correlación entre los resultados de los coeficientes resultantes de la incertidumbre de la temperatura ambiente con los de la muestra de ensayo.

Temperatura de entrada

En la Figura 7-35 se representa la variación en la fracción solar, entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados obtenidos con todas las incertidumbres de medida de la temperatura de entrada (Tabla 7-30), en función del volumen de carga diaria.



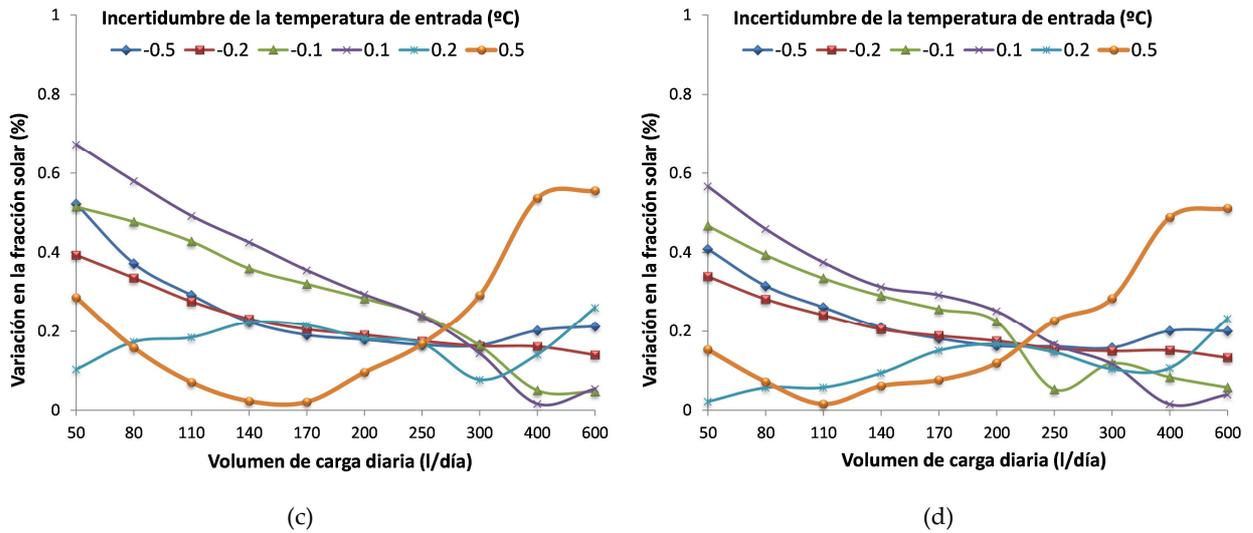


Figura 7-35. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida de la temperatura de entrada en Atenas (a) Davos (b) Wurzburg (c) y Estocolmo (d)

La máxima variación en la fracción solar obtenida entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados en todas las incertidumbres de medida de la temperatura de entrada (Tabla 7–30) es menor al 0.9% en todas las localidades de referencia. La máxima variación en la fracción solar es menor al 0.7% para las incertidumbres de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 ($\pm 0.1^{\circ}\text{C}$) y menor al 0.9% para otras incertidumbres de medida propuestas ($\pm 0.2^{\circ}\text{C}$, $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$).

La Figura 7-36 muestra el error relativo promedio de la fracción solar con respecto a la incertidumbre de la temperatura de entrada en todas las localidades de referencia.

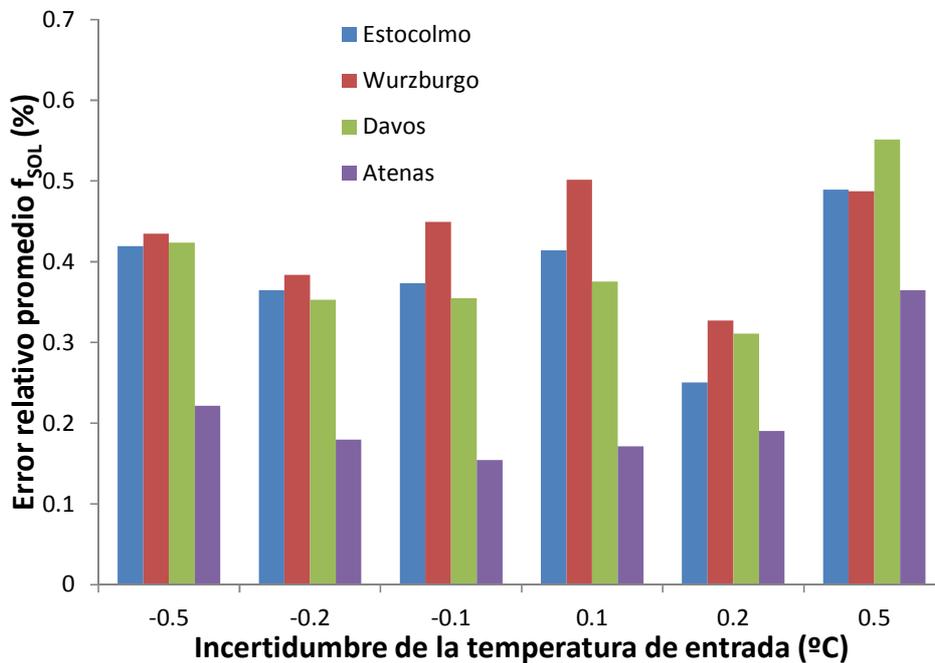


Figura 7-36. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura de entrada en las localidades de referencia

El máximo error relativo promedio de la fracción solar es inferior al 0.6% para las incertidumbres de medida estudiadas. El mínimo valor del error relativo promedio de la fracción solar ocurre en la localidad de Atenas.

La Figura 7-37 muestra todos los coeficientes de la ecuación característica (Ac^* , uc^* , U_c , C_s , D_L , S_c), con sus desviaciones estándar, para la muestra de ensayo y los resultados obtenidos al modificar la incertidumbre de la temperatura de entrada.

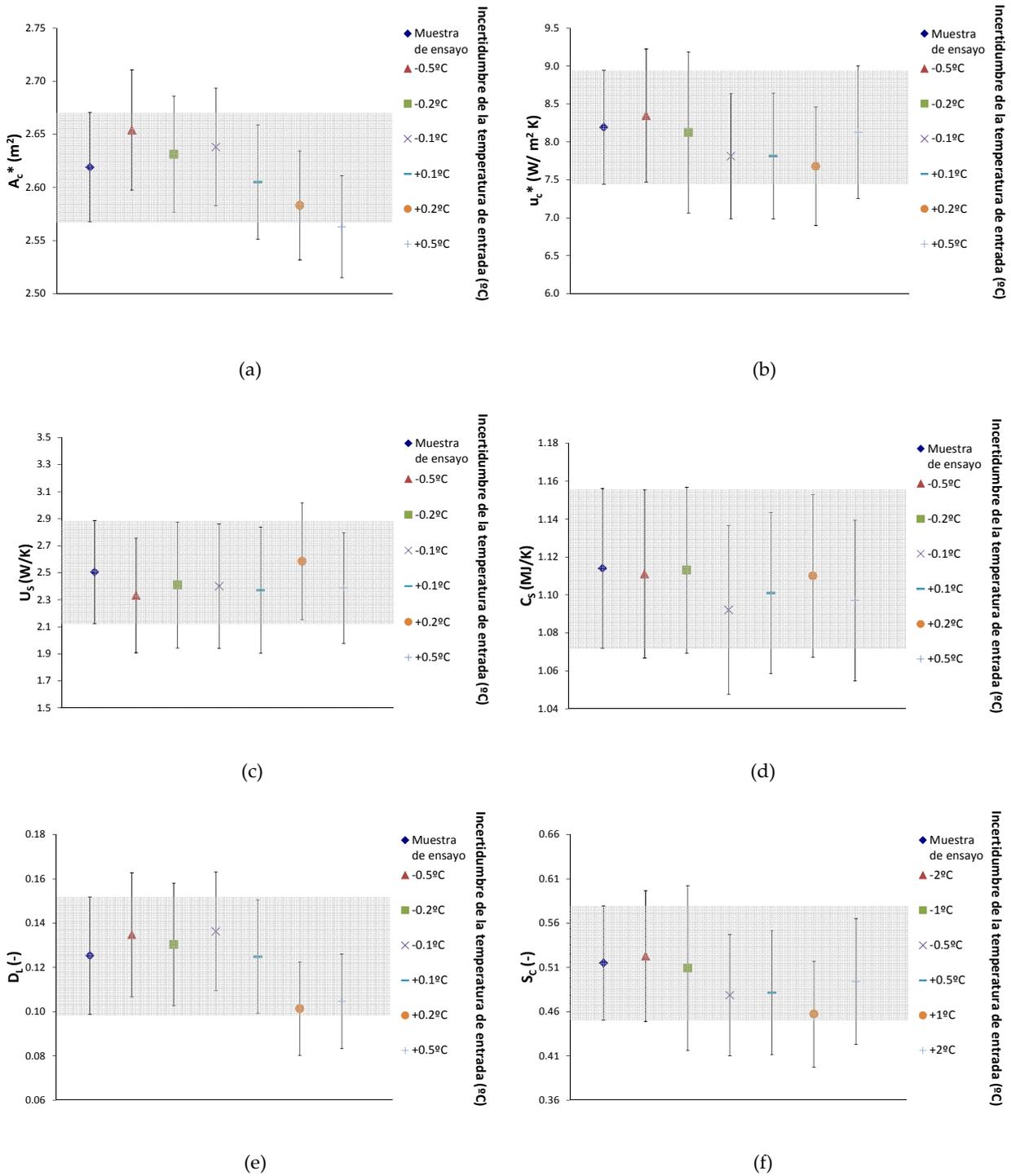
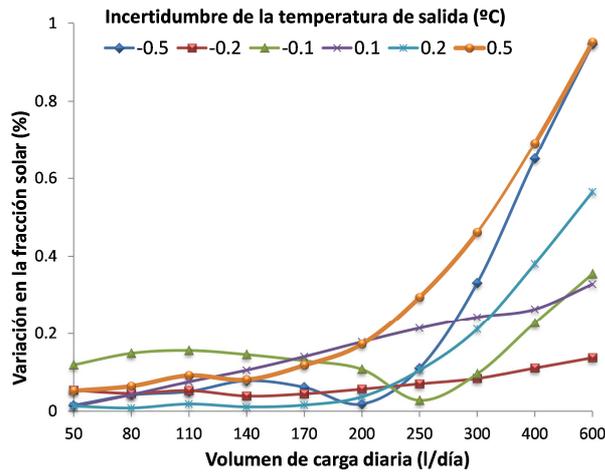


Figura 7-37. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura de entrada. A_c^* (a) u_c^* (b) U_s (c) C_s (d) D_L (e) y S_c (f).

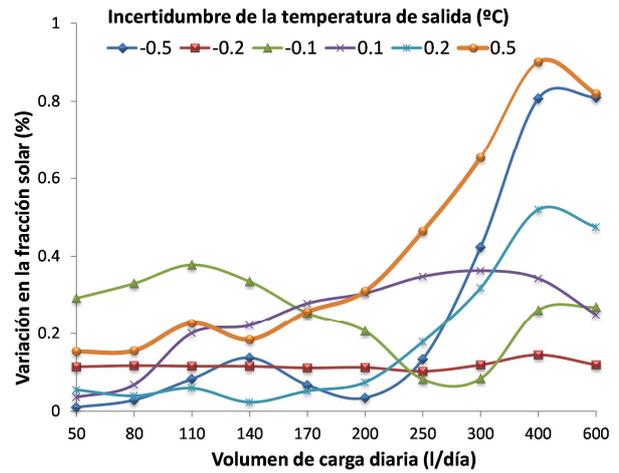
En todos los casos se produce una buena correlación entre los resultados de los coeficientes resultantes de la incertidumbre de la temperatura de entrada con los de la muestra de ensayo.

Temperatura de salida

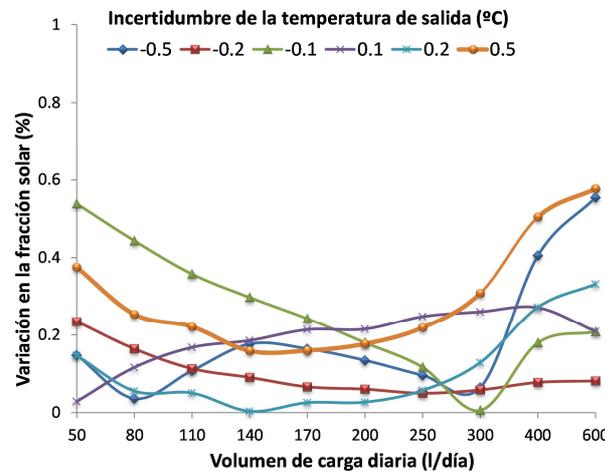
En la Figura 7-38 se representa la variación en la fracción solar, entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados obtenidos con todas las incertidumbres de medida de la temperatura de salida (Tabla 7-30), en función del volumen de carga diaria.



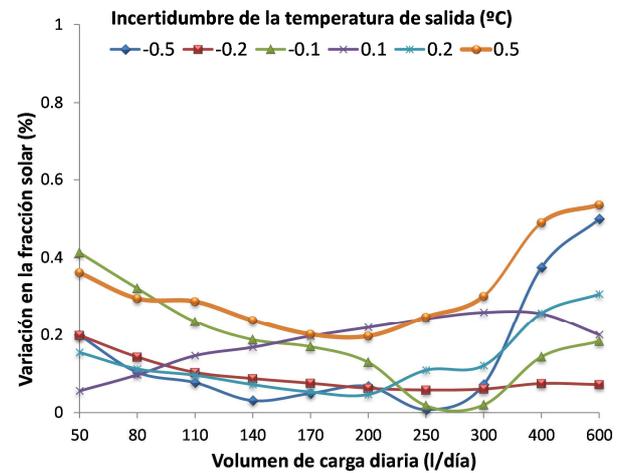
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 7-38. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida de la temperatura de salida en Atenas (a) Davos (b) Wurzburg (c) y Estocolmo (d)

La máxima variación en la fracción solar obtenida entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados en todas las incertidumbres de medida de la temperatura de salida (Tabla 7-30) es inferior al 1% en todas las localidades de referencia. La máxima variación de la fracción solar es menor al 0.4% para las incertidumbres de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 ($\pm 0.1^{\circ}\text{C}$) y menor al 1% para otras incertidumbres de medida propuestas ($\pm 0.2^{\circ}\text{C}$, $\pm 0.5^{\circ}\text{C}$).

La Figura 7-39 muestra el error relativo promedio de la fracción solar con respecto a la incertidumbre de la temperatura de salida en todas las localidades de referencia.

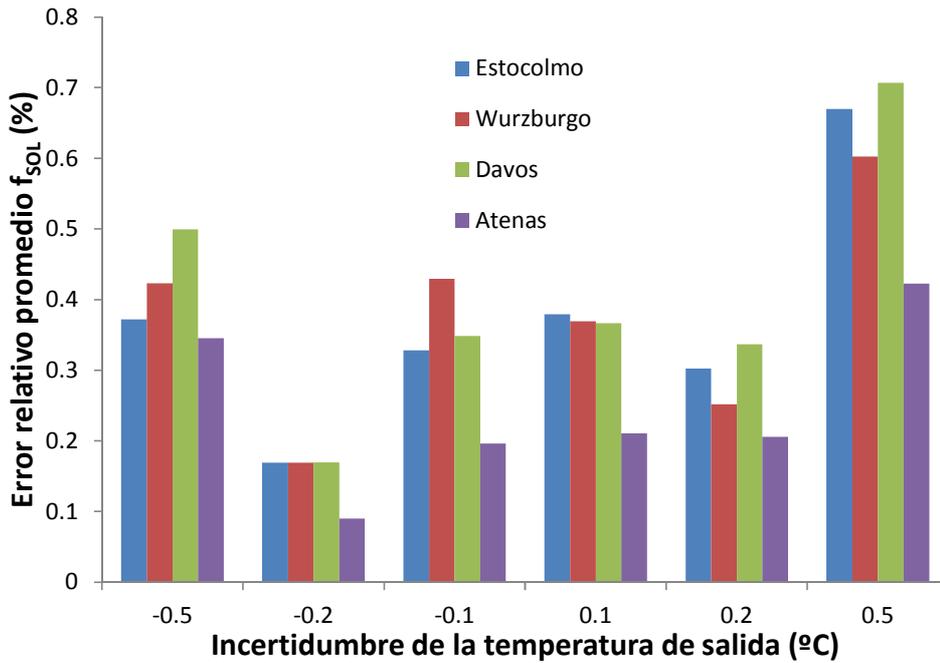
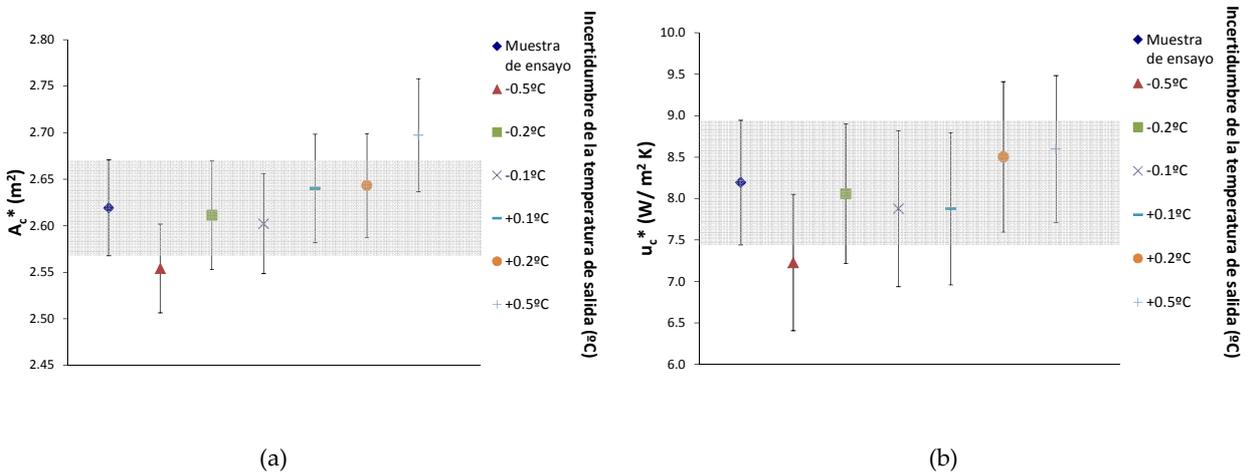


Figura 7-39. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura de salida en las localidades de referencia

El máximo error relativo promedio de la fracción solar es menor al 0.4% para las incertidumbre de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 ($\pm 0.1^\circ\text{C}$) y menor al 0.7% para otras incertidumbres analizadas ($\pm 0.2^\circ\text{C}$, $\pm 0.5^\circ\text{C}$). El mínimo valor del error relativo promedio de la fracción solar ocurre en la localidad de Atenas.

La Figura 7-40 muestra todos los coeficientes de la ecuación característica (A_c^* , u_c^* , U_c , C_s , D_L , S_c) con sus desviaciones estándar para la muestra de ensayo y los resultados obtenidos al modificar la incertidumbre de la temperatura de salida.



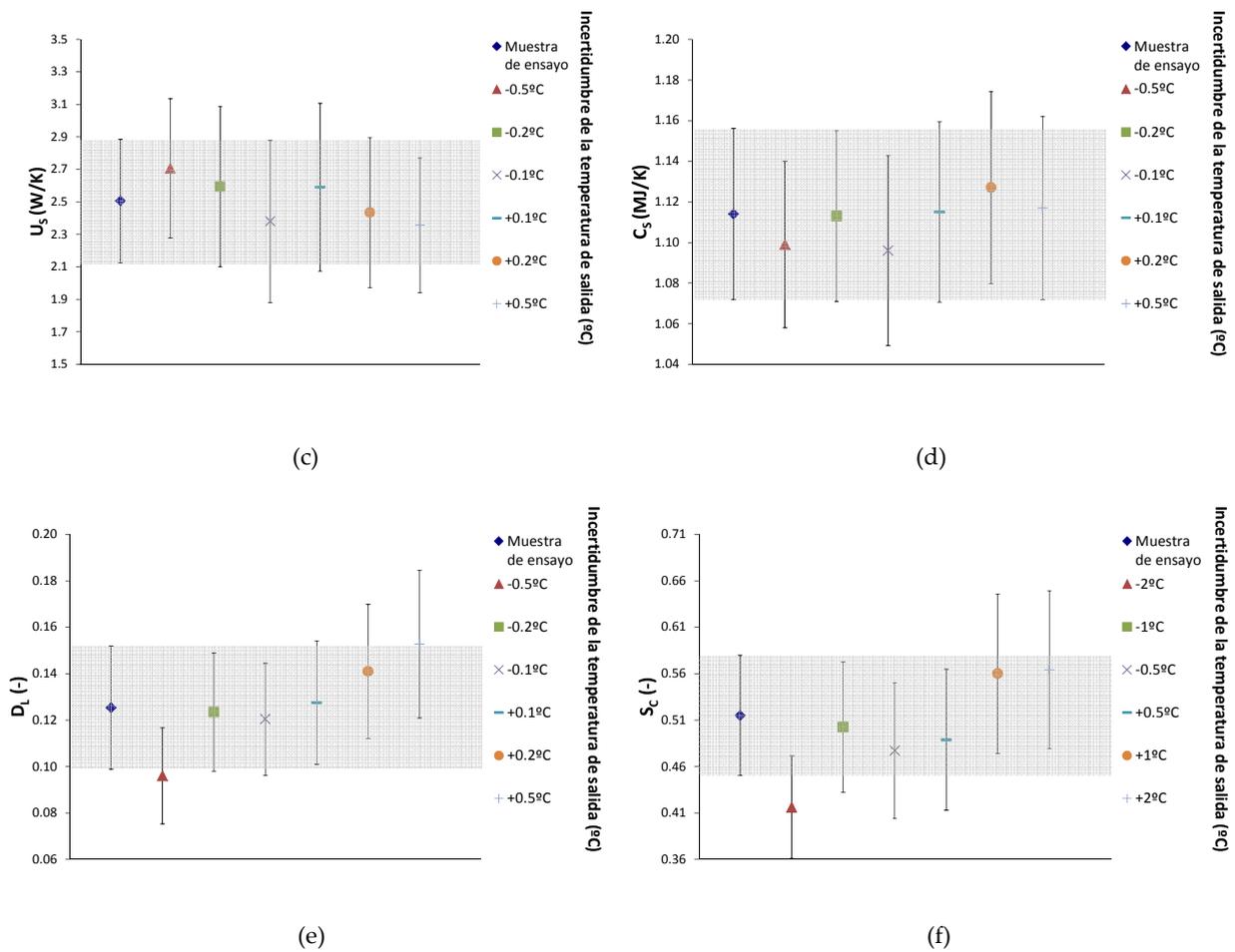
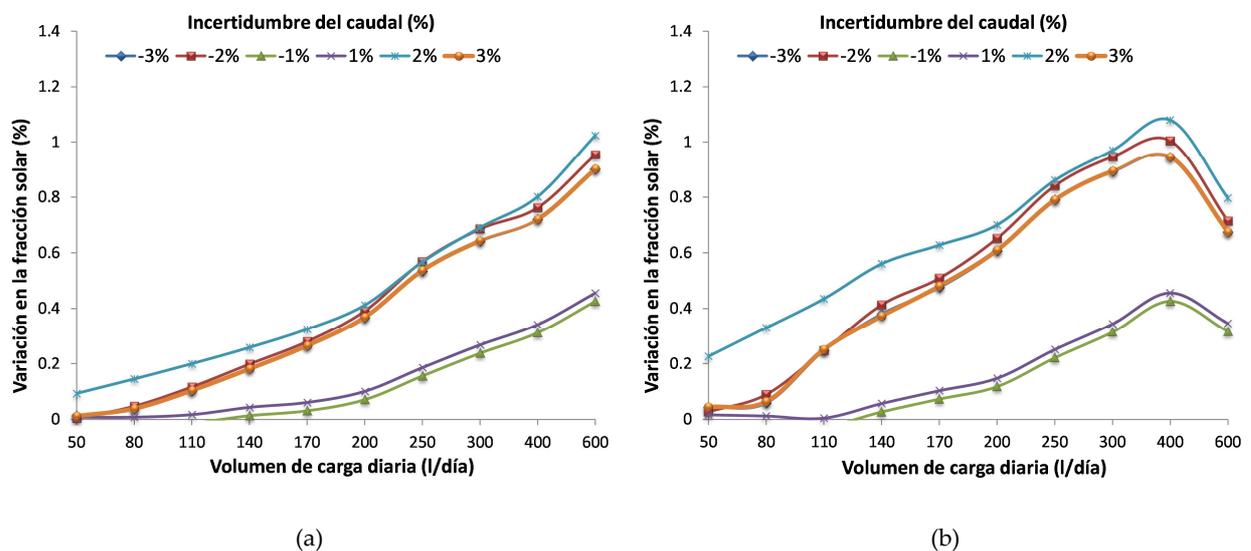


Figura 7-40. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida de la temperatura de salida. A_c^* (a) u_c^* (b) U_s (c) C_s (d) D_L (e) y S_c (f).

En todos los casos se produce una buena correlación entre los resultados de los coeficientes resultantes de la incertidumbre de la temperatura de salida con los de la muestra de ensayo.

Caudal

En la Figura 7-41 se representa la variación en la fracción solar, entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados obtenidos con todas las incertidumbres de medida del caudal (Tabla 7-30), en función del volumen de carga diaria.



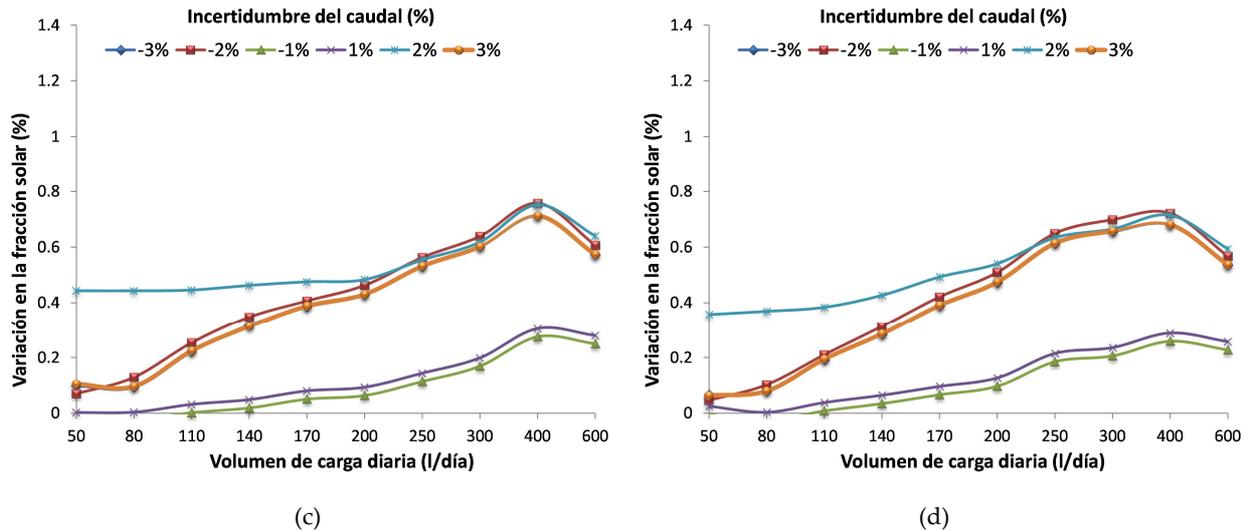


Figura 7-41. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida del caudal en Atenas (a) Davos (b) Wurzburg (c) y Estocolmo (d)

La máxima variación en la fracción solar obtenida entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados en todas las incertidumbres de medida del caudal (Tabla 7-30) es menor al 1.1% en todas las localidades de referencia. La máxima variación en la fracción solar es menor al 0.5% para las incertidumbres de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 ($\pm 1.0\%$) y menor al 1.1% para otras incertidumbres de medida propuestas ($\pm 2.0\%$, $\pm 3.0\%$).

La Figura 7-42 muestra el error relativo promedio de la fracción solar con respecto a la incertidumbre del caudal en todas las localidades de referencia.

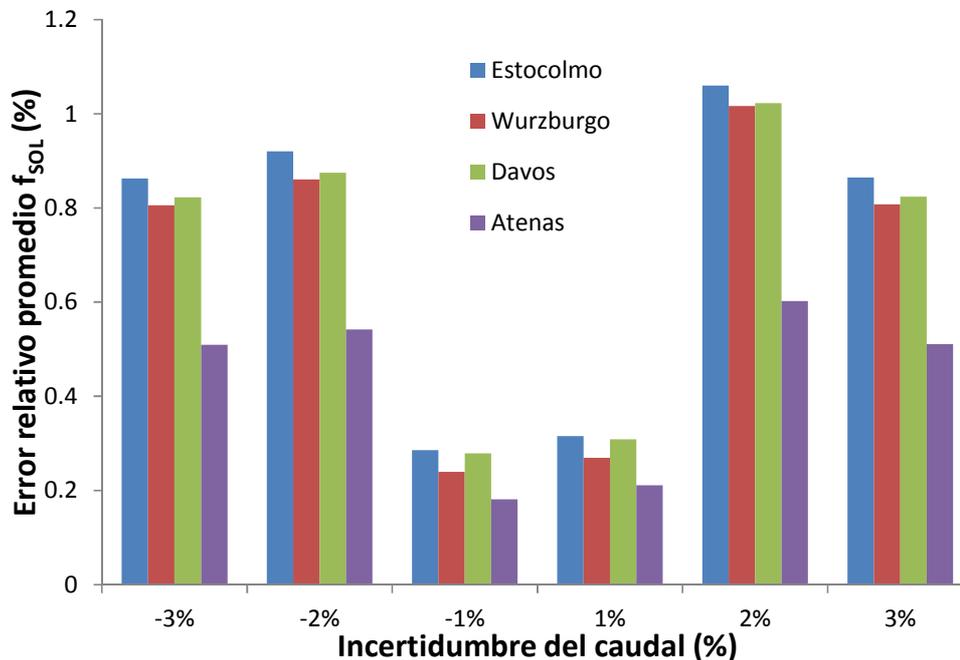


Figura 7-42. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida del caudal en las localidades de referencia

El máximo error relativo promedio de la fracción solar es menor al 0.4% para las incertidumbre de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 ($\pm 1.0\%$) y menor al 1.1% para otras incertidumbres analizadas ($\pm 2.0\%$, $\pm 3.0\%$).

La Figura 7-43 muestra todos los coeficientes de la ecuación característica (Ac^* , uc^* , U_c , C_s , D_L , S_c) con sus desviaciones estándar para la muestra de ensayo y los resultados obtenidos al modificar la incertidumbre del caudal.

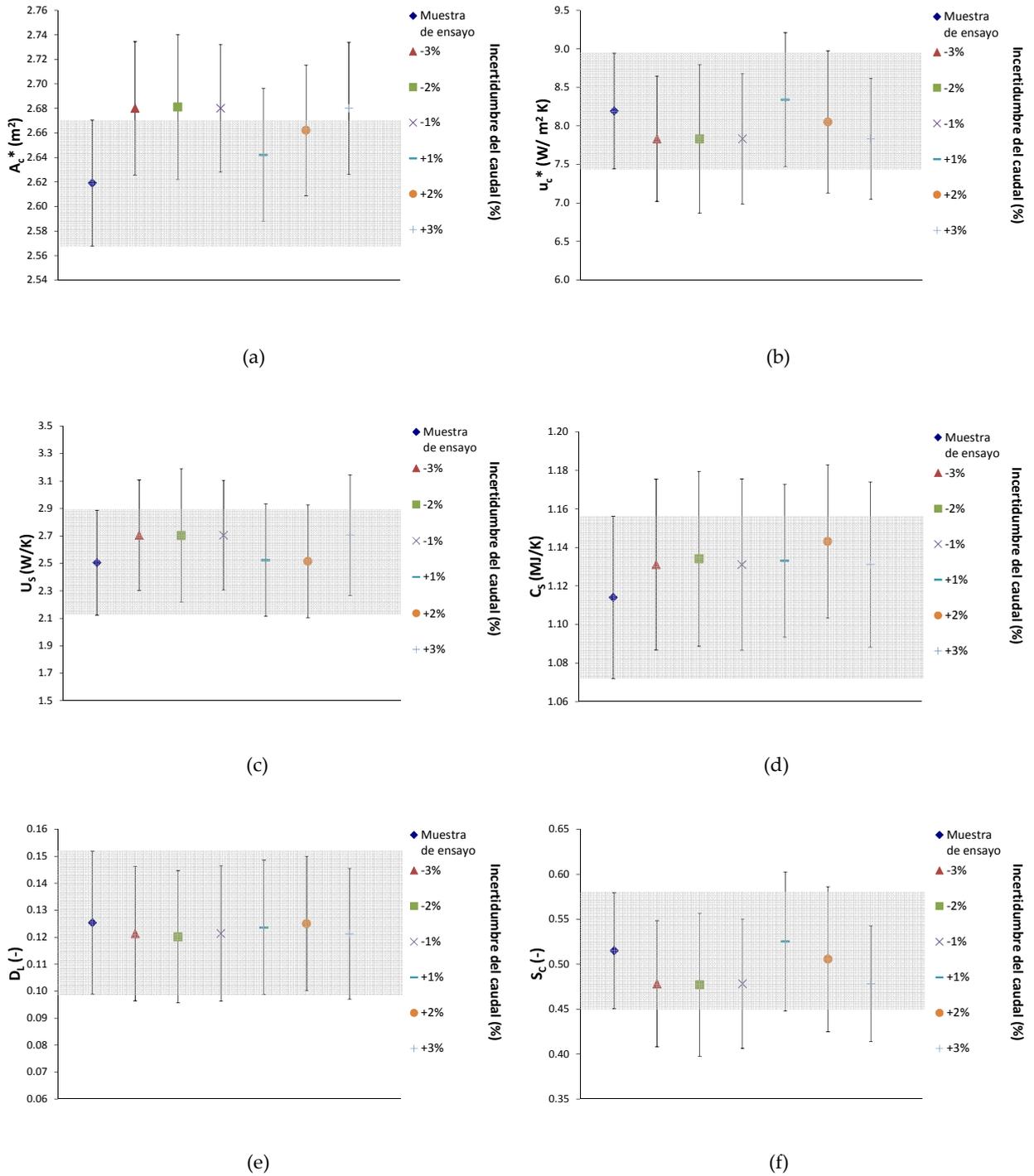


Figura 7-43. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida del caudal. A_c^* (a) u_{c^*} (b) U_s (c) C_s (d) D_L (e) y S_c (f).

En todos los casos se produce una buena correlación entre los resultados de los coeficientes resultantes de la incertidumbre del caudal con los de la muestra de ensayo.

Radiación solar

En la Figura 7-44 se representa la variación en la fracción solar, entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados obtenidos con todas las incertidumbres de medida de la radiación solar (Tabla 7-30), en función del volumen de carga diaria.

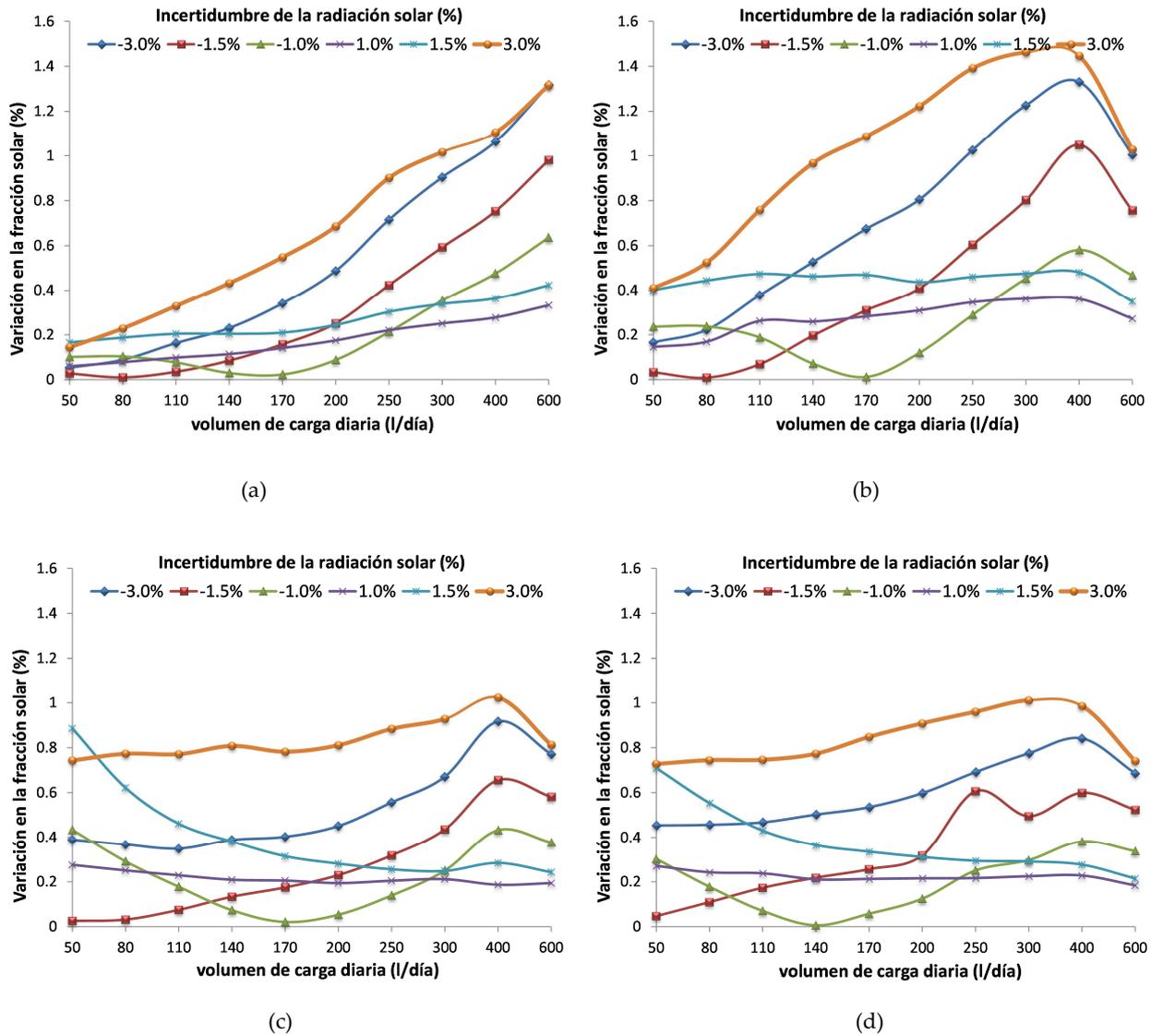


Figura 7-44. Influencia en la fracción solar al modificar las incertidumbres de medida de la radiación solar en Atenas (a) Davos (b) Würzburg (c) y Estocolmo (d)

La máxima variación en la fracción solar obtenida entre los resultados de la muestra de ensayo y los resultados en todas las incertidumbres de medida de la radiación solar (Tabla 7-30) es menor al 1.3% en todas las localidades de referencia. La máxima variación en la fracción solar es menor al 0.7% para las incertidumbres de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 ($\pm 1.0\%$) y menor al 1.3% para otras incertidumbres de medida propuestas ($\pm 1.5\%$, $\pm 3.0\%$).

La Figura 7-45 muestra el error relativo promedio de la fracción solar con respecto a la incertidumbre de la radiación solar en todas las localidades de referencia.

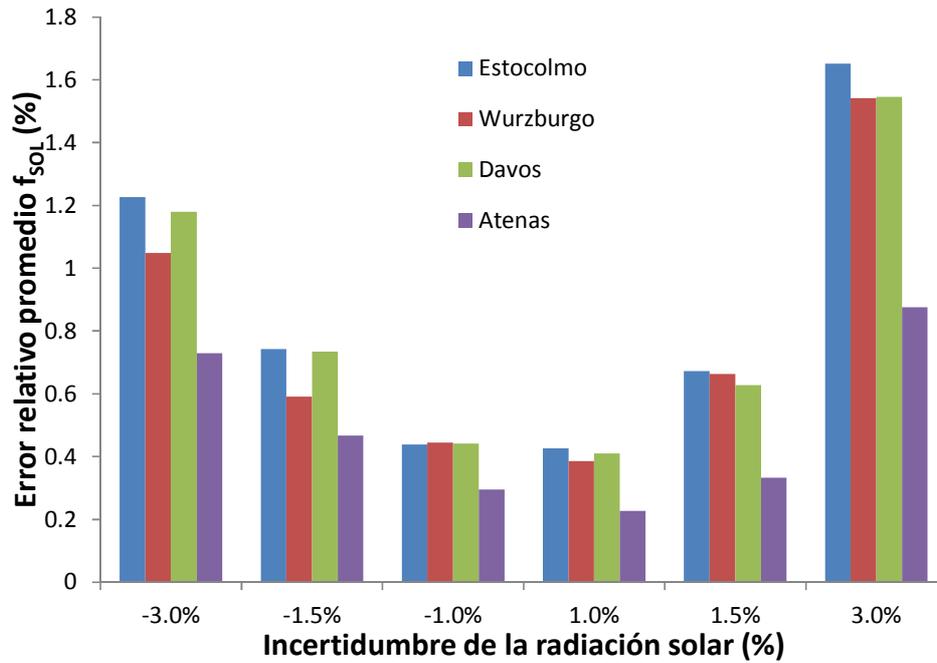
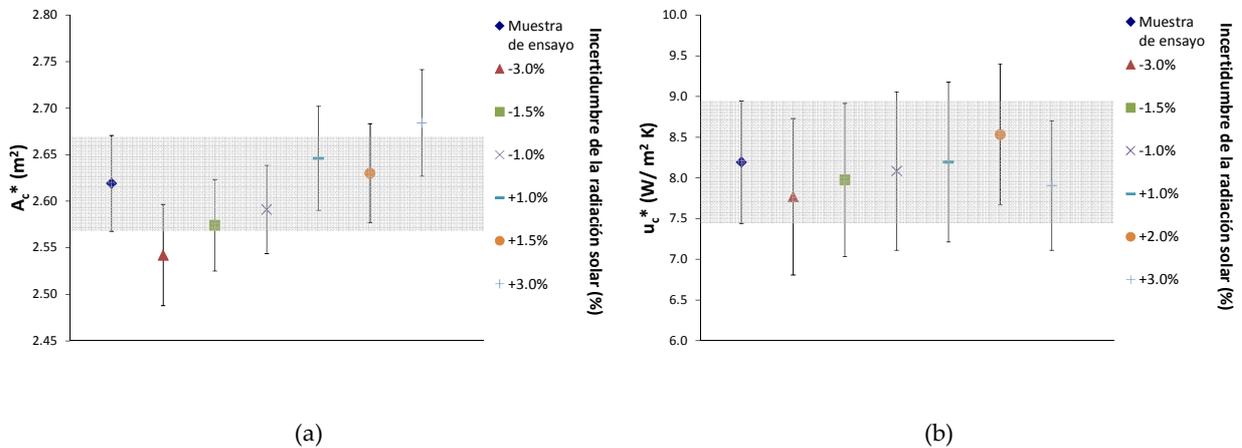


Figura 7-45. Error relativo de la fracción solar al modificar la incertidumbre de medida de la radiación solar en las localidades de referencia

El máximo error relativo promedio de la fracción solar es menor al 0.5% para las incertidumbre de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 ($\pm 1.0\%$) y menor al 1.6% para otras incertidumbres analizadas ($\pm 1.5\%$, $\pm 3.0\%$).

La Figura 7-46 muestra todos los coeficientes de la ecuación característica (A_c^* , u_c^* , U_c , C_s , D_L , S_c), con sus desviaciones estándar, para la muestra de ensayo y los resultados obtenidos al modificar la incertidumbre de la radiación solar.



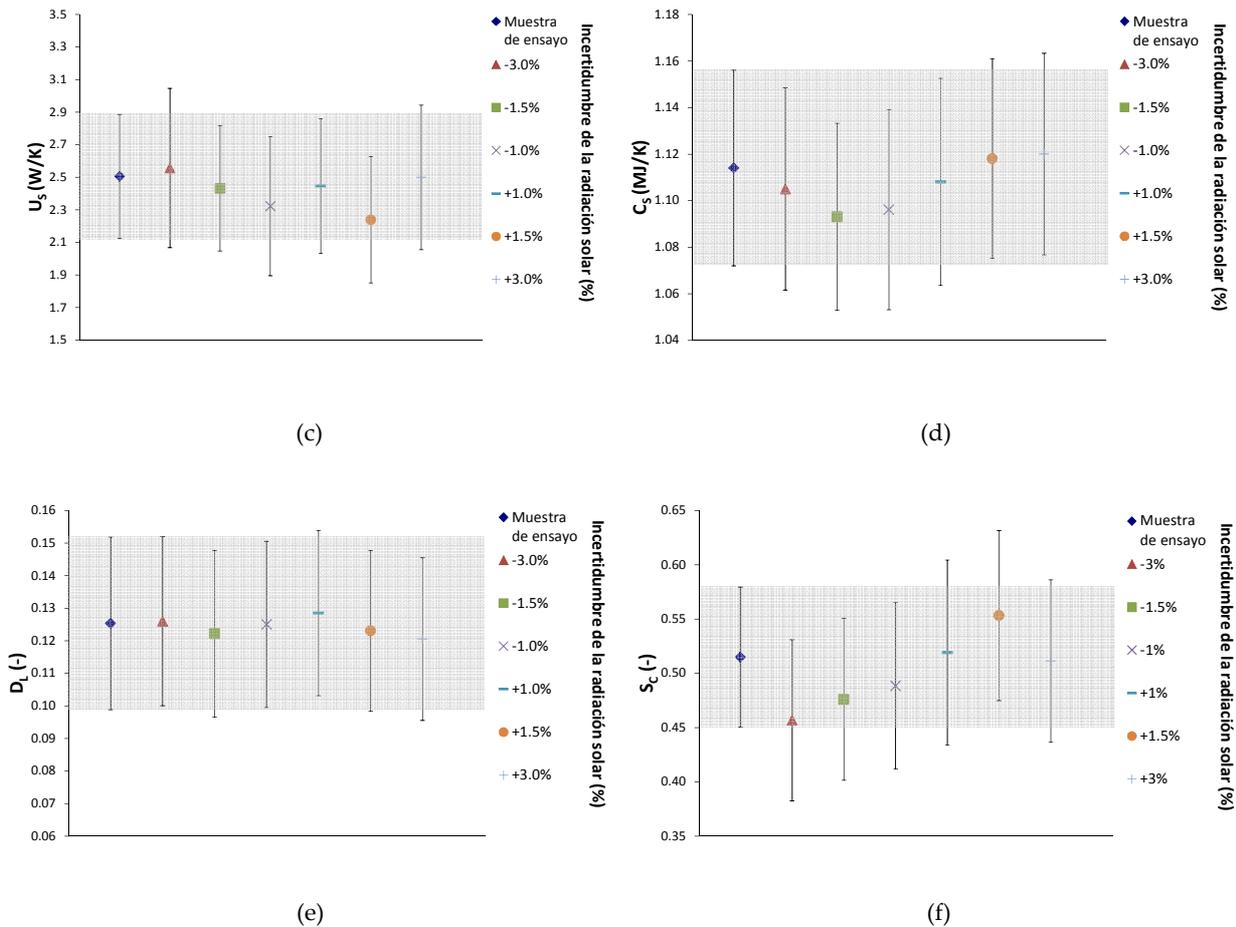


Figura 7-46. Coeficientes de la ecuación característica con sus desviaciones estándar al modificar la incertidumbre de medida de la radiación solar. A_c^* (a) u_c^* (b) U_s (c) C_s (d) D_L (e) y S_c (f).

En todos los casos se produce una buena correlación entre los resultados de los coeficientes resultantes de la incertidumbre de la radiación solar con los de la muestra de ensayo.

7.3.3. Conclusiones

Se ha analizado la influencia de las incertidumbres de medida de los parámetros de entrada (temperatura ambiente, temperatura del agua de entrada, temperatura del agua de salida, caudal y radiación solar) en la predicción a largo plazo (fracción solar) de la norma ISO 9459-5:2007, obteniendo las siguientes conclusiones:

- La máxima variación en la fracción solar cuando se usan las incertidumbres de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 varía entre el 0.5% aproximadamente (para la temperatura de salida y el caudal) e inferior al 1% (para la temperatura ambiente) considerando todos los volúmenes de carga diaria y localidades de referencia.
- La máxima variación en la fracción solar cuando se usan las nuevas incertidumbres propuestas en este estudio varía entre el 1% aproximadamente (para la temperatura de entrada, temperatura de salida y caudal) y el 2% (para la temperatura ambiente) considerando todos los volúmenes de carga diaria y localidades de referencia.
- El máximo error relativo promedio en la fracción solar cuando se usan las incertidumbres de medida de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 varía entre el 0.5% aproximadamente (para la temperatura de entrada, temperatura de salida, caudal y radiación solar) e inferior al 1% (para la temperatura ambiente) en todas las localidades de referencia.
- El máximo error relativo promedio en la fracción solar cuando se usan las nuevas incertidumbres propuestas en este estudio varía entre el 0.6% aproximadamente (para la temperatura de entrada y la

temperatura de salida) y el 2.3% (para la temperatura ambiente) en todas las localidades de referencia.

- Todas las desviaciones estándar de la ecuación característica (A_c^* , u_c^* , U_c , C_s , D_L , S_c), obtenidas de las incertidumbres de medida de todos los parámetros de entrada propuestos (Tabla 7-30), tienen una buena correlación con los de la muestra de ensayo.

Este estudio muestra que es posible incrementar los rangos de las incertidumbres de medida requeridos en la norma ISO 9459-5:2007 sin perder gran incertidumbre en los resultados obtenidos en la predicción a largo plazo (fracción solar).

7.4. Modificación del ensayo de protección contra sobretemperaturas de la norma EN 12976:2006.

En este apartado se analiza la metodología del ensayo de protección contra sobretemperaturas de acuerdo a la norma EN 12976:2006. También se presentan los resultados obtenidos mediante este ensayo, de 52 sistemas de circulación por termosifón y 7 sistemas de circulación forzada. Del mismo modo, se va a realizar un análisis crítico de esta metodología mediante el ensayo del mismo equipo en diferentes estaciones del año. Por último, se propone una modificación del número de días necesarios con radiaciones altas para que sea válido el ensayo de protección contra sobretemperaturas.

7.4.1. Metodología de ensayo norma EN 12976:2006

7.4.1.1. Objetivo

El propósito de este ensayo es determinar si los sistemas solares de calentamiento de agua están protegidos contra daños y si el usuario está protegido frente a agua caliente recalentada suministrada por el sistema después de periodos sin extracciones y/o fallo en la corriente eléctrica.

7.4.1.2. Equipos

Los aparatos que se requieren son los siguientes:

- Piranómetro.
- Sensor de temperatura ambiente.
- Caudalímetro.
- Banco de ensayo exterior.
- Un suministrador de agua controlado a una temperatura y presión.

7.4.1.3. Procedimiento de ensayo

El sistema, tanto el descrito en el manual de instalación como el instalado en la bancada de ensayos, debe ser comprobado en primer lugar en seguridad contra sobrecalentamientos. Por ejemplo, si las válvulas de seguridad y otros dispositivos de protección contra sobrecalentamientos están presentes y ubicados en el lugar correcto, si no hay válvulas de corte entre componentes y válvulas de descarga, etc. Para sistemas que contengan fluidos anticongelantes, no se debe superar la temperatura máxima admitida por las instrucciones del fabricante del anticongelante.

En el caso de usar materiales no metálicos en algún circuito, debe ser medida además la máxima temperatura en el circuito durante el ensayo de protección contra sobretemperaturas, para usarlo posteriormente en el ensayo de resistencia a presión.

El procedimiento de ensayo es el descrito a continuación:

- Montar el sistema solar de calentamiento de agua de acuerdo con las instrucciones de instalación con el campo de captadores orientados hacia el mediodía solar.
- Cargar el sistema desde la red de suministro de agua.
- Poner en marcha el sistema según las instrucciones de instalación.
- Operar un mínimo de 4 días consecutivos sin ninguna extracción de agua caliente y hasta que el campo de captadores haya sido expuesto 2 días consecutivos a una radiación solar que en el plano de captación exceda 20 MJ/m² por día y a una temperatura ambiente que exceda 20°C durante el mediodía solar.
- Desconectar toda corriente eléctrica del sistema y continuar operando el sistema hasta que la radiación solar en el plano de captadores haya excedido 20 MJ/m² por día o hasta que drene el campo de captadores.

- Empezar inmediatamente a extraer un volumen de agua mayor que el volumen total de agua del sistema a un caudal de 10 ± 1 l/min.

7.4.1.4. Resultados del ensayo

Se registrarán la marca, el modelo de identificación del sistema, la inclinación del campo de captadores, la temperatura de agua caliente extraída del sistema frente al tiempo y al volumen total de agua extraída, la presencia de vapor.

Se detallarán las condiciones del sistema y de los componentes individuales tras el ensayo o cualquier modo de fallo durante el mismo. En particular con respecto a algún defecto que pueda afectar a la utilidad del sistema como la deformación de tuberías y fugas de componentes o fluidos.

En caso que hubiera materiales no metálicos en algún circuito, se registra la máxima temperatura medida durante el ensayo.

7.4.2. Resultados obtenidos en banco de ensayo

7.4.2.1. Sistemas solares de circulación por termosifón

Se han realizado 52 ensayos de protección contra sobretemperaturas en sistemas solares prefabricados de circulación por termosifón. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 7-32. Resultados ensayos protección contra sobretemperaturas de sistemas de circulación por termosifón

Sistema	Tipo captador	Área apertura A (m ²)	Volumen V(l)	V/A (l/m ²)	Fecha inicio del ensayo	T _{max,ext} (°C)	H (MJ/m ²)	H _{media} (MJ/m ²)	T _{amb, mediodía, media} (°C)	Número de días > 20 MJ/m ²	Apertura de válvula	T _{max,tank} (°C)	Presión apertura válvula 1º (bar)
1	pintura negra	4.30	287	66.74	22-oct	80.5	81.77	16.35	23.26	3	NO	80	3.0
2	Selectivo	2.16	200	92.59	06-mar	87.6	106.01	21.20	23.12	3	NO	80	3.0
3	Selectivo	2.30	192	83.48	06-mar	93.3	106.51	21.30	23.17	3	NO	95	3.0
4	Selectivo	2.06	200	97.09	24-abr	76.2	133.97	22.33	23.41	4	NO	90	7.0
5	Selectivo	4.12	320	77.67	27-may	89.6	141.67	23.61	32.24	6	NO	90	7.0
6	Selectivo	3.60	280	77.78	24-abr	88.1	130.72	21.79	22.22	4	NO	94	3.5
7	Selectivo	2.00	192	96.00	10-jun	90.9	106.26	21.25	37.29	4	SI	94	3.5
8	Selectivo	1.80	145	80.56	13-jun	80.8	99.90	19.98	37.49	4	SI	94	3.5
9	Selectivo	4.00	282	70.50	01-jul	88.8	117.69	23.54	31.70	5	NO	120	7.0
10	Selectivo	3.84	300	78.13	26-jun	102.1	113.17	22.63	30.45	5	SI	90	2.5
11	Selectivo	1.92	200	104.17	02-oct	88.8	113.85	22.77	31.30	4	NO	90	2.5
12	Selectivo	1.92	150	78.13	09-oct	88.2	148.75	24.79	32.30	6	SI	90	2.5
13	Selectivo	4.00	282	70.50	15-oct	88.3	116.35	23.27	28.24	5	NO	120	7.0
14	Selectivo	2.00	187	93.50	15-oct	79.0	115.38	23.08	30.33	5	NO	120	7.0
15	Selectivo	3.76	300	79.79	17-mar	86.8	118.07	16.87	23.21	3	NO	90	2.5
16	Selectivo	2.20	155	70.45	19-mar	85.6	94.27	15.71	22.82	3	NO	90	3.5
17	Selectivo	2.20	195	88.64	07-may	76.6	118.90	19.82	21.85	4	SI	90	3.5
18	Selectivo	4.36	295	67.66	24-oct	87.8	110.35	22.07	27.31	5	SI	90	3.5
19	Selectivo	1.91	200	104.71	18-ago	98.8	123.92	24.78	37.38	5	SI	110	2.5
20	Selectivo	3.82	300	78.53	26-mar	83.3	90.06	18.01	21.19	3	NO	110	2.5
21	Selectivo	2.40	200	83.33	27-ago	95.6	123.95	24.79	38.28	5	SI	110	2.5
22	Selectivo	1.90	150	78.95	05-oct	94.5	137.54	19.65	25.73	4	SI	110	2.5
23	Selectivo	1.88	120	63.83	25-may	85.9	97.66	19.53	32.35	3	SI	150	3.0
24	Selectivo	1.88	120	63.83	25-may	75.9	99.35	19.87	31.52	3	NO	150	3.0

Sistema	Tipo captador	Área apertura A (m ²)	Volumen V(l)	V/A (l/m ²)	Fecha inicio del ensayo	T _{max,ext} (°C)	H (MJ/m ²)	H _{media} (MJ/m ²)	T _{amb, mediodía, media} (°C)	Número de días > 20 MJ/m ²	Apertura de válvula	T _{max,tank} (°C)	Presión apertura válvula 1º (bar)
25	pintura negra	1.88	120	63.83	08-jun	88.0	112.63	22.53	30.31	4	SI	150	3.0
26	pintura negra	1.88	120	63.83	08-jun	84.2	114.79	22.96	30.40	4	NO	150	3.0
27	Selectivo	1.77	115	64.97	17-jul	89.9	123.15	24.63	34.11	4	SI	94	3.0
28	Selectivo	3.84	200	52.08	03-sep	118.9	123.52	24.70	35.11	5	SI	203	2.5
29	Selectivo	4.22	300	71.09	04-nov	94.2	100.38	20.08	19.27	3	SI	90	3.0
30	Selectivo	3.72	273	73.39	16-jul	94.5	130.72	26.14	33.92	5	SI	90	2.5
31	Selectivo	4.76	290	60.92	21-dic	84.1	105.91	21.18	20.29	5	NO	95	3.0
32	pintura negra	3.76	200	53.19	21-mar	83.8	104.29	20.86	23.97	4	NO	90	2.5
33	Selectivo	3.76	200	53.19	10-abr	86.4	126.91	21.15	20.26	4	NO	90	2.5
34	Selectivo	4.02	300	74.63	15-sep	78.3	114.55	22.91	33.48	4	SI	90	3.0
35	Selectivo	3.82	300	78.53	29-may	78.3	146.41	20.92	33.65	5	SI	110	2.5
36	Selectivo	3.88	300	77.32	10-abr	74.9	129.19	21.53	20.33	4	NO	95	2.5
37	pintura negra	3.76	200	53.19	21-mar	71.5	104.32	20.86	23.72	4	NO	90	2.5
38	Selectivo	5.97	320	53.60	05-jul	111.6	111.81	22.36	31.41	5	SI	100	3.0
39	Selectivo	3.54	280	79.10	06-jul	80.4	123.72	24.74	33.88	5	SI	93-98	3.0
40	Selectivo	4.64	279	60.13	19-sep	99.6	111.81	22.36	31.41	4	SI	90	3.0
41	Selectivo	4.20	230	54.76	07-dic	80.4	73.72	14.74	18.08	2	NO	110	3.5
42	Selectivo	4.80	300	62.50	09-oct	95.9	117.61	23.52	28.97	5	SI	110	2.5
43	Selectivo	4.46	300	67.26	07-ago	117.0	124.06	24.81	33.30	5	SI	110	3.0
44	Selectivo	3.88	300	77.32	21-mar	91.3	109.03	21.92	22.21	4	NO	95	3.0
45	Selectivo	3.84	200	52.08	20-may	102.7	106.19	21.24	23.19	4	NO	110	3.0
46	Selectivo	4.72	292	61.86	05-nov	74.3	81.45	16.29	20.22	3	NO	90	3.0
47	Selectivo	3.76	197	52.39	07-may	97.5	132.32	26.46	32.86	5	NO	90	2.5
48	pintura negra	3.76	197	52.39	07-may	88.0	132.83	26.57	32.88	5	NO	90	2.5
49	Selectivo	3.92	170	43.37	19-jun	107.6	123.1	24.62	34.27	5	SI	90	3.0

Sistema	Tipo captador	Área apertura A (m ²)	Volumen V(l)	V/A (l/m ²)	Fecha inicio del ensayo	T _{max,ext} (°C)	H (MJ/m ²)	H _{media} (MJ/m ²)	T _{amb, mediodía, media} (°C)	Número de días > 20 MJ/m ²	Apertura de válvula	T _{max,tank} (°C)	Presión apertura válvula 1º (bar)
50	pintura negra	1.97	120	60.91	18-jun	82.1	122.79	24.56	34.51	5	SI	90	3.0
51	Selectivo	4.80	300	62.50	11-nov	84.8	105.8	21.16	24.44	5	SI	102	2.5
52	Selectivo	6.03	405	67.16	01-jun	105.8	124.67	24.93	31.10	5	NO	105	2.5

- La temperatura máxima alcanzada durante la extracción, de los 52 sistemas de circulación por termosifón, es de 118.9°C. Dicha temperatura se obtiene en un ensayo realizado a primeros del mes de septiembre, a un sistema con captadores selectivos con relación volumen/área de 52.08 l/m².
- La temperatura mínima alcanzada durante la extracción, de los 52 sistemas de circulación por termosifón, es de 71.5°C. Dicha temperatura se obtiene en un ensayo realizado en el mes marzo, a un sistema con captadores de pintura negra con relación V/A de 53.19 l/m².

7.4.2.2. Sistemas solares de circulación forzada

Se han llevado a cabo 7 ensayos de protección contra sobretemperaturas en sistemas solares prefabricados de circulación forzada. En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 7-33. Resultados ensayos protección contra sobretemperaturas sistemas de circulación forzada

Sistema	Tipo captador	Área apertura A (m ²)	Volumen (l)	V/A (l/m ²)	Fecha de ensayo	T _{max, ext} (°C)	H (MJ/m ²)	H _{media} (MJ/m ²)	T _{amb, mediodía, media} (°C)	Número de días > 20 MJ/m ²	Apertura de válvula	T _{max, tank} (°C)	Presión apertura válvula 1º (bar)	T _{parada, bomba} (°C)
1	Selectivo	3.02	200	66.23	08-jun	83.9	114.98	22.99	30.07	4	NO	150	6.0	80
2	pintura negra	3.02	200	66.23	25-may	79.6	99.39	19.87	31.47	3	NO	150	6.0	80
3	Selectivo	6.00	420	70.00	04-nov	85.3	101.7	20.34	19.44	3	NO	90	8.0	90
4	Selectivo	5.76	290	50.35	22-nov	106.2	106.16	15.17	19.87	4	SI	100	3.0	99
5	Selectivo	5.97	350	58.63	11-oct	88.5	113.26	22.65	27.42	4	SI	100	8.0	90
6	Selectivo	4.80	280	58.33	02-sep	89.1	99.88	19.97	29.28	5	NO	95	2.5	95
7	Selectivo	3.84	280	72.92	18-ago	94.6	127.03	25.40	33.08	5	NO	95	2.5	95

- La temperatura máxima alcanzada durante la extracción es de 106.2°C. Dicha temperatura se obtiene en un ensayo realizado a finales del mes de noviembre, a un sistema con captadores selectivos con relación V/A de 50.35 l/m².
- La temperatura mínima alcanzada durante la extracción es de 79.6°C. Dicha temperatura se obtiene en un ensayo realizado a finales del mes de mayo a un sistema con captadores de pintura negra con relación V/A de 66.23 l/m².
- En todos los ensayos actúa la parada de la bomba como mecanismo de protección contra la sobretemperaturas del acumulador.

7.4.3. Ensayo de protección contra sobretemperaturas del mismo sistema en diferentes épocas del año

En este capítulo se compara los resultados obtenidos a un mismo sistema solar prefabricado, de circulación por termosifón, ensayado en dos periodos de tiempos diferentes (Marzo y Agosto). Se trata de un sistema de 300 litros de volumen y dos captadores selectivos con 3.82 m² de área total de apertura.

7.4.3.1. Ensayo 1. Marzo

El primer ensayo de protección contra sobretemperaturas se realiza en el mes de Marzo. La temperatura máxima alcanzada tras 5 días de ensayo es de 81.5°C. En la Tabla 7-34 se presenta la radiación solar diaria en el plano de captación y la temperatura ambiente del mediodía solar obtenida durante el ensayo.

Tabla 7-34. Días del ensayo de sobretemperaturas realizado en mes de Marzo

Fecha de ensayo	H (MJ/m ²)	T _{amb, mediodía} (°C)
26-mar	25.60	29.03
27-mar	20.29	26.43
28-mar	11.39	17.71
29-mar	11.19	14.10
30-mar	21.59	18.66

En la Figura 7-47 se representa la temperatura de extracción respecto al volumen extraído.

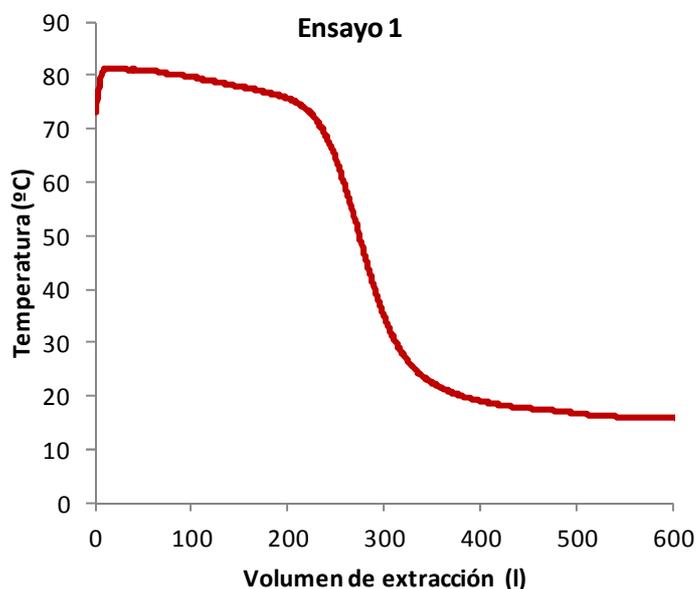


Figura 7-47. Evolución de la temperatura respecto al volumen de extracción. Ensayo 1

7.4.3.2. Ensayo 2. Agosto

El segundo ensayo de protección contra sobretemperaturas se realiza en el mes de Agosto. La temperatura máxima alcanzada tras 5 días de ensayos es de 110.5°C. En la Tabla 7-35 se representa la radiación solar diaria y la temperatura ambiente del mediodía solar obtenidas durante este ensayo.

Tabla 7-35. Días del ensayo de sobretemperaturas realizado en el mes de Agosto

Fecha de ensayo	H (MJ/m ²)	T _{amb, mediodía} (°C)
19-ago	24.58	34.34
20-ago	25.46	38.75
21-ago	24.68	40.74
22-ago	25.21	39.03
23-ago	26.12	36.31

En la Figura 7-48 se representa la temperatura de extracción respecto al volumen extraído.

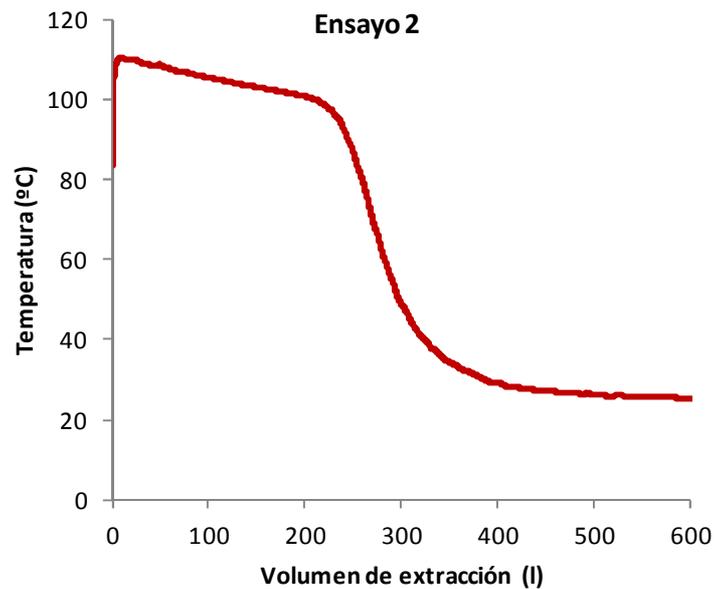


Figura 7-48. Evolución de la temperatura respecto al volumen de extracción. Ensayo 2

7.4.3.3. Análisis de resultados

Tras realizar el ensayo de protección contra sobretemperaturas al mismo sistema en diferentes estaciones del año, marzo y agosto, se puede observar una gran diferencia en la temperatura máxima del agua que se alcanza en la extracción. El ensayo realizado en el mes de Marzo alcanza la temperatura de 81°C, mientras que el ensayo realizado en el mes de Agosto 110°C.

7.4.4. Conclusiones. Modificación del ensayo de protección contra sobretemperaturas

Del estudio de los ensayos de protección contra sobretemperaturas de los 59 sistemas ensayados, se obtienen las siguientes conclusiones:

- La temperatura máxima alcanzada durante la extracción, de los 52 sistemas de circulación por termosifón ensayados, es de 118.9°C.
- La temperatura máxima alcanzada durante la extracción, de los 7 sistemas de circulación forzada ensayados, es de 106.2°C.
- En varios sistemas se alcanza una temperatura máxima de extracción superior a la temperatura máxima que es capaz de soportar el acumulador.
- Tras realizar el ensayo de protección contra sobretemperaturas al mismo sistema en diferentes estaciones del año, se puede observar una gran diferencia en la temperatura máxima del agua que se alcanza en la extracción. El ensayo realizado en el mes de Marzo alcanza la temperatura de 81°C, mientras que el ensayo realizado en el mes de Agosto 110°C.

Por tanto, el sistema alcanzará más o menos temperatura dependiendo de la estación del año que se realice el ensayo de protección contra sobretemperaturas. Para que el ensayo de protección contra sobretemperaturas no sea dependiente de los días de ensayo que vienen determinados fundamentalmente por la época del año, se propone que los 5 días de ensayos tengan radiaciones superiores a 20 MJ/m² y con una temperatura ambiente que exceda de 20°C durante el mediodía solar (si el ensayo es realizado en exterior) o que dichas pruebas sean realizadas en un simulador solar (interior).

Se vuelve a realizar el ensayo de protección contra sobretemperaturas en el mes de marzo para el sistema del apartado 7.4.3, con las condiciones anteriormente citadas de radiación y temperatura ambiente en el mediodía solar. En este caso, la temperatura máxima del agua alcanzada durante la extracción fue de 98°C.

7.5. Modificación del ensayo de protección contra heladas de la norma EN 12976:2006 para sistemas que usan fluido anticongelante

En este apartado se estudia los diferentes mecanismos de protección contra heladas de la norma EN 12976:2006 y se expone los resultados obtenidos en el banco de ensayo. Además, se analiza los diferentes mecanismos de degradación del anticongelante (mezcla propilenglicol-agua) y se observan los ensayos de degradación en bibliografía. Por otro lado, se realizan ensayos de degradación a 7 tipos de anticongelantes, 6 de ellos comerciales. Por último, se propone una mejora de la norma EN 12976:2006, para los sistemas que usan fluido anticongelante.

7.5.1. Metodología de ensayo de protección contra heladas norma EN 12976:2006

El fabricante debe fijar la temperatura mínima permitida por el sistema. Las partes del sistema que estén expuestas al exterior deben ser capaces de soportar la temperatura especificada sin daños permanentes en el sistema.

El fabricante debe describir el método de protección contra heladas usado por el sistema.

Cualquier componente interior que vaya a ser instalado en lugares donde la temperatura pueda descender por debajo de los 0°C, debe estar protegido contra heladas.

Las siguientes comprobaciones se dan para asegurar que los dispositivos para la protección contra heladas están funcionando correctamente.

El dispositivo se debe comprobar de acuerdo con la sección apropiada de la lista siguiente, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.

7.5.1.1. Sistemas que usan fluido anticongelante

Los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura ambiente se llenan con fluido anticongelante, normalmente una mezcla de glicol/agua, teniendo un punto de congelación suficientemente bajo.

Para esto sistemas, no hay que realizar ningún ensayo. Sin embargo, si no están disponibles suficientes datos sobre el punto de congelación del fluido anticongelante, el punto de congelación debe medirse y comprobarse contra la mínima temperatura dada por el fabricante.

Se comprueba el punto de congelación midiendo la concentración de glicol (por ejemplo, usando un refractómetro portátil). El punto de congelación debería ser como el recomendado por el fabricante en concordancia con el clima local (temperatura mínima esperada del aire, enfriamiento radiactivo de los captadores).

7.5.1.2. Sistemas de drenaje con recuperación

El fluido en los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura es drenado al depósito de acumulación para su posterior uso cuando hay peligro de heladas.

Las tuberías del circuito de captadores deberían ser conformes a las recomendaciones del fabricante en el manual del instalador, y si no existe instrucción, de acuerdo con las condiciones de referencia dadas en el anexo B de la norma EN 12976-2:2006 (longitud de tuberías, diámetro de tuberías, etc.)

El llenado puede observarse a través del manómetro o a través de un indicador de nivel de agua. Se enciende la bomba, y se observa el manómetro o el indicador del nivel de agua. Si el sistema no incluye un manómetro o indicador de nivel de agua, se deben usar otros métodos proporcionados por el fabricante para comprobar el llenado, de acuerdo al manual de instrucciones.

El drenaje puede observarse a través de la reducción en la lectura del manómetro o indicador del nivel de agua. Se apaga la bomba, y se observa el manómetro o indicador del nivel de agua. Si el sistema no incluye un manómetro o indicador de nivel de agua, se deben usar otros métodos proporcionados por el fabricante para comprobar el llenado, de acuerdo al manual de instrucciones. Podría ser necesario repetir la comprobación a altas temperaturas en la acumulación (90°C) para asegurar el drenaje en todas las situaciones (Ver

procedimiento ensayo de protección contra sobretemperaturas del apartado 7.4.1).

7.5.1.3. Sistemas con drenaje al exterior

El fluido en los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura ambiente, es drenado y tirado al exterior cuando existe peligro de heladas.

Se comprueba la correcta apertura y cierre de la válvula.

Si existe una válvula solenoide de drenaje independiente de la unidad de control, se simula la temperatura de apertura.

Si existe una válvula de protección contra heladas no eléctrica, se puede hacer una comprobación usando un spray congelante. El elemento sensor de temperatura debe rociarse. Hay que comparar la temperatura medida de la válvula abierta con la temperatura nominal dada por el fabricante. Es importante que la parte del sensor de la válvula de protección contra heladas esté ubicada correctamente.

Las tuberías del circuito de captadores deberían ser conformes a las recomendaciones del fabricante en el manual del instalador, y si no existe instrucción, de acuerdo con las condiciones de referencia dadas en el anexo B de la norma EN 12976-2:2006 (longitud de tuberías, diámetro de tuberías, etc.)

Se abre la válvula de drenaje manualmente y se mide el fluido drenado con un depósito y un cronómetro.

Si el sistema usa una válvula de protección contra heladas operada eléctricamente, el drenaje se debe comprobar interrumpiendo la potencia.

7.5.1.4. Protección contra heladas y funciones de control combinadas

Para sistemas en los que la protección contra heladas y las funciones de control estén combinadas, la unidad de control se debe comprobar como sigue:

Se ajusta la temperatura simulada del sensor de protección contra heladas a un valor que desactive la protección contra heladas. Se disminuye la temperatura simulada lentamente. Se mide la temperatura del actuador relacionado. Se compara con el valor nominal dado por el fabricante.

7.5.1.5. Otros sistemas

Para todos los demás sistemas, se debe comprobar el sistema de control de bombeo, la válvula de drenaje al exterior o cualquier dispositivo o sistema de protección contra heladas según las especificaciones del fabricante y la mínima temperatura permitida especificada por el fabricante. Para sistemas Integrados, u otros sistemas solares domésticos de calentamiento de agua con el depósito ubicado al exterior, deben llevarse a cabo ensayos especiales de resistencia a heladas, como se describe en el capítulo C.1 de la norma EN 12976-2:2006 (Ensayos en cámara climática).

7.5.2. Resultados obtenidos en banco de ensayo

60 sistemas (53 sistemas de circulación por termosifón y 7 sistemas de circulación forzada) han sido ensayados de acuerdo al ensayo de protección contra heladas de la norma EN 12976:2006. Todos ellos tienen anticongelante como mecanismo de protección contra heladas. Los fabricantes aportan el punto de congelación del fluido anticongelante en función de la mezcla realizada de propilenglicol y agua.

Los sistemas de circulación forzada tienen además otro mecanismo de protección contra heladas (Protección contra heladas y funciones de control combinadas). Todos los sistemas pasan satisfactoriamente el ensayo de heladas descrito en el capítulo 7.5.1.4.

7.5.3. Degradación del anticongelante

La mezcla agua-propilenglicol es el mecanismo de protección contra heladas más utilizado en los sistemas solares prefabricados de ACS. Este apartado se dedica al estudio de la degradación del mismo con el paso del tiempo.

7.5.3.1. Mecanismos de degradación

En general, hay dos caminos diferentes de degradación del glicol: Degradación térmica y degradación oxidativa [70]

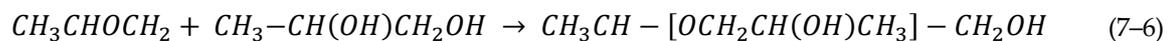
Degradación térmica

La degradación térmica se origina por un sobrecalentamiento local durante el estancamiento [71]. Las reacciones llevadas a cabo se ilustran en las ecuaciones 7-5 y 7-6.

El deterioro térmico del propilenglicol es producto de una reacción de eliminación. El mecanismo es el siguiente:



Las cadenas de tres enlaces hacen a los epóxidos altamente reactivos. Así, la degradación puede ocurrir por ejemplo cuando el óxido de propileno reacciona con el propilenglicol. Esto requiere un medio ligeramente ácido normalmente presente en los captadores solares térmicos.



Los productos de degradación del propilenglicol pueden ser óxidos de propileno, 2,2 oxybis etanol y otros varios derivados orgánicos del propileno incluyendo el benzoato mono propileno- un éster entre el benzoato del inhibidor y propilenglicol, di- y tripropilenglicol tanto como ésteres del ácido benzoico [72].

Degradación Oxidativa

La base de este deterioro es básicamente aire y calor, los cuales son unas condiciones normales para una enorme mayoría de sistemas solares de ACS. El mecanismo de degradación es bastante complejo. En general, la degradación oxidativa a través de oxígeno molecular implica radicales como intermedios.

Los radicales reaccionan con parte del glicol oxidado y forma un compuesto inestable el cual se puede reorganizar una más degradada pero estable forma y un nuevo radical.

En general, una reacción de radicales implica 3 pasos: Iniciación, propagación y terminación.

Iniciación: Los radicales están formados. Este es la base para el comienzo de la reacción.

Propagación: Continuación de las reacciones entre radicales formados y oxígeno libre. Productos intermedios formados durante la propagación pueden ser nuevos radicales y compuestos inestables.

Terminación: Combinación de radicales formando compuestos estables y reordenamiento de compuestos inestables también conduce a productos estables.

A continuación se muestran los pasos de reacción más importantes en la degradación del propilenglicol [73].



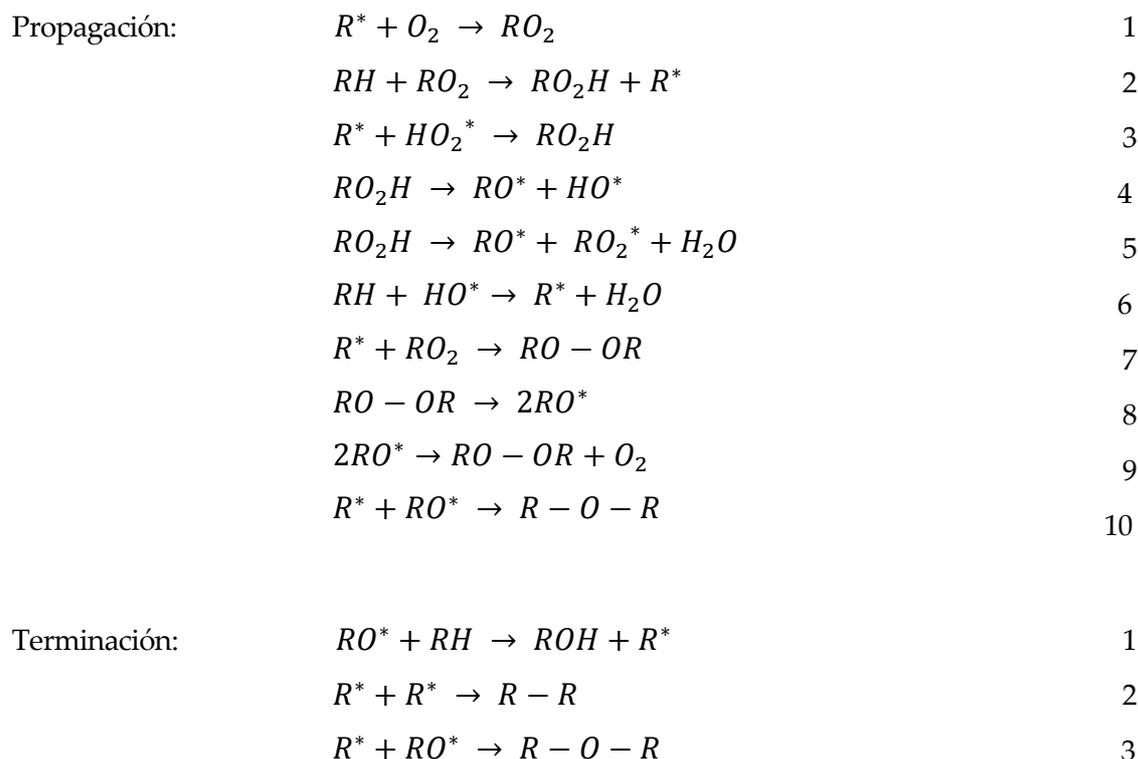


Figura 7-49. Reacciones de degradación oxidativa.

Para entender más fácil las reacciones de radicales, a continuación se muestra un ejemplo de degradación del propilenglicol.

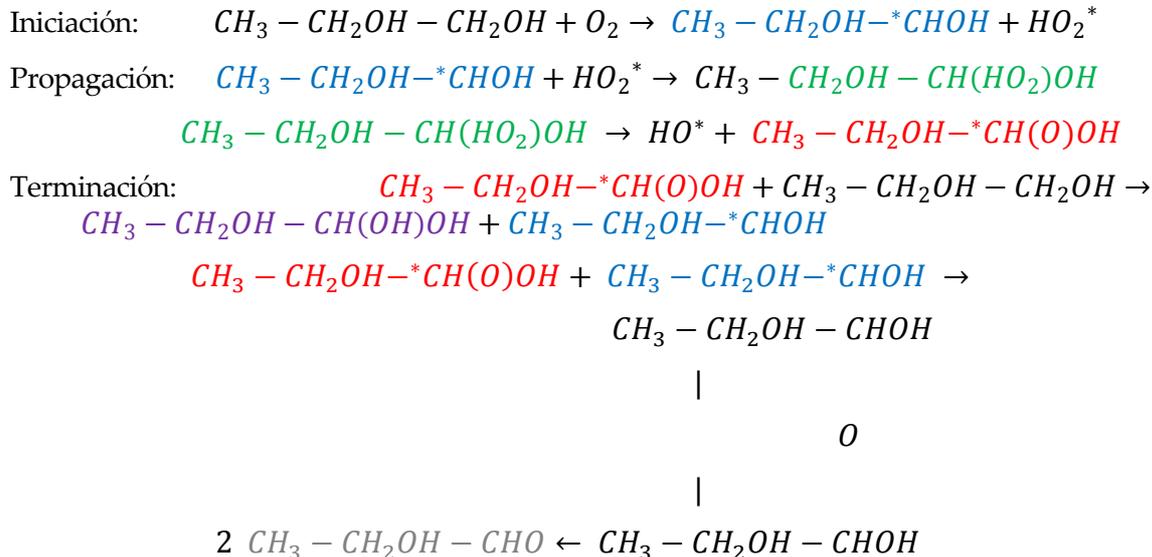


Figura 7-50. Ejemplo del curso de la degradación oxidativa-etapa temprana.

Los mecanismos alterados como procesos de deterioro y las condiciones químicas cambian. Esta aplicación primaria de las etapas de propagación son algunas de las reacciones en serie, algunas necesitan condiciones específicas para que puedan suceder, por ejemplo un ambiente ácido (Figura 7-51). Las reacciones llevadas cabo en la Figura 7-50 corresponden a una etapa temprana en el curso de la degradación.

Un ejemplo de posible reacción más tardía en el curso de la degradación se muestra en la Figura 7-51. Estas reacciones requieren un medio ácido.

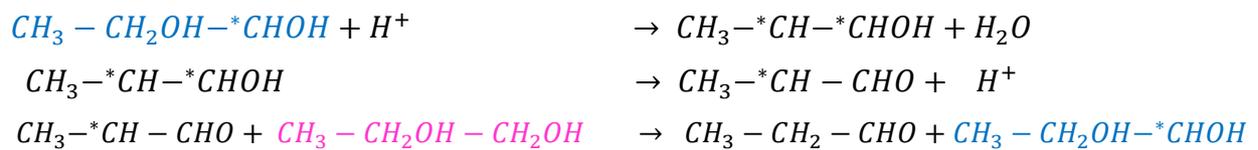


Figura 7-51. Ejemplo del curso de la degradación oxidativa-etapa tardía.

Las reacciones de las Figura 7-50 y Figura 7-51 son un pequeño segmento de las posibles reacciones que pueden ocurrir y son usadas por ilustrar la complejidad del patrón de deterioro.

7.5.3.2. Ensayos de degradación en bibliografía

En esta sección se realiza un análisis bibliográfico para ver cómo se degrada el propilenglicol con el tiempo a temperaturas elevadas. Se observan dos tipos de artículos, unos relacionados la caída de pH y otros con estudios cromatográficos de degradación.

Estudio de pH

El artículo realizado por James R. CLIFTON [74] muestra el comportamiento del pH con el paso del tiempo de una mezcla al 66% de propilenglicol para diferentes temperaturas de uso 75, 86 y 101°C, diferentes materiales de uso, aluminio, cobre y no metal, diferentes condiciones de aireación, aire comprimido y N₂ (g) purificado y la inclusión o no de diferentes aditivos a la mezcla. El pH de la muestra inicial es de 8.1.

A continuación se resumen las conclusiones de este artículo:

- Todas las soluciones producen productos ácidos de degradación, como indica el decrecimiento de sus valores de pH.
- El decrecimiento del pH en las soluciones de reacción es dependiente con la temperatura, con valores de pH más bajos resultantes del calentamiento a 101°C. Cuando se lleva a cabo un calentamiento sin aireación durante 3360 h (140 d) a 101°C en presencia de los metales cobre o aluminio, las soluciones de glicol muestran un descenso en el valor del pH menor a 4. Bajo condiciones de ausencia de metal, en valor de pH cae a 2.
- El estudio examina el efecto del uso de aditivos para prevenir el decrecimiento de los valores de pH de las soluciones de glicol bajo calentamiento. Se pudo observar que se producen soluciones ácidas, pero en menor medida que las soluciones sin aditivos.

El artículo realizado por el Danish Technological Institute [70] muestra el comportamiento del pH con el paso del tiempo de diferentes anticongelantes comerciales, con aditivos y sin aditivos, cuando se exponen los mismos a una temperatura sobre 185 °C sin presencia adicional del oxígeno. Tras la realización de dichos ensayos se pudo concluir:

- Para todos los líquidos, el pH es significativamente menor a la muestra inicial. El nivel de pH es 1.5 unidades de pH menor después de 500 horas, independientemente de si el anticongelante lleva o no lleva aditivos.
- Los niveles de pH de las muestras iniciales, son más altos para los anticongelantes que llevan aditivos.

Estudios cromatográficos

El artículo realizado por W.J. Rossiter [75] muestra cómo se degrada una muestra de propilenglicol al 66% con el paso del tiempo para diferentes temperaturas de uso 75, 86 y 101°C, diferentes materiales de uso, aluminio, cobre y no metal, diferentes condiciones de aireación, aire comprimido y N₂ (g) purificado.

En el artículo se pueden ver diferentes gráficas de cómo se degrada el anticongelante con el paso del tiempo para las diferentes temperaturas propuestas y las diferentes condiciones de aireación.

A continuación se realiza un resumen con las conclusiones del artículo:

- Los productos de degradación ácida son producidas en todas las condiciones de reacción.
- La degradación es más extensiva cuando el metal cobre está presente en calentamiento y soluciones aireadas.

- A 75°C y 86°C, la degradación de soluciones de glicol aireadas cuando el aluminio está presente son comparable a las soluciones de glicol aireadas en ausencia de metal. A 101°C la degradación es significativamente más extensiva cuando el aluminio está presente, pero este efecto no se observa hasta después de 2000 horas de degradación.
- No hay una relación directa entre los valores de pH de las soluciones acuosas de glicol degradadas y la concentración de productos de degradación de ácidos orgánicos.
- La exclusión del oxígeno del sistema es un medio eficaz para suprimir la degradación.

En artículo realizado por T.R. Henderson [71] se lleva a cabo la destilación destructiva de fluidos de transferencia de calor solar para determinar los tipos de productos pirolíticos que podrían formarse en los captadores solares en condiciones de estancamiento o malfuncionamiento. Los destilados se analizaron por cromatografía de gases / espectrometría de masas (GC / MS) para determinar los tipos de compuestos que estaban presentes y los componentes secundarios que podrían formarse. Los productos de deshidratación se formaron a partir de etileno y propilenglicoles con óxido de etileno y óxido de propileno como productos secundarios. Un fluido de alta transferencia de calor de petróleo aromático produjo fracciones de destilación enriquecidas en quinolinas o isoquinolinas y derivados metilados de las mismas.

7.5.4. Ensayos de degradación de anticongelantes comerciales

En este apartado se lleva a cabo unos ensayos de degradación de 7 muestras de anticongelantes, 6 de ellas anticongelantes comerciales, tras la exposición de los mismos a 140°C un tiempo determinado (100, 200 y 600 horas)

7.5.4.1. Método experimental

7.5.4.1.1. Muestras de ensayos

Se preparan 7 muestras de anticongelante al 30% aproximadamente de proporción de propilenglicol. De las 7 muestras, 6 son de anticongelantes comerciales de las marca Baxi, Tyfocor-L, Ezinc, Blue Sun, Solar Coolant y LiquidSun, siendo la última muestra propilenglicol sin aditivos.

El estudio de degradación de las soluciones acuosas de propilenglicol se lleva a cabo usando unas probetas de cobre con dos tapones de latón en su exterior como se muestra en la Figura 7-52. Las soluciones de glicol, 80 ml aproximadamente, es introducida dentro del tubo de cobre de 115 ml aproximadamente de capacidad. Del tal forma, que el líquido ocupa un 70% del volumen disponible dejando un 30% del mismo para la expansión del fluido. Las soluciones acuosas se introducen en el interior de una estufa a una temperatura de $140 \pm 2^\circ\text{C}$ durante los periodos de exposición de 100, 200 y 600 horas. Por tanto, se realiza una probeta por cada muestra de anticongelante y cada periodo de exposición.



Figura 7-52. Probeta de cobre

7.5.4.1.2. Medidas de proporción de propilenglicol

Las medidas de la proporción de propilenglicol son realizadas con un refractómetro digital con una resolución del contenido volumétrico de 0.1% y de la temperatura de congelación de 0.1°C. En cuanto a la precisión del aparato, el contenido volumétrico es de 0.3% y la temperatura de congelación de 0.5°C.



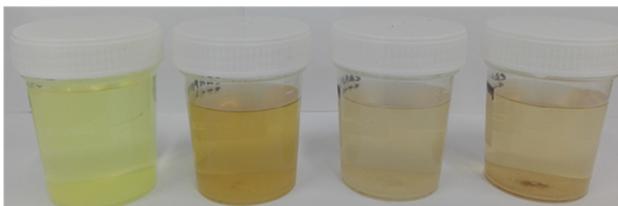
Figura 7-55. Conductímetro

7.5.4.2. Resultados

Es este apartado se lleva a cabo un estudio del color, proporción de propilenglicol, pH y conductividad eléctrica de todas las muestras a ensayos a 140 °C en los periodos de exposición de 100, 200 y 600 horas.

7.5.4.2.1. Color

En todas las muestras ensayadas, se produce un cambio de color o tonalidad con el paso del tiempo de exposición a la temperatura de 140°C. Del mismo modo, se puede observar unos sólidos precipitados tras la exposición del anticongelante a alta temperatura. En las muestras con mayores periodos de exposición se producen mayor cantidad de sólidos precipitados. En la Figura 7-56 se puede observar los cambios de color o tonalidad que se producen en todas las muestras a ensayo. De izquierda a derecha se representa la muestra inicial, y las muestras de 100, 200 y 600 horas de exposición respectivamente.



(a)



(b)



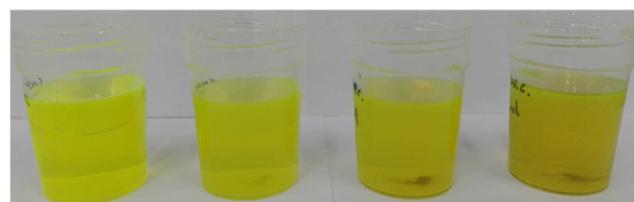
(c)



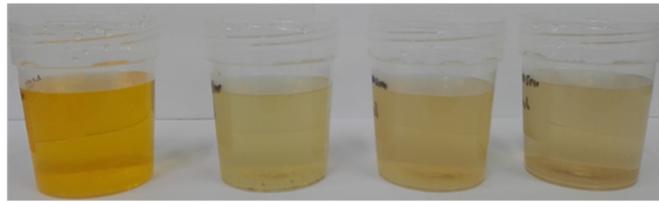
(d)



(e)



(f)



(g)

Figura 7-56. Cambio de tonalidad de muestras, Baxi (a) Tyfocor-L (b) Ezinc (c) Propilenglicol sin aditivos (d) Blue Sun (e) Solar Coolant (f) LiquidSun (g)

7.5.4.2.2. Proporción de propilenglicol

En la Figura 7-57 se muestra la proporción de propilenglicol de las siete muestras acuosas de anticongelantes con el tiempo de exposición a 140°C.

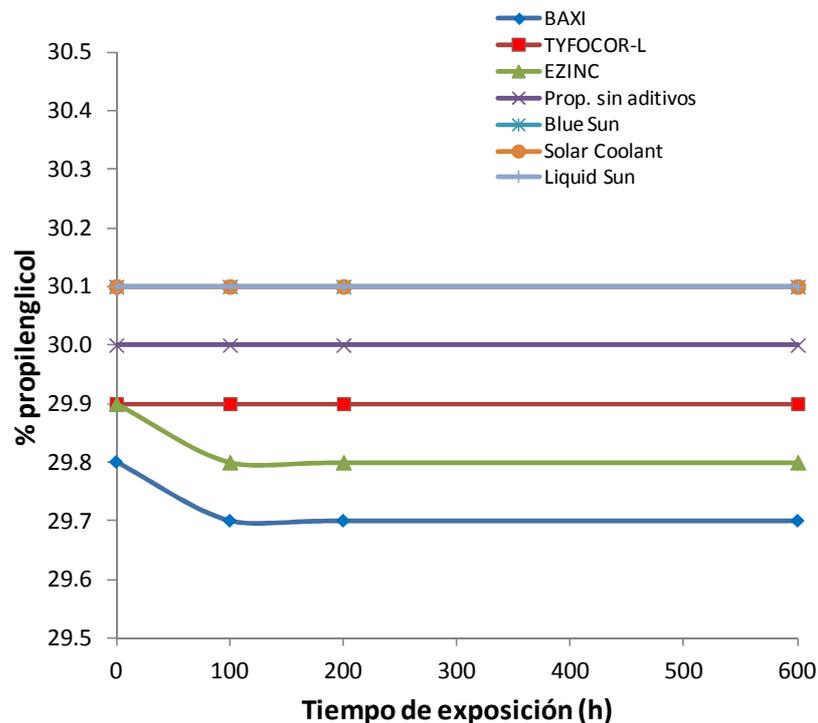


Figura 7-57. Evolución de la proporción de propilenglicol en función del tiempo de exposición para las soluciones acuosas de glicol calentadas a 140 °C

Se puede observar cómo no se produce un cambio significativo de la proporción de propilenglicol con los tiempos de exposición a estudio (100-200-600 horas). Por tanto, no se produce una bajada significativa de la temperatura de congelación en los productos a ensayo. La bajada de 0.1% que se produce en Ezinc y Baxi puede ser debida a la resolución del propio aparato, que es 0.1% en contenido volumétrico.

7.5.4.2.3. pH

En la Tabla 7-36 se muestran los valores del pH de todas las muestras acuosas de anticongelantes con los tiempos de exposición a 140°C.

Tabla 7-36. pH de soluciones acuosa de propilenglicol en los tiempos de exposición estudiados

Muestra	Tiempo de exposición (horas)			
	0	100	200	600
Baxi	8.31	7.67	7.61	7.57
Tyfocor-L	8.39	8.11	8.04	7.99
Ezinc	8.12	6.69	6.53	6.23
Prop.sin aditivos	7.44	6.55	6.29	5.99
Blue Sun	8.56	8.10	7.73	7.41
Solar Coolant	9.17	8.62	8.36	8.24
Liquid Sun	8.82	8.38	8.19	7.98

En la Figura 7-58 se muestra gráficamente la variación del pH con el tiempo de exposición a 140°C, de los valores mostrados en la tabla anterior.

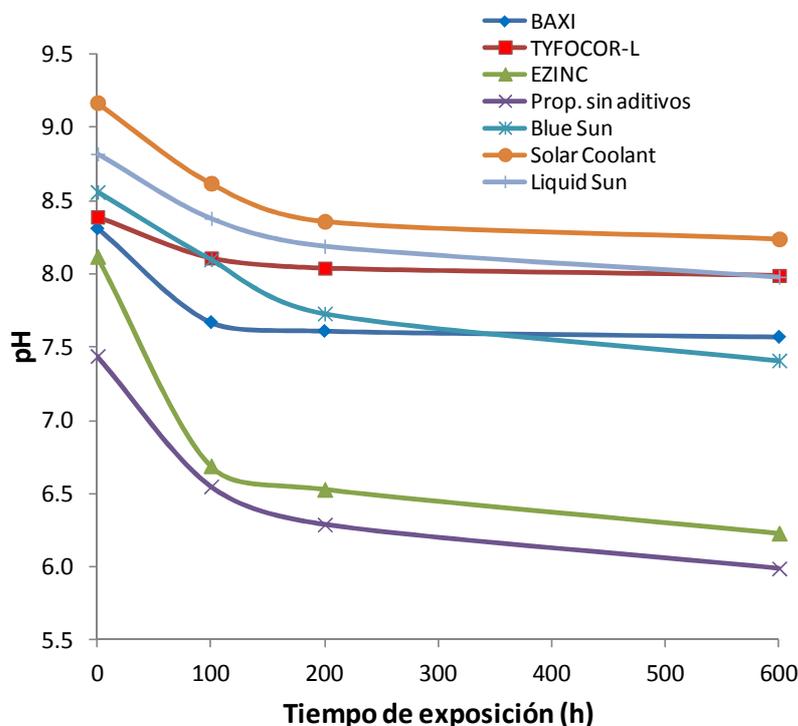


Figura 7-58. Evolución del pH en función del tiempo de exposición para las soluciones acuosa de glicol calentadas a 140°C

Se puede observar cómo se produce un descenso del pH de todas las muestras ensayadas con los tiempos de exposición a estudio (100-200-600 horas).

La muestra TYFOCOR-L es la que produce una menor caída del pH tras la exposición de la muestra al 30% a un período de exposición de 600 horas a 140°C. El valor de pH pasa de 8.39 a 7.99 (Tabla 7-36), por tanto un descenso de 0.4 unidades. Las muestras que producen una mayor caída en el pH son las de Ezinc, con un descenso de 1.89 unidades (de 8.12 a 6.23), y la de propilenglicol sin aditivos, con un descenso de 1.45 unidades (de 7.44 a 5.99).

Las muestras que presentan un mayor valor de pH tras el periodo de exposición de 600 horas a 140°C, son Solar Coolant (pH= 8.24), TYFOCOR-L (pH= 7.99) y LiquidSun (pH=7.98). La muestra que presenta un menor valor de pH es la de propilenglicol sin aditivos (pH = 5.99).

Se ha de tener en cuenta que, cuando el pH cae a valores inferiores a 7 se va a producir una corrosión por medio ácido. Por tanto, el anticongelante debe de ser sustituido. Eso se produce con la muestra de propilenglicol sin aditivos y Ezinc en un periodo de tiempo de 200 horas a 140°C. Por tanto, los aditivos que usan los anticongelantes comerciales son un método eficaz que evita que se produzca una corrosión por medio ácido.

En los productos Baxi, TYFOCOR-L y Solar Coolant, la caída de pH en las primeras 200 horas puede deberse al oxígeno presente inicialmente en la muestra, ya que el mismo produce ácido carbónico. Una vez que se ha consumido ese oxígeno se observa una estabilidad en los valores de pH. Para el resto de productos se observa una caída en los valores de pH a lo largo de todos los tiempos de muestreo.

Valor de pH a otras temperaturas

En el apartado 7.5.4.1.3 se ha comentado como las medidas de pH se han realizado con un pH-metro con compensación por temperatura a 25°C. Sin embargo, las medidas de pH pueden ser afectadas por la temperatura de trabajo. Para ello, se han medido las muestras iniciales, al 30% de propilenglicol de las marcas Blue Sun, Solar Coolant y LiquidSun, con un pH-metro sin compensación por temperatura a otras temperaturas de trabajo (20-30-40-50-60-70-80°C).

En la Figura 7-59 se muestra la evolución del pH frente la temperatura de las tres muestras de propilenglicol (Blue Sun, Solar Coolant y LiquidSun).

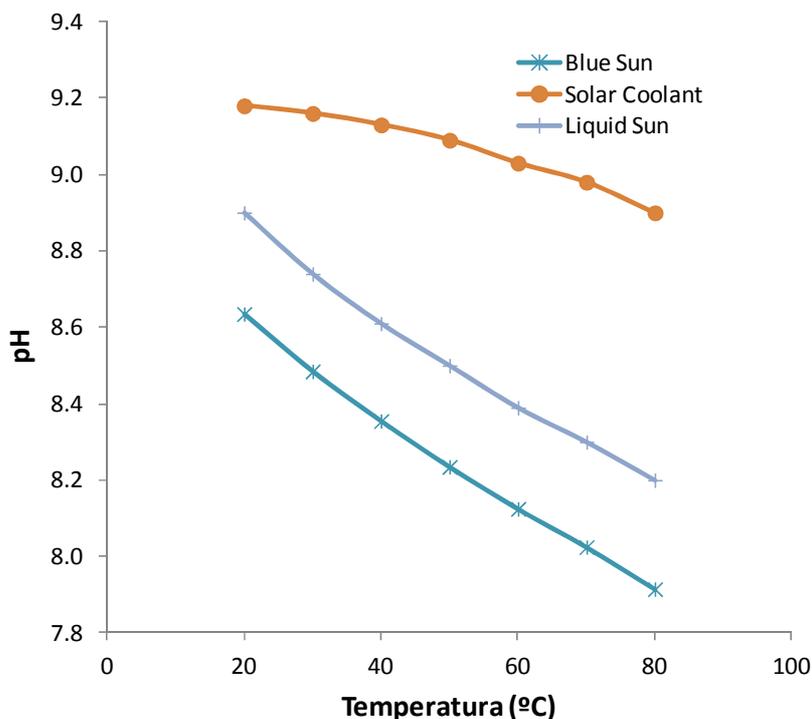


Figura 7-59. Evolución del pH en función de la temperatura para las soluciones acuosas de glicol

Se observa como en las tres muestras se produce un descenso del pH con el aumento de la temperatura. Las muestras de Blue Sun y Liquid Sun son las que sufren una mayor caída del pH con el aumento de la temperatura, con descenso de aproximadamente 0.7 unidades cuando la temperatura pasa de 20°C a 80°C. La muestra Solar Coolant sufre un descenso de 0.28 unidades de pH, para las temperaturas anteriormente indicadas.

7.5.4.2.4. Conductividad eléctrica

En la Figura 7-60 se muestra la variación de la conductividad eléctrica con el tiempo de exposición a 140°C de las siete muestras de propilenglicol ensayadas.

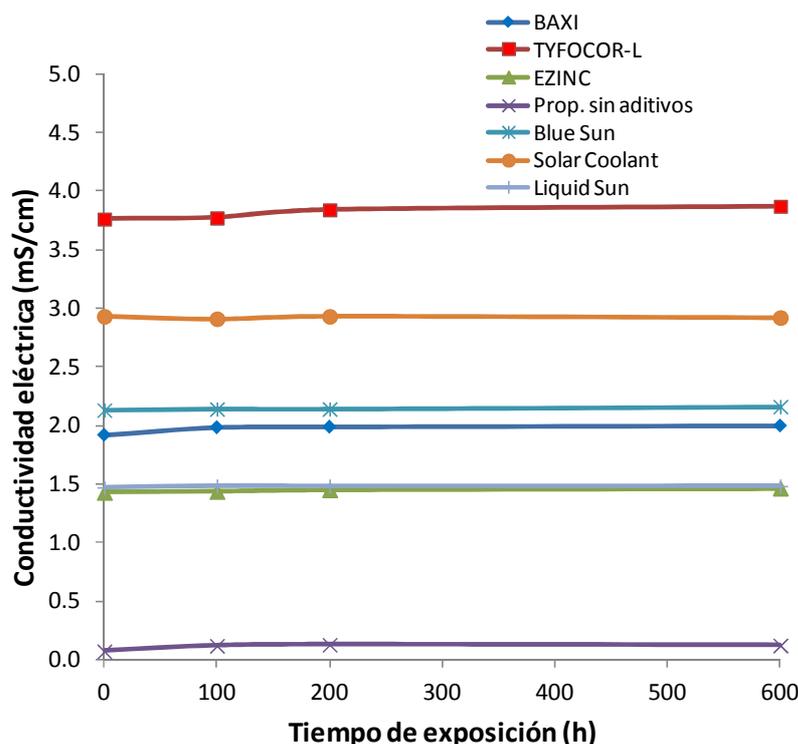


Figura 7-60. Evolución de la conductividad eléctrica en función del tiempo de exposición para las soluciones acuosas de glicol calentadas a 140°C

Se puede observar cómo se produce un leve aumento de la conductividad eléctrica de todas las muestras ensayadas con los tiempos de exposición a estudio (100-200-600 horas). Esto significa que no hay evaporación ni pérdidas de agua en el circuito.

7.5.4.3. Conclusión

Tras la exposición de seis muestras comerciales (Baxi, TYFOCOR-L, Ezinc, Blue Sun, Solar Coolant y LiquidSun) y una muestra de propilenglicol sin aditivos, al 30% aproximadamente de propilenglicol, a temperaturas de 140°C y con unos tiempos de exposición de 100-200-600 horas, se han obtenido las siguientes conclusiones:

- En todas las muestras ensayadas se produce un cambio de coloración o de tonalidad y presencia de sólidos precipitados. La cantidad de sólidos precipitados es mayor cuanto mayor es el tiempo de exposición.
- No se ha producido cambio significativo de la proporción de propilenglicol-temperatura de congelación en los tiempos de exposición a estudio.
- Se produce una disminución del pH en todas las muestras ensayadas (Figura 7-58). El mayor descenso se produce una vez transcurridos las primeras 100 horas de exposición. Esto se debe al oxígeno presente inicialmente en la muestra, ya que el mismo produce ácido carbónico, y en menor medida a que el propilenglicol produce también un poco de acidez, al formarse ácidos orgánicos.
- Los aditivos, que usan los anticongelantes comerciales, son un método eficaz que evita que se produzca una corrosión por medio ácido.
- Se produce un leve aumento de la conductividad eléctrica de todas las muestras ensayadas. Esto significa que no hay evaporación ni pérdidas de agua en el circuito.
- Tras la medida de las muestras iniciales, al 30% de propilenglicol, de las marcas Blue Sun, Solar Coolant y LiquidSun, con un pH-metro sin compensación por temperatura a otras temperaturas de trabajo (20-30-40-50-60-70-80°C), se observa como en todas las muestras se produce un descenso del pH con el aumento de la temperatura. Las muestras de Blue Sun y Liquid Sun sufren un descenso de aproximadamente 0.7 unidades cuando la temperatura pasa de 20°C a 80°C, y la muestra Solar Coolant sufre un descenso de 0.28 unidades para las temperaturas anteriormente indicadas. Algunos anticongelantes, como es el caso del Blue Sun, pueden alcanzar niveles de pH que sean corrosivos cuando la temperatura del fluido es de superior a 80°C.

7.5.5. Propuesta de ensayo a anticongelantes comerciales

Según la norma EN 12976:2006, cuando se utiliza anticongelante como medio de protección contra heladas, no hay que realizar ensayo alguno si el fabricante aporta el punto de congelación. Sin embargo, es conveniente que el mismo aporte una serie de resultados para ver cómo se degrada con el paso del tiempo e incluya unas indicaciones para que se impida una degradación más rápida. Se proponen los siguientes:

- a) Realizar un estudio de los valores de pH y velocidad de corrosión tras exposición a 140°C, si el anticongelante se utiliza en sistemas de circulación por termosifón, o 180°C para los sistemas de circulación forzada, durante los tiempos de exposición de 100, 200 y 600 horas. Todos estos ensayos deben ser realizados con los diferentes materiales utilizados en el circuito solar.

Se considerará al anticongelante no apto cuando el valor del pH sea inferior a 7 tras 200 horas en los ensayo de exposición. Con estos valores de pH se puede producir corrosión por medio ácido.

Según los resultados del test de velocidad de corrosión con los diferentes materiales utilizados en el circuito solar, se propondrá un periodo de tiempo en el cual debería llevarse a cabo la sustitución del anticongelante.

- b) Por otro lado, en el apartado 4.3 de componentes y tuberías de la norma EN 12976-1:2006 se deben incluir las siguientes recomendaciones:
 - Las instalaciones de energía solar deben construirse como sistemas cerrados, ya que la entrada de oxígeno atmosférico provoca un consumo más rápido de los inhibidores presentes en los anticongelantes comerciales.
 - Las instalaciones no deben contener intercambiadores de calor, acumuladores de calor, depósitos o tubos galvanizados en el circuito primario. Ya que, el propilenglicol puede disolver el zinc.
 - Deben instalarse válvulas de aireación automáticas que impidan de forma segura la infiltración de aire.
 - Tras el llenado del sistema, hay que comprobar que el sistema no quedan bolsas de aire. Las bolsas de aire forman una depresión en caso de descenso de temperatura pudiendo ocasionar la entrada de aire en su interior. Por esta razón deben ser eliminadas.

Según los fabricantes de anticongelantes, con temperaturas superiores a 200°C comienza una lenta modificación química que puede poner en peligro la seguridad funcional de la instalación. Por ello, en el apartado 8.2 se propone un mecanismo de protección contra sobretemperaturas en el captador solar.

7.6. Propuesta de ensayo al tarado de las válvulas de seguridad de los sistemas solares prefabricados

En este apartado se estudia los requisitos de las válvulas de seguridad de la norma EN 12976:2006 y se realiza un ensayo de tarado de 4 válvulas de seguridad comerciales con apertura por presión, con el fin de proponer una modificación a la norma que mejore dichos requisitos.

7.6.1. Requisito válvulas de seguridad norma EN 12976:2006

Los requisitos que deben de cumplir las válvulas de seguridad son los siguientes:

- Cada sección del campo de captadores, que pueda ser aislada del resto, debe de estar provista al menos de una válvula de seguridad.
- Debe de resistir las condiciones de temperatura a la cual está expuesta, especialmente las mayores que puedan ocurrir.
- Debe resistir el medio de transferencia de calor.
- Debe de estar dimensionada de tal forma que pueda descargar el mayor caudal de agua caliente o vapor que pueda ocurrir.
- Deben estar colocadas de forma que no se puedan helar y no se pueda acumular agua dentro de ellas. El orificio de salida de la válvula debe estar dispuesta de tal forma que el vapor o medio de transferencia que salga de la válvula no causen ningún riesgo para las personas, materiales o al medio ambiente.
- Las válvulas de seguridad deben de cumplir la norma EN 1489:2001 [42].

Como se observó en el apartado 5.2.2 de encuestas realizadas sobre el comportamiento de los sistemas solares prefabricados en condiciones reales, una de las razones con mayor frecuencia e importancia de fallo de un sistema solar prefabricado es el mal funcionamiento de las válvulas de seguridad. Por tanto, es importante que las mismas estén taradas correctamente. Si la presión de tarado de la válvula de seguridad es mayor que la que es capaz de soportar el acumulador, éste último puede sufrir rotura. Si la presión de tarado de la válvula de seguridad es inferior a la que es capaz de soportar el acumulador y además su valor es relativamente bajo, se puede producir pérdidas de líquido anticongelante con la exposición solar. En éste último caso, el sistema solar prefabricado puede dejar de funcionar correctamente.

Por lo expuesto anteriormente, es importante que las válvulas estén taradas correctamente. La norma EN 12976:2006 no aporta dicha información y sería conveniente incluir algo al respecto.

7.6.2. Ensayos tarados válvulas de seguridad

7.6.2.1. Muestras de ensayos

Con el fin de llevar a cabo ensayos de tarado de válvulas se han seleccionado 4 válvulas de seguridad con apertura por presión de diferentes marcas comerciales. En la Tabla 7-37 se muestran las especificaciones de las mismas.

Tabla 7-37. Especificaciones válvulas de seguridad

Marca	Modelo	Presión de tarado (bar)	Tª máx. Operación (°C)
Novasfer	solar 2.5 bar	2.50	160
Watts	SVE-SOL 3 bar	3.50	160
ORKLI	solar 2.5 bar	2.50	160
Caleffi	solar 2.5 bar	2.75	160

En la Figura 7-61 se puede ver una fotografía de las 4 válvulas ensayadas.



Figura 7-61. Válvulas de ensayo

7.6.2.2. Metodología de ensayo

Para llevar a cabo los ensayos de tarado de las válvulas de seguridad se crea un procedimiento de ensayo que consiste en:

- Instalar el sistema solar de calentamiento de agua sobre una plataforma de ensayo de acuerdo a las instrucciones del fabricante.
- Montar la válvula de seguridad en la parte superior del acumulador solar.
- Se conecta el indicador de presión en la salida de la válvula de seguridad (Figura 7-62).
- Se aplica presión lentamente hasta que se produzca una apertura de la válvula, anotándose el valor registrado. Para ello se utiliza una bomba de presión hidráulica (Figura 7-63).
- Se libera la presión por la misma bomba de presión.
- Se deben de realizar los ensayos a las temperaturas de 20°C y 80°C. Para ello, antes del paso b se debe acondicionar el acumulador solar a dichas temperaturas.

El valor de presión debe medirse con una resolución de al menos 2 segundos mediante un sensor de presión calibrado anualmente con una desviación en la medida inferior al 5%.



Figura 7-62. Posición válvula de seguridad



Figura 7-63. Bomba de presión hidráulica

7.6.2.3. Resultados y conclusiones

En la Tabla 7-38 se observa los **resultados** obtenidos, mediante los ensayos de tarado, a las 4 válvulas de seguridad.

Tabla 7-38. Resultados ensayos válvulas de seguridad

ENSAYO	Novasfer solar 2.5 bar		Watts SVE-SOL 3 bar		ORKLI Solar 2.5bar		Caleffi Solar 2.5bar	
	Presión apertura (bar)	Variación de la presión (%)	Presión apertura (bar)	Variación de la presión (%)	Presión apertura (bar)	Variación de la presión (%)	Presión apertura (bar)	Variación de la presión (%)
Ensayo 1. 80°C	1.65	34.0	2.52	28.1	2.38	4.8	2.30	16.4
Ensayo 2. 20°C	1.86	25.8	2.67	23.9	1.40	44.2	2.40	12.9

La variación de la presión se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\text{Variación de la presión (\%)} = \frac{|P_{\text{tarado}} - P_{\text{ensayo}}|}{P_{\text{tarado}}} \cdot 100 \quad (7-7)$$

Siendo:

P_{tarado} la presión de tarado de la válvula de seguridad.

P_{ensayo} la presión de apertura de la válvula de seguridad tras el ensayo.

Las **conclusiones** de los ensayos de tarado son las siguientes:

- En todas las válvulas de seguridad se produce una apertura de la misma a una presión inferior a la presión de tarado especificada por el fabricante.
- No se encuentra relación entre la presión de apertura con la temperatura. En tres de las válvulas aumenta la presión de apertura con la temperatura y en una válvula disminuye por debajo de los valores de presión de tarado dados por el fabricante.

Por lo expuesto anteriormente, se propone incorporar en la norma EN 12976:2006 los ensayos de las válvulas de seguridad descritos en el apartado 7.6.2.2. La variación de la presión de tarado con respecto a la presión de apertura de las válvulas de seguridad, no deben superar el valor del 20% tras la realización de dichos ensayos.

Además, en el apartado 5.6.1 de las válvulas de seguridad de la misma norma, se debe incluir la siguiente

frase: El fabricante debe de dar una presión de tarado mínima para cualquier temperatura y condición de operación, para no superar nunca esa presión mediante un buen dimensionado del vaso de expansión y selección de equipos y configuraciones.

7.7. Otros

En este apartado se documentan otras mejoras a realizar en las normas de ensayos de sistemas solares prefabricados (EN 12976:2006 e ISO 9459-2:2008)

7.7.1. Ensayo de durabilidad al acumulador solar a incluir en la norma EN 12976:2006

Un sistema solar prefabricado tiene que pasar los ensayos de durabilidad de acuerdo a la norma EN 12976:2006. Dichos ensayos son los de resistencia a la presión y resistencia a la sobretemperatura. Se trata de ensayos de cortos periodos de duración (15 minutos para presión y 5 días para sobretemperatura).

Para que un acumulador solar sea capaz de soportar un gran número de ciclos expansión-compresión, es conveniente que los mismos tengan que pasar los ensayos propuestos en la norma EN 12897:2007 [76]. En dicha norma de ensayo se debe someter al acumulador a 20.000 ciclos periódicos de 15-20 segundos a una presión de 1.5 veces la presión de servicio, o 100.000 ciclos periódicos a una presión de 1.3 veces la presión de servicio, sin que aparezcan fugas ni señales visibles de deformación.

Por tanto, se propone modificar el apartado 4.3, de componentes y tuberías, de la norma EN 12976-1:2006. Se requiere la inclusión de un apartado referente al acumulador solar. En dicho apartado se debe incluir que los acumuladores deben de pasar los ensayos de expansión-compresión propuestos en la norma EN 12897:2007.

7.7.2. Modificación de periodo de funcionamiento del calentamiento auxiliar para sistemas con resistencia eléctrica según el Anexo B de la norma EN 12976-2:2006

Según el anexo B, condiciones de referencia para presentación de rendimiento, de la norma EN 12976-2:2006 [23], la resistencia eléctrica debe estar permanentemente activa en el cálculo de la predicción a largo plazo. Esto hace que aumente la energía aportada por la parte auxiliar (Q_{aux}), para un mismo valor del calor producido por el sistema de calentamiento (Q_t). Por ello, en esta apartado se propone la modificación del periodo de funcionamiento del calentamiento auxiliar que aparece en el anexo B de la norma EN 12976-2:2006.

7.7.2.1. Ensayos sistema con resistencia eléctrica

En este apartado se comparan los resultados obtenidos a un sistema solar, tipo captador-acumulador integrado, cuando se ensaya con resistencia auxiliar y además la predicción a largo plazo se realizar con la resistencia eléctrica conectada permanentemente o conectada solo dos horas antes de la extracción.

7.7.2.1.1. Sistema solar

Se trata de un sistema solar, tipo captador-acumulador integrado, con un área de apertura de 1.95 m² y un volumen de 150 litros de capacidad. Es un sistema de circulación forzada mediante el cual la bomba es alimentada por un módulo fotovoltaico. El esquema del equipo se muestra en la Figura 7-64.

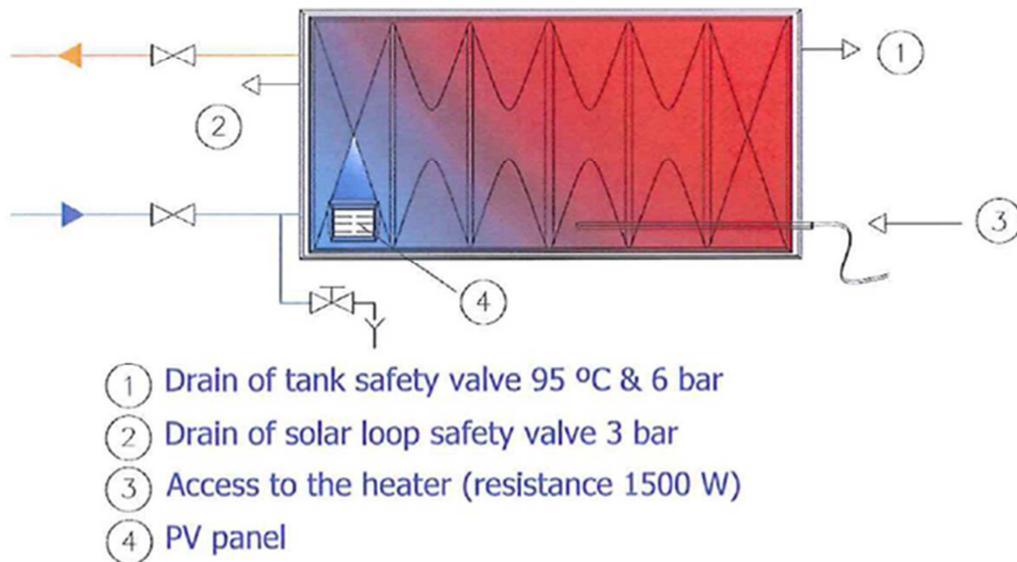


Figura 7-64. Sistema captador-acumulador integrado

7.7.2.1.2. Resultados con la resistencia eléctrica permanentemente activada

En la Figura 7-65 se representa la energía anual demandada (Q_d) y la energía anual aportada por la parte auxiliar (Q_{aux}) cuando la resistencia está permanentemente activada, en las localidades de referencia.

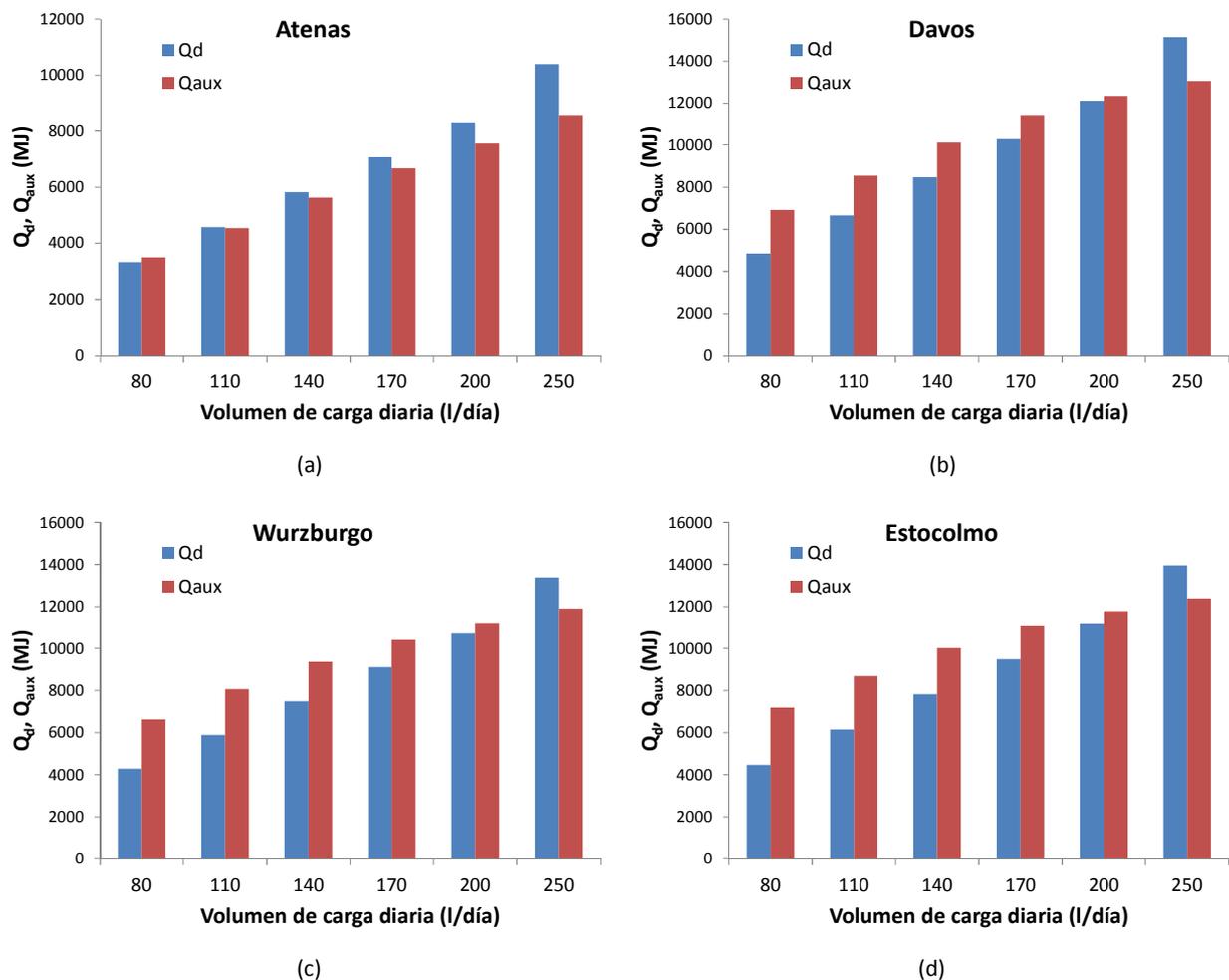


Figura 7-65. Q_d , Q_{aux} vs volumen de carga diaria en (a) Atenas (b) Davos (c) Wurzburg y (d) Estocolmo. Resistencia eléctrica permanentemente activada

Mediante esta configuración se puede observar como en las localidades de Davos, Wurzburg y Estocolmo, el

valor de Q_{aux} es mayor a Q_d para casi todos los volúmenes de carga diaria. Por tanto, para esos volúmenes, la energía aportada por la parte auxiliar (Q_{aux}) es mayor que el calor producido por el sistema de calentamiento (Q_L).

Se ha de mencionar que en la predicción a largo plazo se obtiene para un valor de la f_{SOL} del 100% para todos los volúmenes de carga diaria. Por tanto $Q_d = Q_L$, pues Q_{par} es igual a cero. ($f_{SOL} = (Q_L - Q_{par})/Q_d$).

7.7.2.1.3. Resultados con la resistencia eléctrica activada dos horas antes de la extracción

En la Figura 7-66 se representa la energía anual demandada (Q_d) y la energía aportada por la parte auxiliar (Q_{aux}) cuando la resistencia está activada solo dos horas antes de la extracción, en las localidades de referencia.

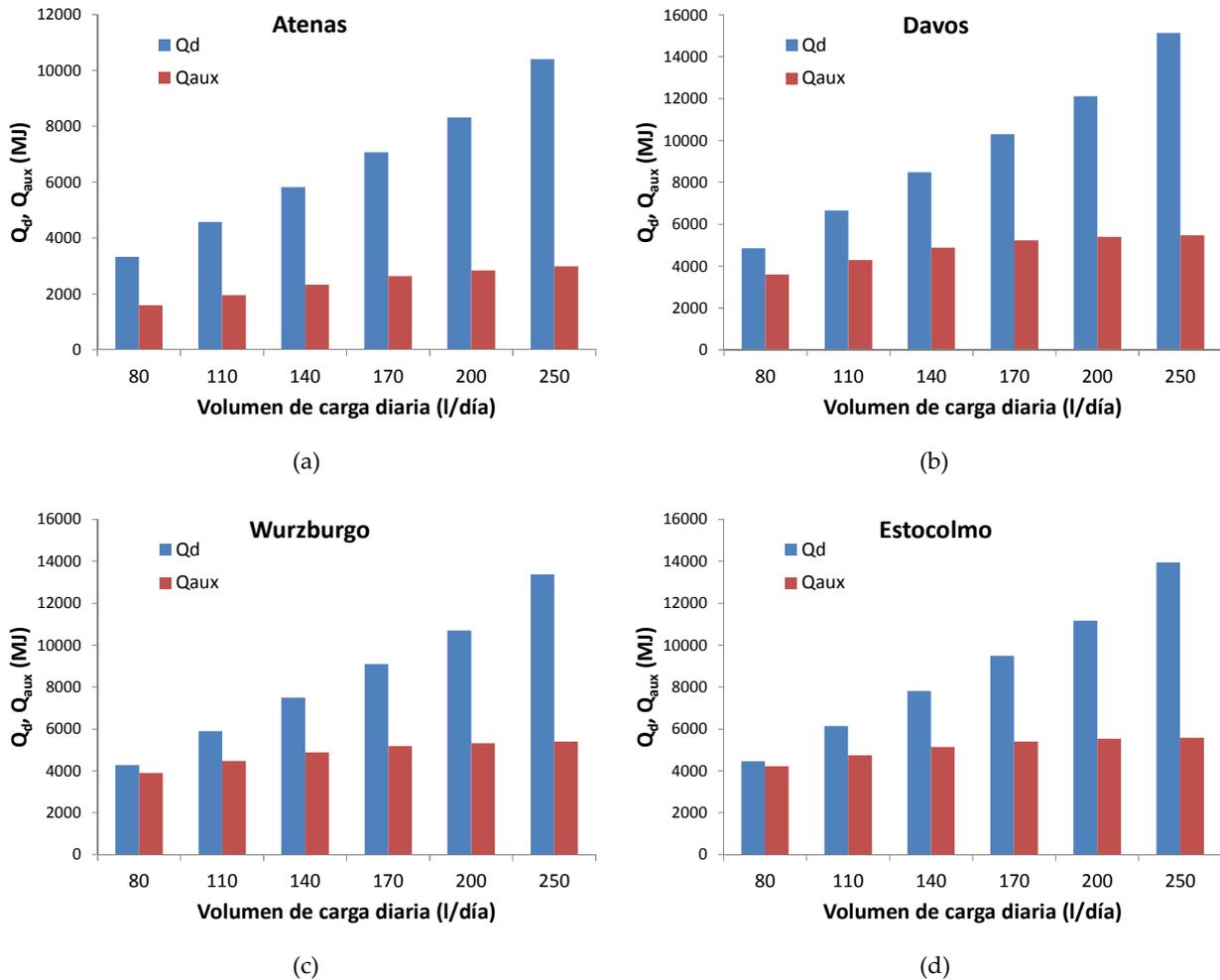


Figura 7-66. Q_d , Q_{aux} vs volumen de carga diaria en (a) Atenas (b) Davos (c) Würzburg y (d) Estocolmo. Resistencia activada dos horas antes de la extracción

Mediante esta configuración, en todos los volúmenes de carga diaria y localidades de referencia, el valor de la energía aportada por la parte auxiliar (Q_{aux}) es menor que la energía anual demanda (Q_d), y por tanto menor que el calor producido por el sistema de calentamiento (Q_L).

7.7.2.1.4. Conclusión

Mediante lo expuesto anteriormente se puede comprobar como optimizando el modo de operación de la resistencia auxiliar se disminuye la energía aportada por la misma. Por tanto, se propone la modificación de la tabla B.1 del anexo B de la norma EN 12976-2:2006 con la inclusión del siguiente párrafo:

“Es posible un modo de operación diferente si se especifica en el manual del instalador y usuario del fabricante”

7.7.3. Modificación del cálculo de la energía parásita (Q_{par}) para sistemas de circulación forzada de la norma EN 12976-1:2006

7.7.3.1. Descripción del problema

Según el apartado 4.6.3 de la norma EN 12976-1:2006 [22], para obtener el consumo de electricidad anual de las bombas, sistemas de control y válvulas eléctricas del sistema se asume un tiempo de operación de las bombas igual a 2000 horas. Por tanto, el valor anual de la energía parásita (Q_{par}) es el mismo independientemente del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia.

En este apartado se muestra el error relativo o influencia que se comente en la fracción solar con la introducción o no del valor Q_{par} . Se define error relativo de la fracción solar del siguiente modo:

$$\text{Error relativo de } f_{SOL} = \frac{(f_{SOL,SIN Q_{par}} - f_{SOL,CON Q_{par}})}{f_{SOL,SIN Q_{par}}} \quad (7-8)$$

Dónde:

- $f_{SOL,SIN Q_{par}}$ es el valor de la fracción solar sin el valor de la energía parásita.
- $f_{SOL,CON Q_{par}}$ es el valor de la fracción solar con el valor de la energía parásita.

En la Figura 7-67 se representa un ejemplo tipo del error relativo de la fracción solar con y sin la utilización del valor de la energía parásita (Q_{par}) en la fracción solar, en función del volumen de carga diaria.

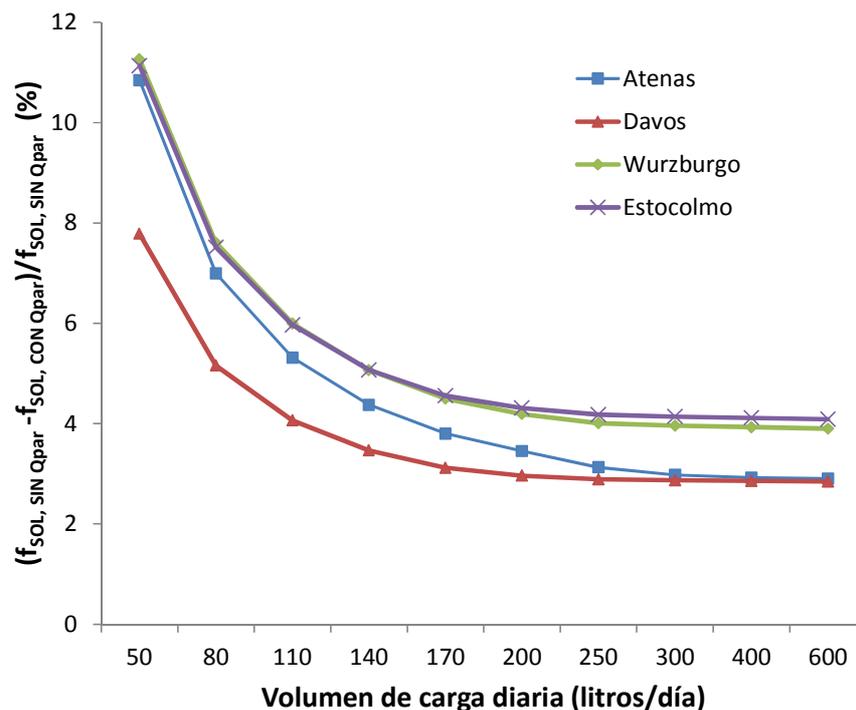


Figura 7-67. Variación relativa en la fracción solar sin y con Q_{par} respecto a la fracción solar sin Q_{par} vs volumen de carga diaria

Se puede observar cómo, al aplicarle un valor constante de Q_{par} , el error relativo o influencia que se comente en la fracción es mayor a volúmenes de carga diaria bajos.

7.7.3.2. Modificación del cálculo de la energía parásita (Q_{par}) de la norma EN 12976-1:2006 para sistemas de circulación forzada

En este apartado se propone una modificación del cálculo de la energía anual parásita (Q_{par}) de la norma EN 12976-1:2006, mediante un cálculo más eficaz de la energía consumida por la bomba y la inclusión en la fórmula del consumo de la unidad de control. Por tanto, el consumo de la energía parásita propuesto queda del siguiente modo:

$$Q_{par} = Q_{bomba} + Q_{control} \quad (7-9)$$

Dónde:

- Q_{bomba} es la energía anual consumida por la(s) bomba(s) del circuito de captadores.
- $Q_{control}$ es la energía anual consumida por la unidad de control.

Energía anual consumida por la(s) bomba(s)

A través de los ensayos a un sistema de circulación forzada de acuerdo a la norma ISO 9459-5:2007 [31], se puede determinar, mediante simulación, el consumo anual de la bomba (Q_{bomba}) en función del volumen de carga diaria y la localidad de referencia. La ecuación (7-10) muestra cómo se realiza el cálculo.

$$Q_{bomba} = y_{oti} \cdot 8765 \cdot P_{bomba} \quad (7-10)$$

Dónde:

- y_{oti} el tiempo de funcionamiento de la bomba.
- P_{bomba} es la potencia de la bomba.

El tiempo de funcionamiento de la bomba se calcula mediante simulación, a través del programa comercial Insitu (versión 2.7) [43]. Dicho programa, se aplica para la obtención de la predicción a largo plazo la norma ISO 9459-5:2007.

La potencia de la bomba se calcula mediante un contador de electricidad. El mismo, es capaz de medir el consumo de la bomba durante los ensayos de la norma ISO 9459-5:2007.

La Figura 7-68 muestra una simulación de horas de funcionamiento de la bomba según el programa Insitu y lo expuesto en la norma EN 12976-1:2006.

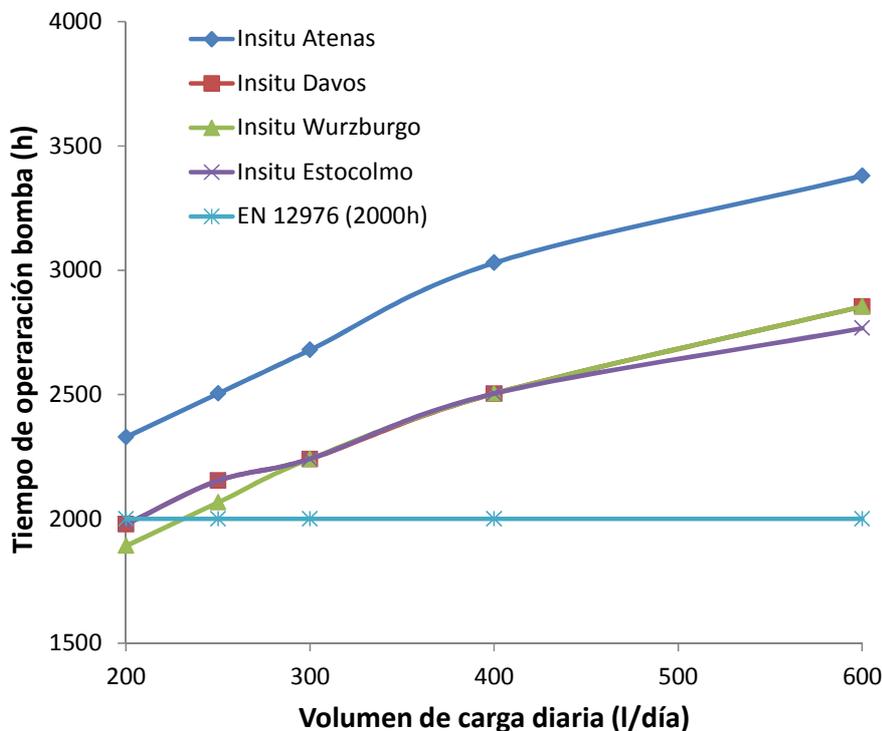


Figura 7-68. Tiempo de operación bomba vs volumen de carga diaria en Atenas, Davos, Wurzburg y Estocolmo.

A través de los resultados obtenidos del programa Insitu se puede observar como el tiempo de operación de la bomba depende del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia. Sin embargo, el tiempo de operación de la bomba, según lo expuesto en la norma EN 12976-1:2006, tiene el mismo valor (2000 horas) independientemente del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia.

Por otro lado, a través de los resultados obtenidos del programa Insitu se observa cómo al aumentar el volumen de carga, aumenta las horas de funcionamiento de la bomba en cualquier localidad de referencia. Del mismo modo, la localidad de Atenas es la que tiene mayores horas de funcionamiento de la bomba que el resto de localidades de referencia. Eso es debido a que tiene mayor valor de radiación solar anual.

Energía anual consumida por la unidad de control

El cálculo de la energía anual consumida por el sistema de control ($Q_{control}$) se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$Q_{control} = 8765 \cdot P_{control} \quad (7-11)$$

Dónde:

- $P_{control}$ es la potencia del sistema de control.

7.7.4. Modificación del apartado de protección contra quemaduras de la norma EN 12976-1:2006

Según el apartado 4.1.4.2 de protección contra quemaduras de la norma EN 12976-1:2006, en el manual del instalador y usuario se debería mencionar, además de la instalación de un dispositivo de mezcla en los puntos de consumo que pueda exceder de 60°C, las siguientes propuestas:

- El dispositivo de mezcla debe incluirse en el equipo prefabricado y no en la instalación, para evitar que se instale un dispositivo que no reúna todas las características necesarias.
- En el caso de válvula termostática, ésta debe de ser capaz de soportar la máxima temperatura registrada en el ensayo de protección contra sobretemperaturas. Para ello, se le debe realizar obligatoriamente, y no de modo opcional, el ensayo de envejecimiento del anexo D de la norma EN 12976-2:2006 con dicha temperatura.

7.7.5. Modificación del ensayo de determinación de las pérdidas de calor del acumulador de la norma ISO 9459-2:2008

Las condiciones de ensayo en exterior de las pérdidas de calor en el acumulador de la norma ISO 9459-2:2008 [29] dice que el ensayo debe realizarse de noche, con los captadores expuestos al cielo claro. Sin embargo, no se especifica que es cielo claro.

Para aclarar el término cielo claro, se puede incluir el término que aparece en el apartado 7.6, ensayo de pérdidas nocturnas del acumulador, de la norma americana SRCC DOCUMENT TM-1 [53]. Dicho ensayo debe llevarse a cabo con una temperatura de cielo media de al menos 10°C inferior a la temperatura ambiente media. Por tanto, se requiere de la utilización de una cámara de cielo.

7.7.6. Modificación del apartado de componentes y tuberías de la norma EN 12976-1:2006

En el apartado 5.2.1 se muestran tuberías y aislamientos no aptos para ACS. La norma EN 12976:2006 no menciona información respecto a la calidad de las tuberías y componentes del circuito de consumo. Por tanto, en este apartado se propone lo siguiente:

- Exigencia de que los criterios de calidad a los componentes y tuberías del circuito de consumo sean similares a lo expuesto en el apartado 4.3, de componentes y tuberías del sistema prefabricado, de la norma EN 12976-1:2006.
- Además se debería incluir una tabla de materiales compatibles desde el punto de vista de la corrosión que deberían cumplir todos los componentes del sistema solar prefabricado.

7.8. Conclusiones

En este apartado se han llevado a cabo unas propuestas mejoras de las normas EN 12976:2006, ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007. Con ello se consigue aumentar los requisitos de seguridad, fiabilidad, durabilidad y eficiencia de un sistema solar prefabricado. Todo ello repercute en la calidad de los usuarios sin un sobrecoste excesivo de los ensayos requeridos a los fabricantes.

8. MEJORAS EN SISTEMAS SOLARES PREFABRICADOS

Todo aquel que está seriamente comprometido con el cultivo de la ciencia, llega a convencerse de que en todas la leyes del universo está manifiesto un espíritu infinitamente superior al hombre, y ante el cual, nosotros con nuestros poderes debemos sentirnos humildes.

Albert Einstein

De los mayores problemas de las instalaciones solares térmicas son el riesgo al sobrecalentamiento y el riesgo de heladas. Las normativas de ensayos hacen hincapié en estos riesgos y por ello existen en el mercado diferentes soluciones para abordar estos problemas. Como complemento a la mejora de las instalaciones solares prefabricadas objeto de esta tesis, dentro del ámbito de la normalización, se han ideado dos procedimientos que permiten abordar los riesgos indicados.

Por ello, se describe un mecanismo de protección contra heladas mediante el uso de tubos de peróxido de silicona hueco en el interior del captador solar. Se realiza un análisis teórico y una validación experimental del uso de tubos de peróxido de silicona flexible como método de protección contra heladas de un captador solar térmico. Por otro lado, se describe un mecanismo de protección contra las sobretemperaturas mediante el uso de vidrios electrocrómicos en el captador solar térmico.

8.1. Mecanismo de protección contra heladas

En este apartado se realiza una validación, tanto teórica como experimental, del uso de un tubo de peróxido de silicona flexible en el interior del absorbedor solar, como mecanismo eficaz de protección contra heladas de captadores solares planos. Se ensaya un prototipo de captador con un tubo de peróxido de silicona en su interior de acuerdo a todos los ensayos de la norma ISO 9806:2013 [30] y se observa como pasa correctamente todos los ensayos de durabilidad, sin afectar significativamente a la eficiencia y caída de presión.

8.1.1. Mecanismos de protección contra heladas. Análisis bibliográfico

8.1.1.1. Anticongelante

El principal método usado como protección contra heladas es añadir una mezcla de propilenglicol y agua en el interior del tubo absorbedor del captador solar [77-79]. Se trata de un método muy adecuado en localidades donde es frecuente alcanzar temperaturas que produzcan heladas. Como inconveniente de este método es que el anticongelante se deteriora con el paso del tiempo [70-75] y debe ser repuesto.

8.1.1.2. Recirculación del fluido del circuito primario

El mecanismo de protección contra heladas consiste en activar la bomba del circuito de captadores cuando la temperatura del captador alcanza un determinado valor (en torno a 3°C) [80,81]. Este mecanismo tiene el inconveniente de las pérdidas de energía que se produce en por el campo de captadores y, en algunos casos, puede causar problemas de fiabilidad si la potencia eléctrica no es capaz de activar la recirculación de la bomba en un tiempo requerido.

8.1.1.3. Recirculación de flujo inverso

Se trata de un método de protección contra heladas que consiste en la recirculación inversa del agua en el

circuito de captadores [82]. Dicho mecanismo se produce en sistemas solar de circulación por termosifón de perfil bajo a los cuales se elimina la válvula antirretorno. La recirculación de flujo inverso tiene el inconveniente de que todos los días se va a producir dicha recirculación independientemente de si hay riesgos de heladas, con la consecuente pérdida de calor por el circuito de captadores.

8.1.1.4. Resistencia eléctrica

Instalación de una resistencia eléctrica a lo largo de los tubos que contienen el agua en el captador [83,84]. Se trata del uso de una resistencia eléctrica a lo largo de los tubos del captador que se pondrá en funcionamiento cuando la temperatura sea inferior a un valor, calentando el fluido y evitando así la posible congelación del agua.

8.1.1.5. Drenaje automático de la instalación

El sistema puede ser con drenaje con recuperación [85] o drenaje al exterior [86]. En el sistema con drenaje con recuperación, el fluido en los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura es drenado al depósito de acumulación para su posterior uso cuando hay peligro de heladas. Una de las principales desventajas de los sistemas de drenaje con recuperación es la significativa pérdida de calor cuando la bomba no está funcionando, tales como los periodos nocturnos.

El sistema con drenaje al exterior, el agua es evacuada al exterior cuando hay peligro de congelación. Estos sistemas requieren de un control especial y el agua drenada no puede ser recuperada.

8.1.1.6. Sistema de calentamiento captador-acumulador integrado

En estos casos se unen el almacenamiento del agua con el calentamiento de la misma de forma que siempre se mantenga por encima de la temperatura de congelación. Es el caso del sistema llamado ICSSWH "Integrated collector/storage solar water heaters" basado en un dispositivo patentado en 1891 [87]. Existen desarrollos actuales [88] que tienen un gran potencial de uso en zonas de inviernos moderados (climatología predominante en Europa occidental). Tiene el inconveniente que se produce pérdidas nocturnas de energía.

8.1.1.7. Sistema de calentamiento del agua en dos fases

Se trata de la un sistema doméstico llamado "heat pipe" que usa como fluido de trabajo etanol o metanol [89,90]. Dicho fluido de trabajo es capaz de soportar temperaturas extremas antes de llegar al estado sólido. Tiene el inconveniente que se reduce la capacidad térmica.

8.1.1.8. Captador con material elastomérico

En [91] se describe el desarrollo de un diseño novedoso de captador solar que consiste en la combinación de una placa metálica, que actuaría como receptora de la radiación, con tubos de material elastómero usados para el transporte del fluido. Debido a las características propias del elastómero, el sistema propuesto no sufre daño alguno como consecuencia de la expansión del fluido en su interior cuando se produce la congelación del agua. Tiene el inconveniente de que la conductividad térmica es baja.

Como se describe en la bibliografía, los diferentes métodos de protección tienen ventajas y desventajas.

8.1.2. Mecanismos de protección contra heladas propuesto

Bickle L. W. [92] propuso un método de protección basado en la introducción de un tubo flexible en el tubo rígido del absorbedor del captador solar plano. Este método fue posteriormente patentado [93], aunque la patente está ahora expirada [94]. Sin embargo, esta referencia y la patente tampoco indicaron las características del material de tubo flexible a utilizar ni el comportamiento del modelo propuesto en un captador solar real. Además, el estudio no investigó el comportamiento del tubo flexible cuando el captador solar alcanza altas temperaturas ni su influencia sobre otras características del captador solar (por ejemplo, la eficiencia y la caída de presión). Por lo tanto, el sistema propuesto Bickle L. W. [92] no había sido verificado para cumplir con la normativa vigente.

En este apartado se realiza un estudio teórico del uso de peróxido de silicón, macizo o hueco con aire en su interior (Figura 8-1), como método pasivo de protección contra heladas. Del mismo modo, se realizan ensayos experimentales, tanto en pequeña como a gran escala, de uso de este método pasivo en un captador solar térmico. Por tanto, se realiza una validación experimental de un captador solar plano que utiliza tubos

flexibles de peróxido de silicón llenos de aire como un sistema pasivo de protección contra congelación en comparación con un captador comercial sin tubos flexibles de peróxido de silicón. Ambos captadores han sido probados según la norma ISO 9806:2013 [30] (eficiencia, resistencia a la congelación, caída de presión y comportamiento a altas temperaturas).

Se ha de mencionar que también se propuso el uso de teflón en lugar de silicón, pero se elimina dicha opción por tener peor capacidad de compresión física.

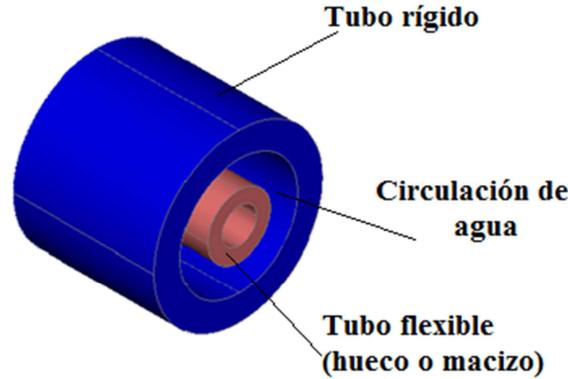


Figura 8-1. Mecanismo de protección contra heladas propuesto

8.1.2.1. Modelo teórico

La configuración geométrica del tubo absorbedor viene dado por el parámetro r_D el cual relaciona el diámetro interior de la tubería rígida de cobre del absorbedor, D_{rig} , y el diámetro interior de la tubería de flexible D_r (T_r , p_r) en las condiciones de referencia (Temperatura del agua $T_r = 277$ K y presión $p_r = 10^5$ Pa)

$$r_D = \frac{D_{rig}}{D_r(T_r, p_r)} \quad (8-1)$$

El parámetro ε relaciona el diámetro del tubo flexible entre unas condiciones iniciales (T_i , p_i) y unas condiciones finales (T_f , p_f)

$$\varepsilon(T_i, p_i, T_f, p_f) = \frac{D(T_i, p_i) - D(T_f, p_f)}{D(T_i, p_i)} \quad (8-2)$$

En parámetro r_v relaciona el volumen del aire interior del tubo flexible entre unas condiciones iniciales (T_i , p_i) y unas condiciones finales (T_f , p_f).

$$r_v = \frac{V_a(T_i, p_i) - V_a(T_f, p_f)}{V_a(T_i, p_i)} \quad (8-3)$$

La relación entre los parámetros r_D , r_v y ε vienen dados por las ecuaciones (8-9) y (8-10) y se han obtenido del siguiente modo. Se asume el desprecio del espesor del tubo flexible que contiene el aire.

El volumen del agua en unas condiciones iniciales y finales del proceso de congelación de la tubería de cobre, viene dado por las ecuaciones (8-4) y (8-5):

$$V_w(T_f, p_f) = \frac{\pi}{4} \cdot L_{tub} \cdot (D_{rig}^2 - D^2(T_f, p_f)) \quad (8-4)$$

$$V_w(T_i, p_i) = \frac{\pi}{4} \cdot L_{tub} \cdot (D_{rig}^2 - D^2(T_i, p_i)) \quad (8-5)$$

La variación del volumen del agua dentro de las tuberías de cobre $\Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f)$ depende de la variación del volumen específico del agua $\Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f)$ como se muestra en la ecuación (8-6):

$$\Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f) = m_w \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) = \rho_w(T_i, p_i) \cdot \frac{\pi}{4} \cdot L_{tub} \cdot (D_{rig}^2 - D^2(T_i, p_i)) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \quad (8-6)$$

La relación entre el volumen final e inicial del agua interior de la tubería de cobre en el proceso de congelación es dada por la ecuación (8-7):

$$V_w(T_f, p_f) = V_w(T_i, p_i) + \Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f) \quad (8-7)$$

Sustituyendo las ecuaciones (8-4), (8-5), (8-6) y (8-7) y despejando el diámetro del tubo flexible en las condiciones finales $D_f(T_f, p_f)$ resulta la ecuación (8-8).

$$D(T_f, p_f) = \sqrt{D^2(T_i, p_i) \cdot (1 + \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \cdot \rho_w(T_i, p_i)) - \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \cdot \rho_w(T_i, p_i) \cdot D_{rig}^2} \quad (8-8)$$

Se relaciona el parámetro ε con los parámetros r_D y r_V definidos de acuerdo a las expresiones (8-1) y (8-3), a través de las ecuaciones (8-2) y (8-8)

$$\varepsilon = 1 - \sqrt{(1 + \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \cdot \rho_w(T_i, p_i)) - \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \cdot \rho_w(T_i, p_i) \cdot r_D^2} \quad (8-9)$$

$$r_V = 2\varepsilon - \varepsilon^2 \quad (8-10)$$

El comportamiento de los diferentes sustancias, agua líquida, hielo, aire y silicona, han sido caracterizadas por las ecuaciones de estado de la Tabla 8-1.

Tabla 8-1. Ecuaciones de estado usadas para agua líquida, hielo, aire y silicona

Referencia	Material	Rango T-p	Ecuaciones usadas	Parámetros
[95]	Agua líquida	273.15 – 288.15 K 0.1 -10 Mpa	$v_{ew}(T_f, p_f) = v_{e0cw} (1 + \lambda (T_f - T_{0w} + a \cdot p_f)^2 - k_0 \cdot p_f) \quad (8-11)$	$v_{e0cw} = 1.00008 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ $\lambda = 8 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-2}$ $T_{0w} = 277 \text{ K}$ $a = 2 \cdot 10^{-7} \text{ m s}^2 \text{ K}/\text{kg}$ $k_0 = 5 \cdot 10^{-10} \text{ m s}^2/\text{kg}$
[96]	Hielo	150 K-273.15 K 0.1 -10 Mpa	$v_{esol}(T_f, p_f) = v_{e0sol} \exp(\alpha_{vsol} (T_f - T_{0sol}) - k_{Tsol} (p_f - p_{0sol})) \quad (8-12)$	$v_{e0sol} = 1.091 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ $\alpha_{vsol} = 171.6 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ $k_{Tsol} = 0.12 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$ $T_{0sol} = 273.3 \text{ K}$ $p_{0sol} = 101325 \text{ Pa}$
[97]	Aire	59.75K-2000K 1 -2000 Mpa	RefProp Program (8-13)	RefProp Program
[98]	Silicona	250 K-500 K 0.05 -10 Mpa	$v_{esil}(T_f, p_f) = v_{e0sil} \exp(\alpha_{vsil} \cdot (T_f - T_{0sil}) - k_{Tsil} (p_f - p_{0sil})) \quad (8-14)$	$v_{e0sil} = 5.555 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{kg}$ $\alpha_{vsil} = 1.71 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ $k_{Tsil} = 2 \cdot 10^{-7} \text{ Pa}^{-1}$ $T_{0sil} = 273.3 \text{ K}$ $p_{0sil} = 101325 \text{ Pa}$

Las Figura 8-2 y Figura 8-3 muestran como al variar la temperatura del agua y el aire de 273 K a 277 K, se produce el aumento máximo del volumen específico de agua. Fuera de estos rangos la variación de volumen del agua no es significativa y su comportamiento no varía con la presión. En el caso del aire, la variación del

volumen de aire en ese rango de temperatura es muy pequeña y esta variación depende en gran medida de la variación de presión.

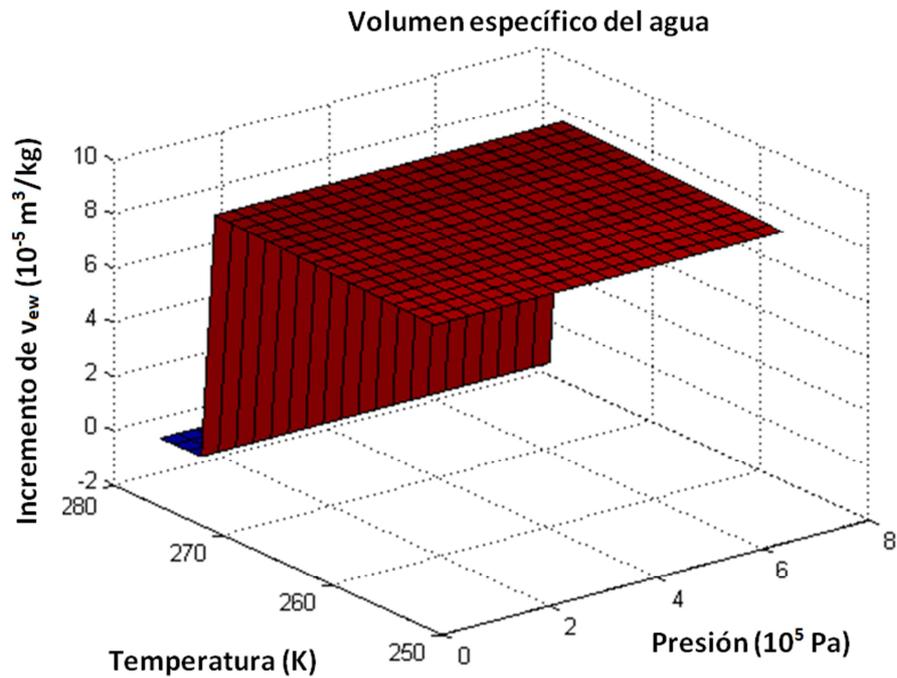


Figura 8-2. Incremento del volumen específico del agua de acuerdo a las ecuaciones (8-11) y (8-12) de la Tabla 8-1

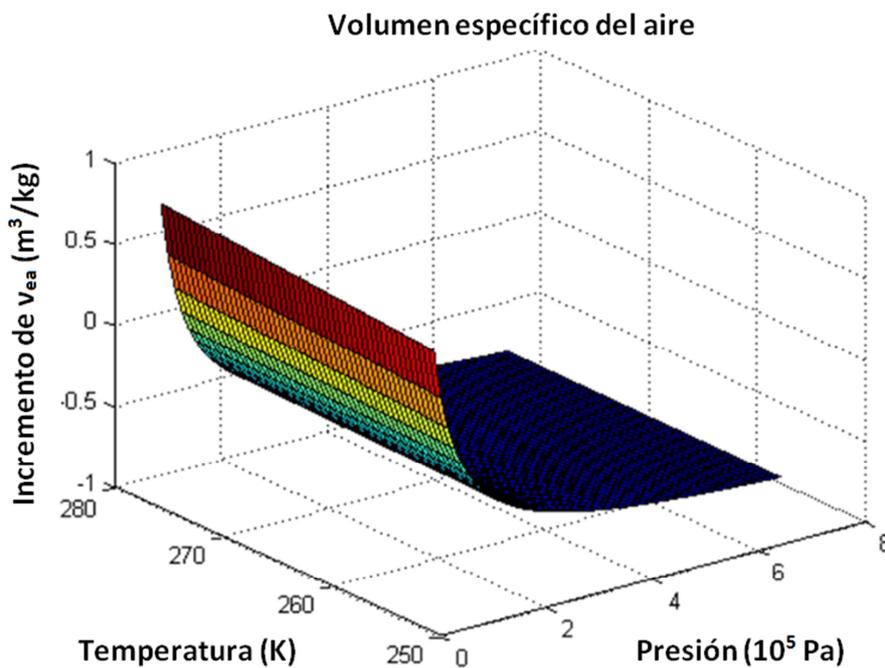


Figura 8-3. Incremento del volumen específico del aire de acuerdo a la ecuación (8-13) de la Tabla 8-1

El aumento de los diámetros de los tubos de cobre y silicona durante el proceso de congelación se muestra en la Figura 8-4, donde el aumento del volumen de agua por congelación, $\Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f)$ debe ser absorbido por una reducción del volumen del tubo flexible con aire en el interior, sin alcanzar altas presiones sobre el conjunto. Por lo tanto, este sistema de protección no impide la congelación del agua, sino que limita las presiones máximas que el tubo alcanza durante su funcionamiento.

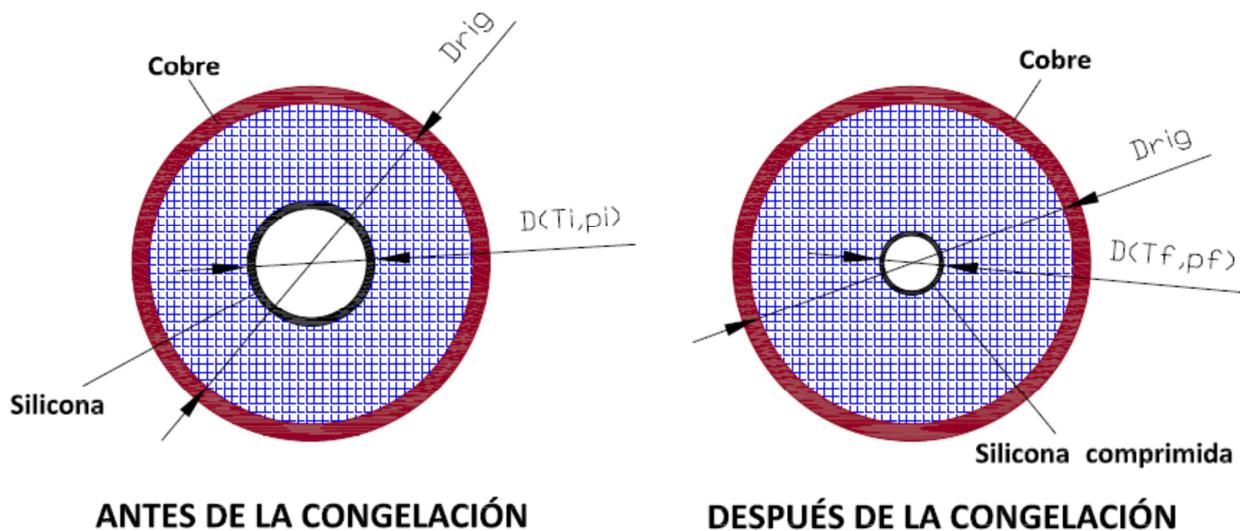


Figura 8-4. Aumento de volumen del interior del dispositivo

Cuando $\varepsilon = 1$ se produce una contracción máxima del tubo flexible, resultando un valor de $r_v = 1$ en esas condiciones. El valor máximo alcanzado por r_D sucede cuando se alcanza el mayor incremento de volumen del agua en el proceso de congelación, con $\varepsilon = 1$. De acuerdo a la Figura 8-2 se verifica que las condiciones de la variación máxima de volumen del agua pura se produce prácticamente cuando se pasa de unas condiciones iniciales $T_i = 277 \text{ K}$; $p_i = 10^5 \text{ Pa}$ a unas condiciones finales $T_f = 273.15 \text{ K}$; $p_f = 10^5 \text{ Pa}$, resultando una variación de volumen máximo del agua $\Delta v_{ewmax}(277 \text{ K}, 10^5 \text{ Pa}, 273.15 \text{ K}, 10^5 \text{ Pa}) = 9.09 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3/\text{kg}$. Sustituyendo este valor junto al valor de la densidad $\rho_w(T_i, p_i) = 999.97 \text{ kg/m}^3$ en la ecuación (8-9), se obtiene un valor máximo de r_D , $r_{D_{MAX}} = 3.45$.

En la Figura 8-5 se muestra gráficamente la relación entre los tres parámetros r_D , r_v y ε .

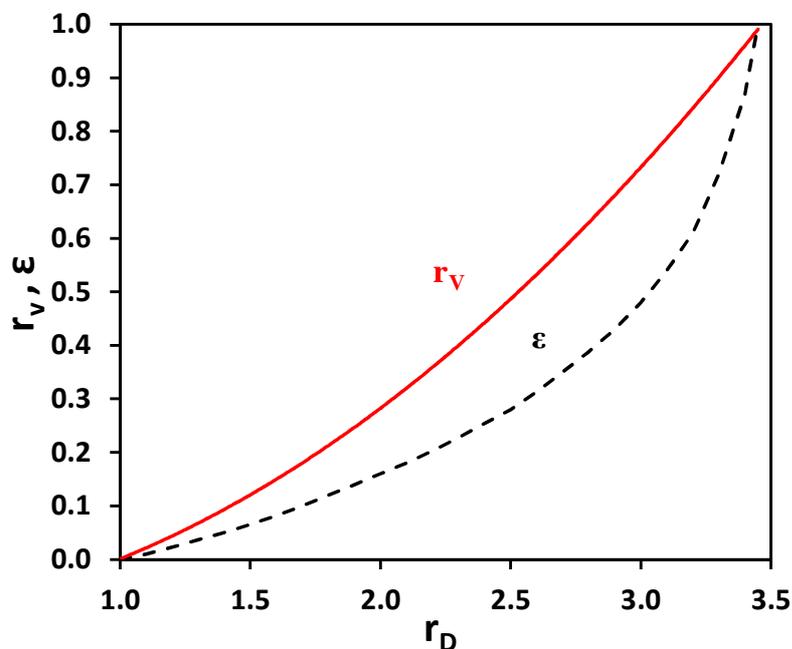


Figura 8-5. Variación de los parámetros ε y r_v para diferentes geometrías r_D

Si el valor de r_D es demasiado bajo, el volumen del agua disponible entre el diámetro interior del tubo flexible y el tubo de cobre sería demasiado pequeño, y el caudal del agua sería muy elevado, si se desea mantener el caudal de agua interior, además de tener grandes pérdidas de cargas. Si el valor de r_D es demasiado cercano al valor máximo de 3.45, el aire dentro del tubo flexible ejercería una alta presión sobre el conjunto y el tubo de cobre podría romperse.

Para que el montaje funcione correctamente, las variaciones de volumen del tubo flexible con aire en el

interior, pasando de la condición inicial T_i, p_i , que corresponde al diámetro inicial $D(T_i, p_i)$, a la condición final T_f, p_f , que corresponde al diámetro final $D(T_f, p_f)$, debe permitir absorber las variaciones de volumen del agua dentro del tubo al congelarse, comprobando que la presión final p_f es menor que la presión máxima soportada por el tubo rígido, evitando así su rotura. Esta relación entre temperaturas, presiones y geometría está determinada por la ecuación (8-25) que se ha deducido de la siguiente manera:

Puesto que se ha asumido que el tubo de cobre es rígido, $\Delta V_{rig} = 0$ siendo:

$$\Delta V_{rig} = \Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f) + \Delta V_a(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (8-15)$$

Donde

$$\Delta V_w = V_w(T_f, p_f) - V_w(T_i, p_i) \quad (8-16)$$

$$\Delta V_a = V_a(T_f, p_f) - V_a(T_i, p_i) \quad (8-17)$$

La ecuación anterior es una ecuación en función de p y T .

$$m_w \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + m_a \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (8-18)$$

Asumiendo que no hay fugas, la masa de agua m_w y la masa de aire m_a se mantienen constantes e iguales a las de la condición inicial.

$$v_{ew}(T_i, p_i)^{-1} \cdot V_w(T_i, p_i) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + v_{ea}(T_i, p_i)^{-1} \cdot V_a(T_i, p_i) \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (8-19)$$

Dividiendo la expresión anterior por el volumen total del interior del tubo V_{rig} , quedaría que:

$$v_{ew}(T_i, p_i)^{-1} \cdot r_w(T_i, p_i) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + v_{ea}(T_i, p_i)^{-1} \cdot r_a(T_i, p_i) \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (8-20)$$

Siendo los nuevos parámetros:

$$r_w(T_i, p_i) = \frac{V_w(T_i, p_i)}{V_{rig}} = \frac{A_w(T_i, p_i)}{A_{rig}} \quad (8-21)$$

$$r_a(T_i, p_i) = \frac{V_a(T_i, p_i)}{V_{rig}} = \frac{A_a(T_i, p_i)}{A_{rig}} = \left(\frac{D(T_i, p_i)}{D_{rig}} \right)^2 \quad (8-22)$$

$$r_w(T_i, p_i) = 1 - r_a(T_i, p_i) = 1 - \left(\frac{D(T_i, p_i)}{D_{rig}} \right)^2 \quad (8-23)$$

$$v_{ew}(T_i, p_i)^{-1} \cdot \left(1 - \left(\frac{D(T_i, p_i)}{D_{rig}} \right)^2 \right) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + v_{ea}(T_i, p_i)^{-1} \cdot \left(\frac{D(T_i, p_i)}{D_{rig}} \right)^2 \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (8-24)$$

La ecuación (8-25) representa la ecuación (8-24) después de sustituir D_{rig} en la ecuación (8-1)

$$v_{ew}(T_i, p_i)^{-1} \cdot (1 - r_D^{-2}) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + v_{ea}(T_i, p_i)^{-1} \cdot r_D^{-2} \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (8-25)$$

Esta ecuación (8-25) relaciona las temperaturas y presiones que se alcanzan dentro del tubo de cobre desde una condición inicial a temperatura T_i y presión p_i hasta otra condición final a temperatura T_f y presión p_f , de acuerdo con la geometría r_D , de modo que no hay variación de volumen en el tubo de cobre rígido. Posteriormente se verifica que no hay ruptura en los tubos de cobre y que la presión final alcanzada en el proceso p_f es menor que la presión máxima soportada por el tubo de cobre p_{max} .

$$p_f(T_i, p_i, r_D, T_f) < p_{max} \quad (8-26)$$

8.1.2.2. Análisis experimental

En este apartado se lleva a cabo un análisis experimental de la configuración de tubo macizo y tubo hueco de peróxido de silicón. Del mismo modo se realiza ensayos de congelación a pequeñas muestras, tanto al tubo macizo como al tubo hueco, para corroborar lo descrito en el estudio teórico. Por último, se ensaya un captador, con el mecanismo de protección contra heladas, de acuerdo a los ensayos de la norma ISO 9806:2013 (resistencia a heladas, eficiencia comportamiento a alta temperatura y caída de presión) y se comparan sus resultados con los de un captador de referencia, sin dicho mecanismo de protección.

8.1.2.2.1. Configuración con tubo macizo de silicón

La Figura 8-6 representa la variación de la presión con respecto a la temperatura con la resolución de la ecuación (8-25), para el caso de un tubo macizo de silicón con $r_D = 3$.

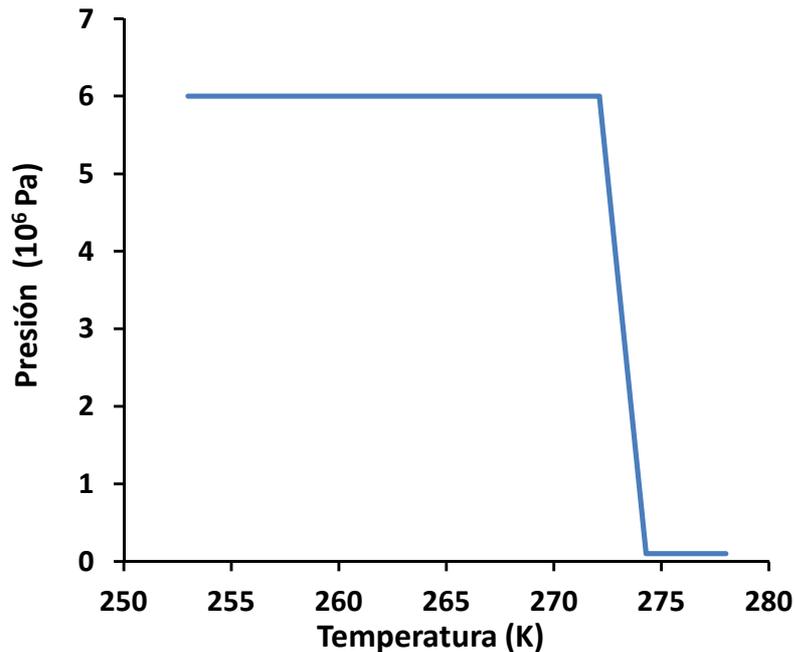


Figura 8-6. Variación de la presión con la temperatura para el caso del tubo macizo de silicón, $r_D = 3$, heladas. Se puede observar cómo se alcanza una presión en el proceso de congelación de aproximadamente 60 MPa, una presión que no es capaz de soportar el tubo de cobre.

8.1.2.2.2. Configuración con tubo hueco de peróxido de silicón

La Figura 8-7 representa la variación de la presión con respecto a la temperatura con la resolución de la ecuación (8-25), para el caso de un tubo hueco de silicón con $r_D = 2.67$.

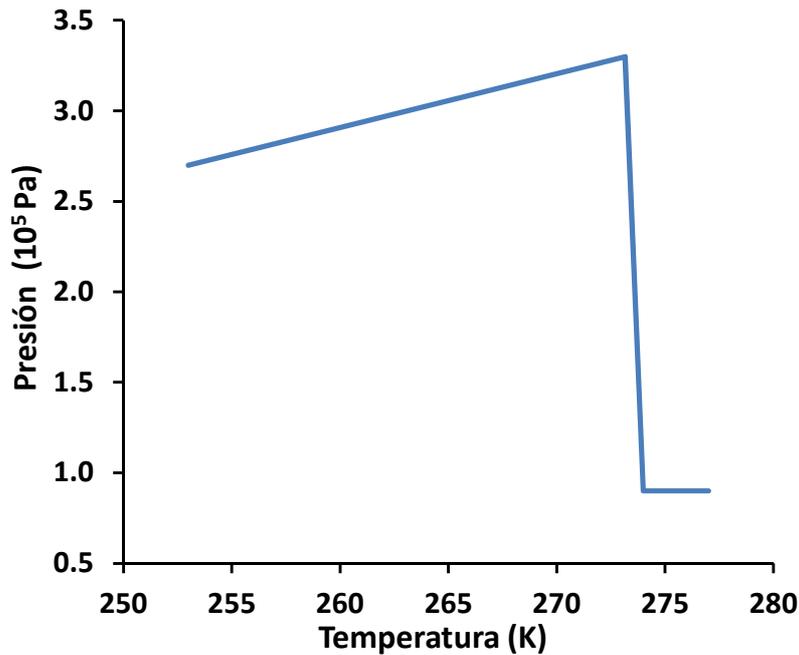


Figura 8-7. Variación de la presión con la temperatura para el caso del tubo hueco de silicona, $r_D = 2.67$, heladas. Se puede observar como en el proceso de congelación la presión no excede el valor de $3.3 \cdot 10^5$ Pa, una presión que es capaz de soportar el tubo de cobre.

Particularizando la ecuación (8-25) para la geometría $r_D = 2.67$, en el proceso de sobretemperaturas, desde una presión inicial $p_i = 10^5$ Pa y una temperatura inicial $T_i = 315$ K, hasta unas temperaturas finales entre 315 K y 415 K, la presión final puede ser calculada en el proceso de sobretemperaturas. La Figura 8-8 muestra como la presión final no supera el valor de $3.8 \cdot 10^5$ Pa, una presión que es capaz de soportar el tubo de cobre.

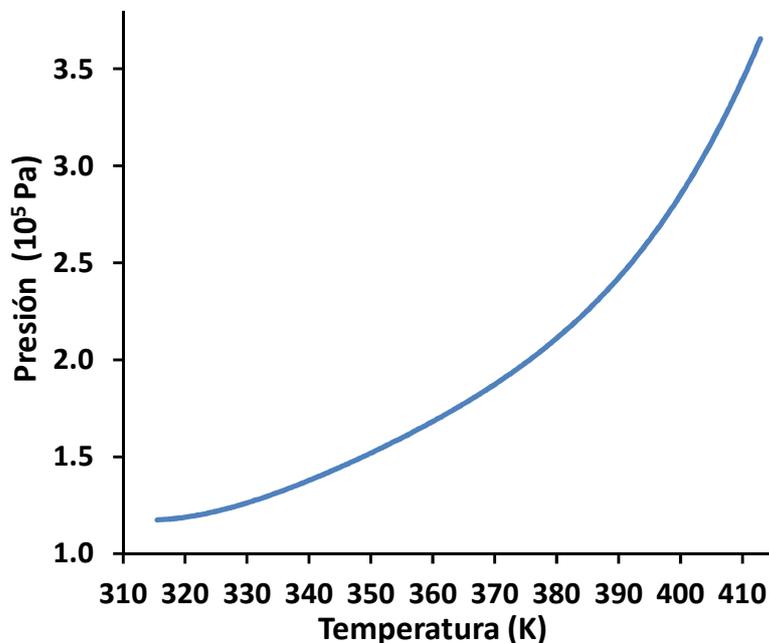


Figura 8-8. Variación de la presión con la temperatura para el caso del tubo hueco de silicona, $r_D = 2.67$, sobretemperaturas

8.1.2.2.3. Ensayo a pequeña escala

Con el fin de corroborar el análisis teórico expuesto en el apartado 8.1.2.1, se realizan unos ensayos a pequeña escala. Dichos ensayos consisten en introducir en un congelador unas probetas de cobre (Figura 8-9) con tubo flexible de silicona hueco o macizo en su interior y se observan cómo se comportan dichas probetas a la

exposición de temperatura bajo cero.

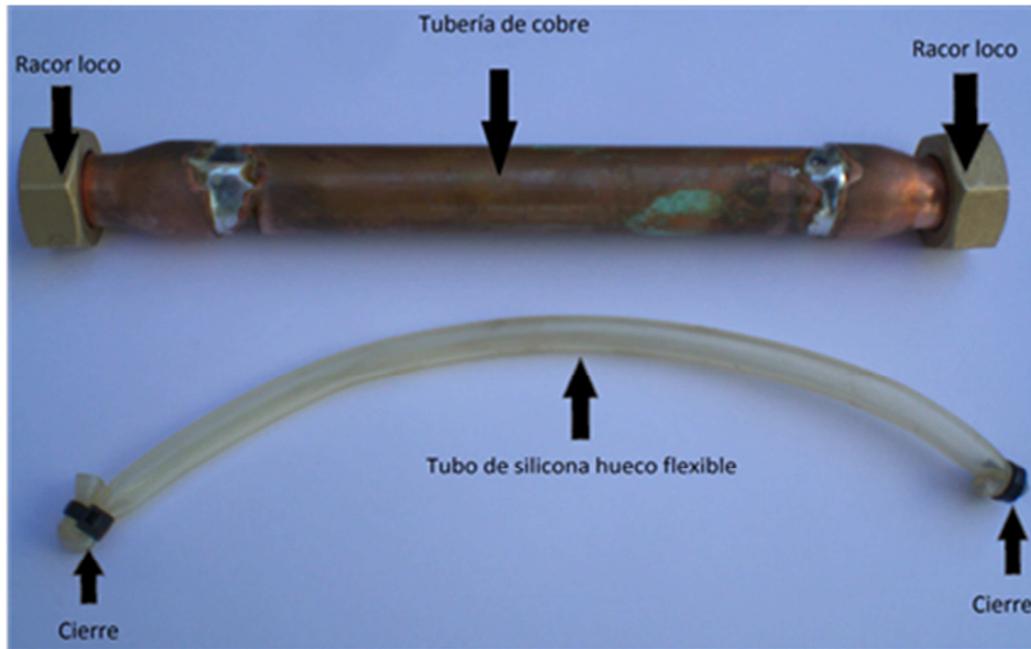


Figura 8-9. Probeta de tubo de cobre y silicona hueco

En la Figura 8-10 se observa el montaje de los sensores de presión y temperatura utilizados en el ensayo de heladas. Del mismo modo se colocan una llave en el extremo de la probeta para evacuar todo el aire de su interior.

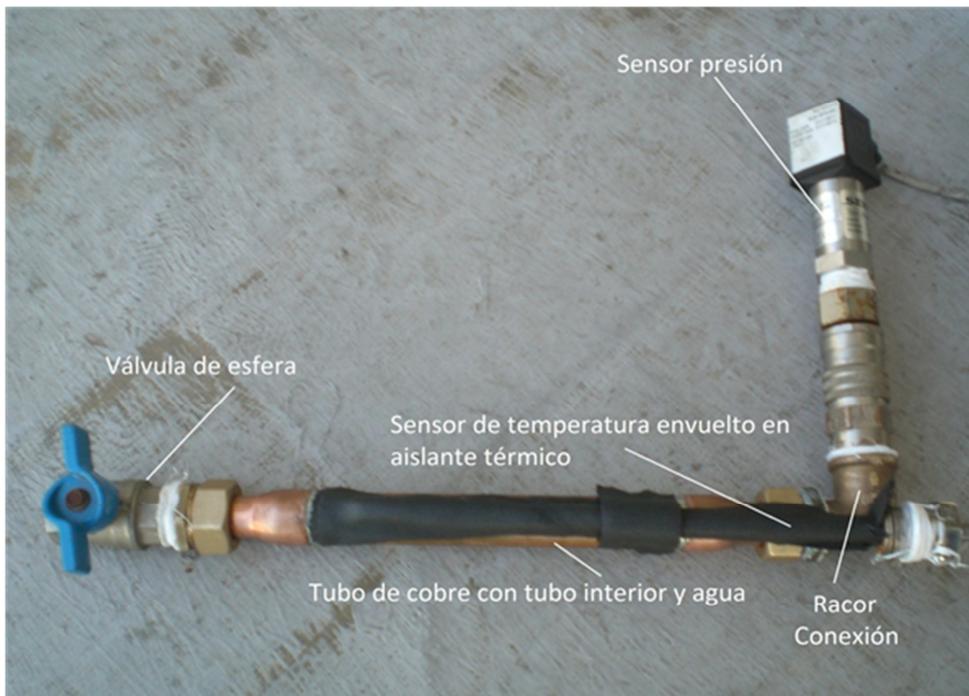


Figura 8-10. Montaje de sensores en el ensayo de heladas

En la Tabla 8-2 se muestran los ensayos de heladas realizados a las probetas con los diámetros de tuberías de cobre y silicona empleados.

Tabla 8-2. Ensayos de heladas a pequeña escala

Ensayo	Diámetro interior tubo de cobre (mm)	Tipo tubo silicona	Diámetro interior tubo silicona (mm)	Diámetro exterior tubo silicona (mm)	r_D
1	26	Hueco	7	9	3,71
2	20	Hueco	7	9	2,86
3	16	Macizo	-	9	-

Se pudo comprobar cómo el ensayo del tubo hueco con valor de r_D igual a 3.71 se producía rotura del tubo de cobre, mientras que el ensayo con tubo hueco con valor de r_D igual a 2.86 no se produjo rotura. Por tanto, se comprobó el análisis teórico anteriormente expuesto, el cual indica que el valor máximo teórico de r_D es de 3.45. En el ensayo con el tubo macizo, ensayo número 3, se produjo una rotura del tubo de cobre en el ensayo de heladas, con las configuraciones de tubo de cobre-silicona indicadas.

8.1.2.2.4. Ensayos norma ISO 9806:2013 con captador solar de peróxido de silicona

Para la validación de los resultados a gran escala, se ha utilizado un **captador de referencia** comercial con área de apertura de 1.87 m². Se trata de un captador con un absorbedor de serpentín de 1.29 litros y un tubo de cobre de diámetro interior de 6 mm y espesor de 1mm.

El **prototipo** fabricado es idéntico al anterior (misma superficie del absorbedor, cristal y aislamiento posterior) y un serpentín de la misma longitud que el captador comercial pero con un diámetro interior de la tubería de cobre de 8 mm y espesor de 1 mm. En su interior se coloca un tubo de peróxido de silicona hueco de diámetro interior de 3 mm y espesor de 1 mm. Esta configuración hace que el captador tenga 1.24 litros de capacidad, Figura 8-11. El valor r_D para el prototipo de captador es de $r_D = 2.67$, $\varepsilon = 0.31$ y $r_V = 0.53$. Este valor de r_D es menor que el valor máximo teórico permitido de 3.45.

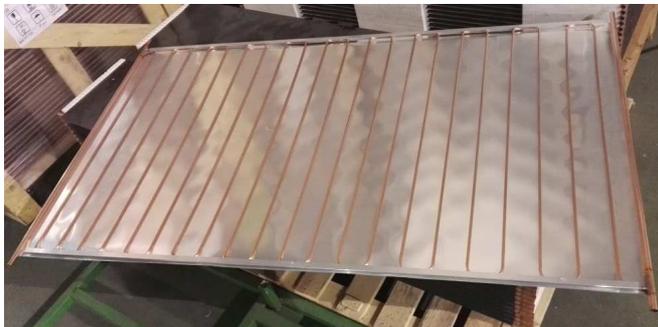


Figura 8-11. Absorbedor solar

Ambos captadores han sido ensayados según la norma ISO 9806:2013 (resistencia a heladas, rendimiento, comportamiento a altas temperaturas y pruebas de caída de presión).

Ensayo de resistencia a heladas

Este es el principal ensayo de objeto de este trabajo, y por tanto, el captador solar con el tubo de peróxido de silicona en su interior fue sujeto a 20 ciclos de congelación-deshielo de la sección 15 de la norma ISO 9806:2013, con una temperatura de congelación entre $-20^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ durante 40 minutos y unas condiciones de deshielo de $15^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ durante 40 minutos, más un descanso de 20 minutos. La Figura 8-12 muestra un ciclo de congelación-deshielo (T). El prototipo pasa satisfactoriamente el ensayo de resistencia a heladas.

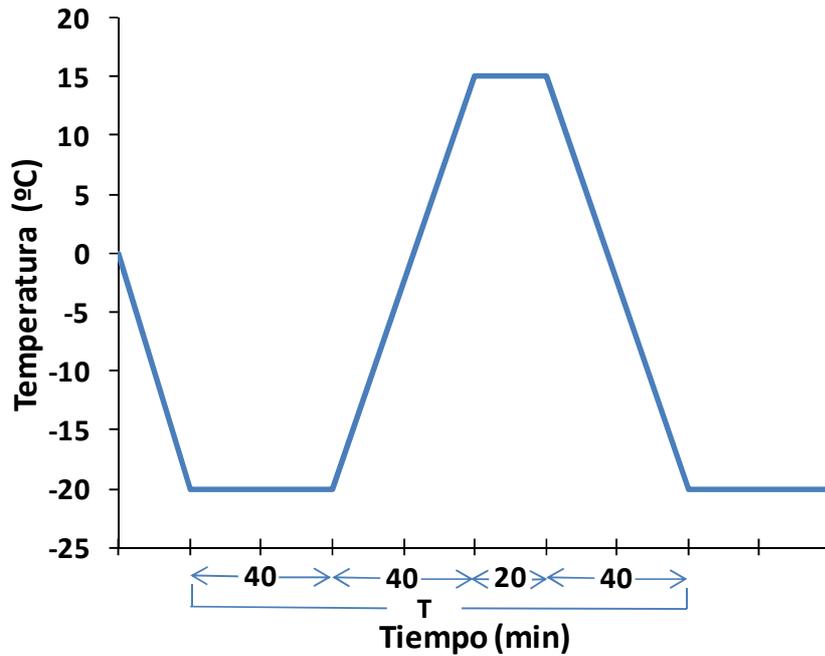


Figura 8-12. Ciclo congelación-deshielo

Ensayo de rendimiento

Este ensayo determina la curva de rendimiento del captador, de acuerdo a la sección 20 de la norma ISO 9806:2013. El modelo más común del rendimiento de un captador solar térmico viene definido en la norma como la dependencia entre el rendimiento térmico η_c con respecto a la irradiancia solar global G , y la diferencia entre la temperatura media de fluido que circula por el captador T_m y la temperatura del aire ambiente T_a , del siguiente modo:

$$\eta_c = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{(T_m - T_a)}{G} - a_2 \cdot \frac{(T_m - T_a)^2}{G} \quad (8-27)$$

La temperatura media del fluido que circula en el captador es la media entre la temperatura de entrada T_{in} y la temperatura de salida T_e .

$$T_m = \frac{(T_{in} + T_e)}{2} \quad (8-28)$$

La Figura 8-13 muestra la curva de rendimiento de los dos captadores ensayados, el captador con silicona en su interior y el captador de referencia.

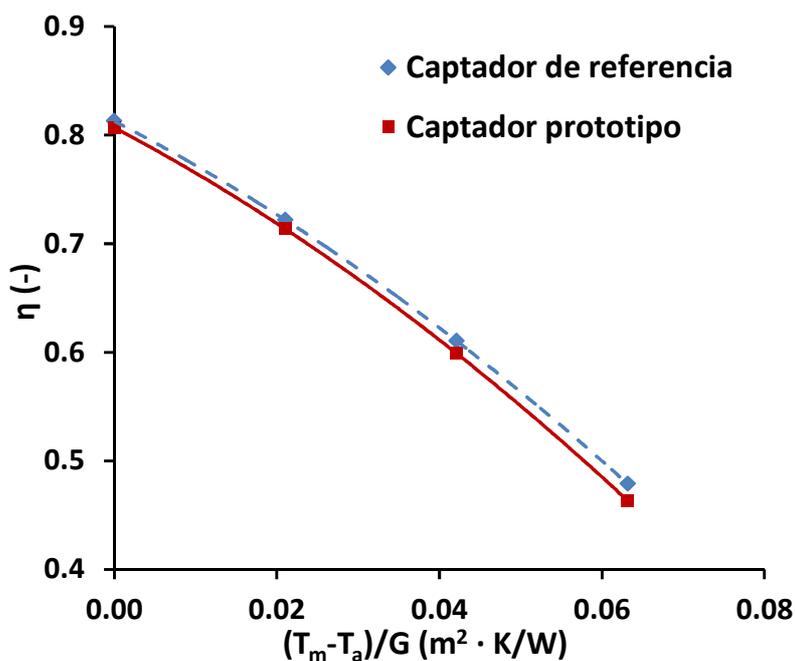


Figura 8-13. Ajuste de la curva de eficiencia cuadrática con respecto al área de apertura y la temperatura media del fluido para los dos captadores

La diferencia del rendimiento ($\Delta\eta_R$) se define como:

$$\Delta\eta_R = \eta_{C.Ref} - \eta_{C.Sil} \quad (8-29)$$

La Tabla 8-3 muestra como la diferencia máxima entre las curvas de rendimiento de ambos captadores es inferior al 2%.

Tabla 8-3. Diferencia de eficiencia energética entre los captadores de referencia y prototipo

$T_m - T_a / G$ ($m^2 \cdot K/W$)	0	0.021	0.042	0.063
$\Delta\eta_R$ (%)	0.600	0.832	1.147	1.547

Las Tabla 8-4 y Tabla 8-5 muestran los parámetros de las curvas de eficiencia, basadas en el área de apertura, obtenidas de los captadores de referencia y prototipo con tubo de silicona en su interior.

Tabla 8-4. Parámetros de la curva de eficiencia del captador con peróxido de silicona

Captador con tubo flexible			
Parámetro	Valor	Desviación estándar	Unidad
η_0	0.807	0.01	--
a_1	3.942	0.286	$W/m^2 \cdot K$
a_2	0.025	0.002	$W/(m^2 \cdot K^2)$

Tabla 8-5. Parámetros de la curva de eficiencia del captador de referencia

Captador de referencia			
Parámetro	Valor	Desviación estándar	Unidad
η_0	0.813	0.012	--
a_1	3.852	0.293	W/ m ² ·K
a_2	0.024	0.002	W/ (m ² ·K ²)

Ensayo de exposición

El ensayo de exposición proporciona condiciones de operación que pueden ocurrir probablemente durante el servicio real y también permite al captador "asentarse", de forma que los subsecuentes ensayos de cualificación den mayor probabilidad de resultados repetibles. Ambos captadores pasan de modo satisfactorio el ensayo de exposición para unas condiciones de ensayos de clase A de acuerdo a la sección 11 de la norma ISO 98006:2013.

Ensayo de caída de presión

El mayor inconveniente de introducir un tubo flexible dentro del tubo absorbedor es el incremento en la caída de presión. La Figura 8-14 muestra el valor experimental de la caída de presión de ambos captadores en función del caudal de agua a través del absorbedor, después de que ambos captadores se ensayen de acuerdo a la sección 28 de la norma ISO 9806:2013.

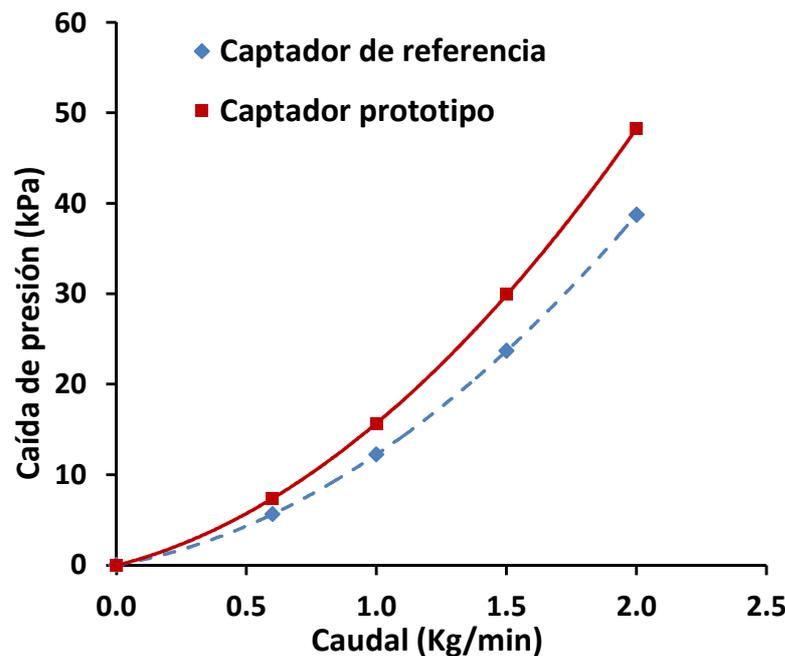


Figura 8-14. Caída de presión con respecto al caudal de ambos captadores

La caída de presión del captador (Δl_p) se define como:

$$\Delta l_p = C \cdot P \cdot c_{Sil} - C \cdot P \cdot c_{Ref} \quad (8-30)$$

La Tabla 8-6 muestra como la diferencia máxima de la caída de presión entre ambos captadores es inferior a 9.5 kPa para los caudales estudiados.

Tabla 8-6. Diferencia de la caída de presión entre ambos captadores

Caudal (Kg/min)	0	0.6	1	1.5	2
Δl_p (kPa)	--	1.7	3.4	6.3	9.5

A través de ensayo se puede observar como el incremento en la caída de presión con respecto al flujo es ligeramente superior en el caso del captador con tubo de silicona.

8.1.2.3. Conclusiones

Se ha comprobado, tanto en modo teórico como experimental, que el tubo flexible hueco de peróxido de silicona previene la rotura del tubo absorbedor de los captadores solares, absorbiendo las variaciones del volumen del agua. De hecho, se ha demostrado como el captador con tubo flexible pasa todos los ensayos de durabilidad de acuerdo a la norma ISO 9806:2013.

Este estudio muestra que el rendimiento del prototipo de captador propuesto (con tubo de peróxido de silicona) es similar al captador comercial utilizado de referencia. Las curvas de eficiencia y caída de presión del prototipo de captador propuesto muestra pequeñas desviaciones en comparación con el captador comercial de referencia.

El tubo de peróxido de silicona tiene una baja resistencia del vapor con temperaturas superiores a 403K, eso se considera una limitación al sistema propuesto. Consecuentemente, se recomienda utilizar el sistema propuesto en instalaciones con controladores del proceso de sobretemperatura. Por ello, es mejor utilizarlo en sistemas de circulación forzada que en sistemas de circulación por termosifón, porque la centralita diferencial activa el mecanismo de protección contra sobretemperatura del captador. Así una vez que la temperatura exceda el valor de 403 K, la bomba de circulación puede activar el enfriamiento del captador.

8.2. Mecanismo de protección contra sobrecalentamientos

Uno de los principales problemas en las instalaciones solares térmicas es el sobrecalentamiento del fluido caloportador y del captador solar [99], que a su vez también es uno de los factores más importantes que influyen en la vida útil de una instalación. Las temperaturas extremas en el absorbedor pueden tener efectos perjudiciales en los captadores solares, pudiendo ocasionar una degradación acelerada de los revestimientos y materiales absorbentes [100]. Los daños pueden abarcar desde el deterioro del aspecto visual hasta la degradación de las propiedades ópticas del revestimiento absorbente, o ambos. Además, el transporte de fluidos de transferencia de calor a muy alta temperatura a otros componentes del sistema solar (bombas, depósitos de expansión, intercambiadores de calor, etc.) también pueden dañar o acelerar su fallo [101]. Por otro lado, como se comentó en el apartado 7.5.3, el líquido anticongelante sufre una degradación de sus propiedades cuando el mismo se expone a periodos continuos de temperaturas altas. Por último, en el apartado de 5.2.1.2 se mostraron problemas de durabilidad de los acumuladores solares debidos al sobrecalentamiento.

Por lo expuesto anteriormente es importante tener, en las localidades donde se tienen largos periodos con radiaciones altas o con largos periodos de no uso de la instalación solar, un mecanismo de protección contra el sobrecalentamiento que sea capaz de proteger a la instalación de elevadas temperaturas de operación. En este apartado se propone y detalla un novedoso mecanismo de protección contra sobrecalentamientos del captador solar.

8.2.1. Mecanismos de protección contra sobrecalentamiento. Análisis bibliográfico

Existe una gran variedad de mecanismos de protección contra sobrecalentamientos. En este apartado se detallan gran cantidad de ellos.

8.2.1.1. Mantas [102]

Cubrir los captadores con mantas para evitar que se pueda captar radiación solar. Esto requiere que se pueda acceder al área de los captadores de forma segura y cómoda para colocar las mantas. Una ventaja es que se puede poner las mantas sobre algunos de los captadores, mientras se deja trabajar el resto para poder seguir obteniendo calor solar sin poner en riesgo la instalación. Es una buena opción en momentos de no uso de la instalación solar como pueden ser periodos de vacaciones.

8.2.1.2. Disipadores de calor [103]

Estos dispositivos hacen circular el líquido sobrecalentado por unos conductos para que se disipe su calor en el aire. En principio se activan cuando el fluido caloportador ha alcanzado una temperatura determinada previa a la considerada peligrosa (en torno a los 90°C).

Existen disipadores de diversos modelos y diseños. Los hay que dirigen todo el flujo sobrecalentado del circuito primario a una unidad donde el calor es disipado con ayuda de ventiladores.

Otros en cambio son estructuras que se colocan en cada colector solar y que disipan solo el calor generado por la unidad sobre la que están. Este tipo funciona por gravedad sin componentes electrónicos y se activa por medio de válvulas termostáticas. Tiene la ventaja de que su activación es automática y no requieren vigilancia. Como principal desventaja es que se encarece la instalación.

8.2.1.3. Aleros [104]

Mediante la disposición de aleros estratégicamente dispuestos es posible reducir la radiación solar que incide en los captadores solares en verano. Con este sistema se busca aprovechar la mayor perpendicularidad de los rayos solares veraniegos para proyectar la sombra del alero sobre los captadores, permitiendo que solo trabaje una parte reducida de los mismos. Durante los meses de invierno, debido a la mayor inclinación de los rayos solares, el alero pierde su capacidad de proyectar sombra sobre los captadores y este puede funcionar a pleno rendimiento. Este sistema tiene el inconveniente de que es de muy difícil aplicación, cuando no imposible, en edificios ya construidos, ya que será complicado encontrar unos alerones que se adapten correctamente, si es que existen. Normalmente será necesario que el arquitecto tenga este factor en cuenta a la hora de diseñar y construir la casa.

8.2.1.4. Centralita de control [105]

La centralita de control puede actuar de diferentes maneras:

- Control de temperatura máxima del acumulador. La centralita de control actúa desactivando el funcionamiento de la bomba cuando se alcanza una temperatura deseada en el acumulador.
- Control de temperatura máxima del captador. La centralita actúa activando el funcionamiento de la bomba cuando se alcanzan temperaturas elevadas de estancamientos. Con ello se consigue enfriar el/los captador/es.
- Enfriamiento nocturno del sistema [106]. La centralita actúa poniendo en funcionamiento la bomba en periodos nocturnos. Esto hace que se produzcan pérdidas térmicas de calor por los captadores solares.

8.2.1.5. Válvulas de seguridad [107]

Se trata de la utilización de válvulas de seguridad con apertura por temperatura. Es un mecanismo de protección contra el sobrecalentamiento que hace que la válvula de seguridad se abra cuando se alcance una temperatura de consigna. Dicha válvula de seguridad se coloca en el circuito de consumo. El orificio de la válvula de seguridad debe estar dispuesto de tal forma que el agua caliente no cause ningún riesgo para las personas, materiales o el medio ambiente. No es un mecanismo de protección adecuado para localidades con periodos largos con altas radiaciones, ni en periodos vacacionales. En estos casos se pueden producir una gran pérdida de agua por apertura de éstas válvulas.

8.2.1.6. Persianas móviles [108]

Es un mecanismo de protección de la instalación que hace que las persianas tapen el captador cuando se alcanza una temperatura máxima de consigna en el acumulador. Cuando el valor de la temperatura de consigna disminuye, las persianas se vuelven a recoger permitiendo captar de nuevo radiación solar.

8.2.1.7. Sistemas Drain-back [86]

El sistema Drain-Back es un método de captación de energía solar térmica para uso doméstico, compuesto por captador solar, y una unidad pre montada con el acumulador, la unidad de control y el grupo de bombeo. Cuando la bomba del circuito primario se para, los captadores se vacían de líquido. De esta forma no hay peligro de heladas ni de sobrecalentamientos. Gracias a su diseño evita la necesidad de instalar purgadores y vaso de expansión. Además con este sistema son imposibles las pérdidas térmicas del acumulador por circulación nocturna o por gravedad. Tiene el inconveniente que no puede montarse cuando se requieran muchos metros de tubería en la instalación.

8.2.1.8. Ventilación pasiva del captador [109,110]

Se trata de un mecanismo que consiste en abrir una válvula de ventilación en la estructura del captador para disipar temperatura del absorbedor cuando se llega a una temperatura de consigna.

8.2.1.9. Estructura prismática [111]

Se trata de una estructura prismática que se coloca antes del absorbedor que es capaz de rechazar parte de los rayos solares que le llegan a la misma.

8.2.2. Mecanismo propuesto

En este apartado se propone la utilización de vidrios electrocrómicos, activado por un control alimentado mediante una célula fotovoltaica, como mecanismos de protección contra sobrecalentamientos en el captador solar. Dicho vidrio es capaz de cambiar de tonalidad tras la aplicación de una corriente eléctrica. El cambio de tonalidad (de transparente a oscuro) sucedería cuando se alcanzara una temperatura máxima en el acumulador. De este modo, se reduciría la radiación incidente que llega al absorbedor. Como ventajas de este dispositivo es que está incorporado al propio captador solar y no consume energía. Como inconveniente es que el vidrio electrocrómico tiene menor transmisibilidad que el vidrio solar.

El vidrio electrocrómico es nueva generación de vidrio inteligente que se está instalando en las fachadas de los edificios. Los vidrios electrocrómicos ofrecen los medios para desarrollar fachadas dinámicas con una transmisión variable de la luz y el coeficiente de ganancia solar, lo que permite ahorrar en refrigeración e

iluminación artificial y resuelve los problemas derivados de una excesiva ganancia solar, evitando el deslumbramiento y la necesidad de utilizar persianas. En la Figura 8-15 se muestra un ejemplo de instalación con vidrios electrocrómicos en cubiertas de edificio.



Figura 8-15. Fachada con vidrios electrocrómicos

8.2.3. Ensayos y resultados

Tras observar los beneficios de los vidrios electrocrómicos, se obtiene una muestra con doble vidrio modelo Econtrol-glass de la marca Saint-Gobain, Figura 8-16.



Figura 8-16. Muestra vidrio electrocrómico

Se propone y se realiza un plan de ensayos a realizar a la muestra. Dichos ensayos consisten en dejar la muestra encima de un piranómetro varios días, tanto en posición totalmente transparente como en posición totalmente oscura. Del mismo modo, se utiliza otro piranómetro de referencia, como se observa en la Figura

8-17, con el fin de obtener el porcentaje de reducción de la radiación que produce el vidrio electrocrómico con ambos mecanismos (cristal totalmente transparente y cristal totalmente oscurecido).

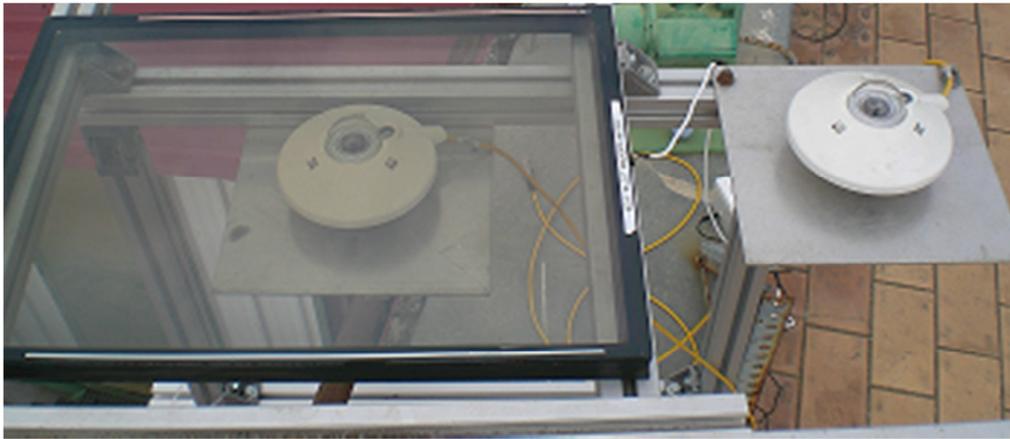


Figura 8-17. Ensayo vidrio electrocrómico

8.2.3.1. Ensayos con el vidrio electrocrómico en posición totalmente transparente

En las Figura 8-18 y Figura 8-19 se muestran los resultados obtenidos en dos días de ensayos con el dispositivo en posición totalmente transparente.

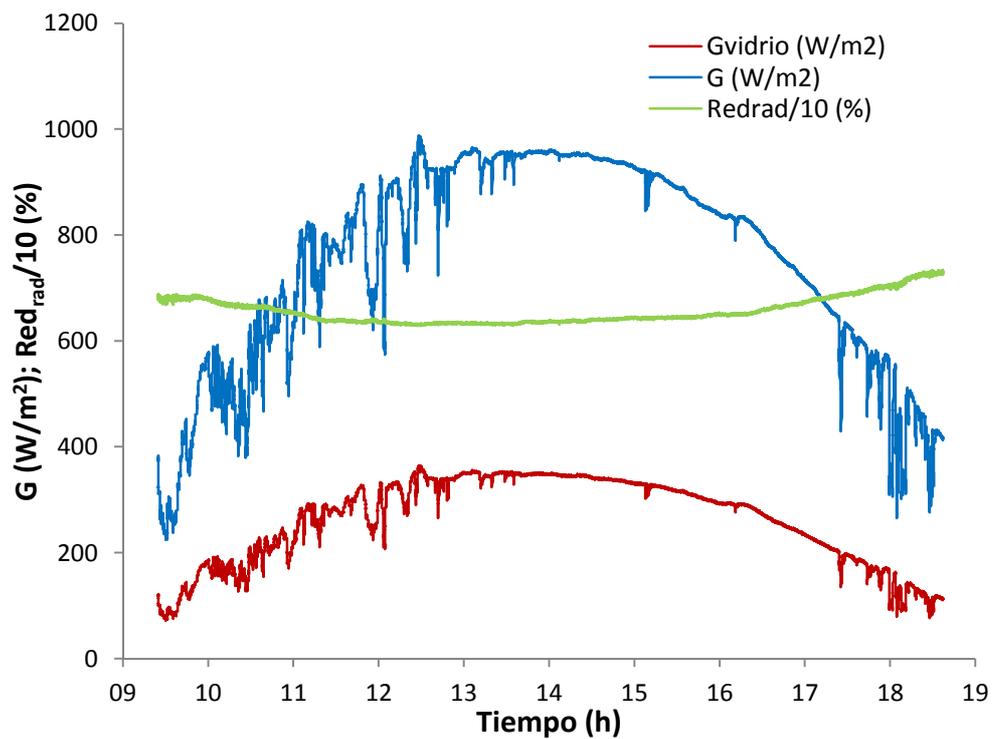


Figura 8-18. Ensayo vidrio electrocrómico en posición totalmente transparente. Día 1

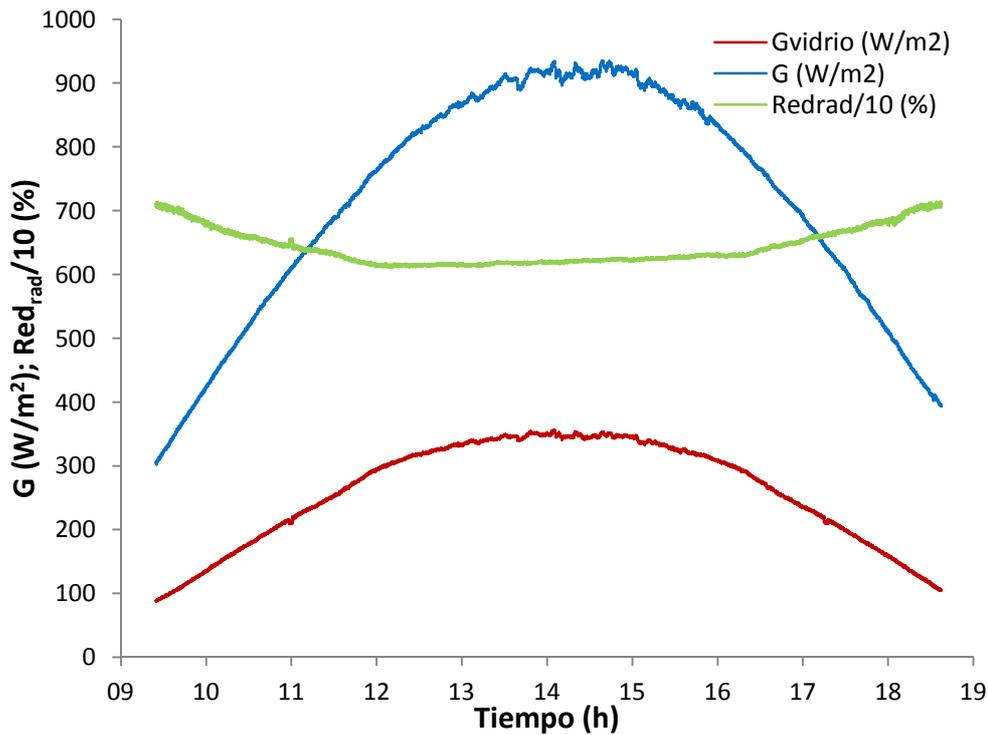


Figura 8-19. Ensayo vidrio electrocrómico en posición totalmente transparente. Día 2

Siendo:

- G_{vidrio} es la irradiancia solar obtenida con el vidrio electrocrómico.
- G es la irradiancia solar de referencia.
- Redrad es el porcentaje de reducción de la irradiancia solar.

En ambos días, el porcentaje de reducción de la radiación es aproximadamente el 61-62% en la incidencia normal de la radiación y alrededor de un 70% en el amanecer y el atardecer.

8.2.3.2. Ensayos con el vidrio electrocrómico en posición totalmente oscura

En las Figura 8-20 y Figura 8-21 se muestran los resultados obtenidos en dos días de ensayos con el dispositivo en posición totalmente oscura.

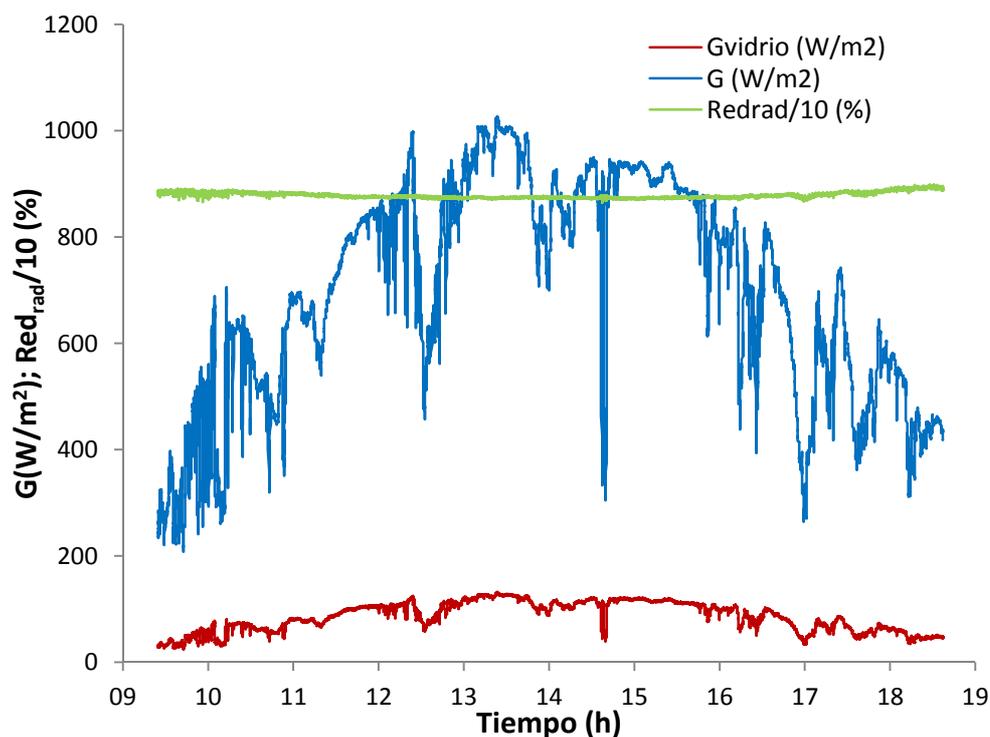


Figura 8-20. Ensayo vidrio electrocrómico en posición totalmente oscura. Día 1

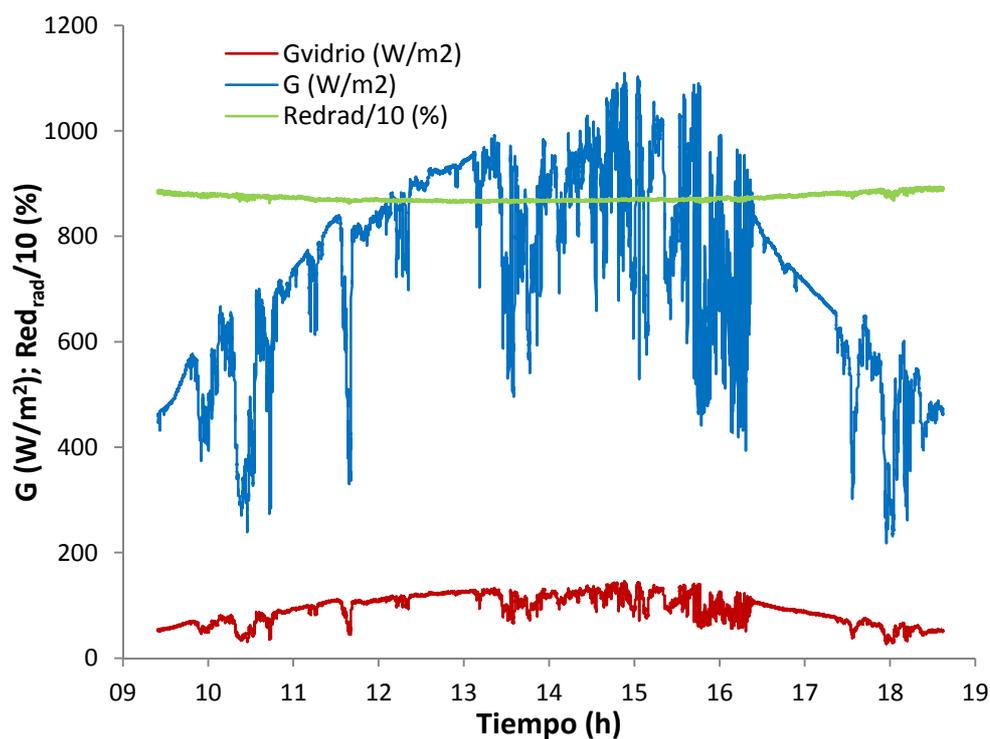


Figura 8-21. Ensayo vidrio electrocrómico en posición totalmente oscura. Día 2

El porcentaje de reducción de la radiación es más constante a lo largo del día, en comparación con los ensayos realizados con el vidrio electrocrómico en posición totalmente transparente. El porcentaje de la reducción de la radiación es aproximadamente el 87% en la incidencia normal de la radiación y alrededor de un 88-89% en el amanecer y el atardecer.

8.2.3.3. Ensayo de cambio de tonalidad

En la Figura 8-22 se presenta cómo evoluciona la reducción de la radiación cuando el vidrio electrocrómico pasa desde una posición totalmente transparente a una posición totalmente oscura.

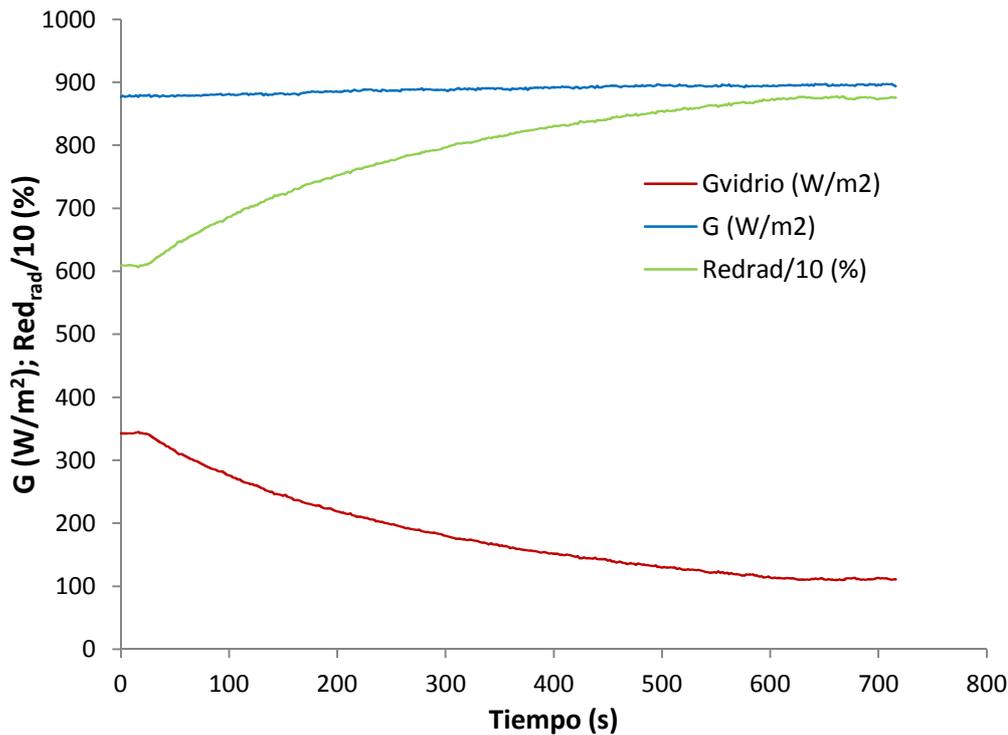


Figura 8-22. Evolución de la radiación vidrio electrocrómico

Se puede observar como el tránsito de una posición a otra tiene un periodo de tiempo de aproximadamente 600 segundos. El porcentaje de la reducción de la radiación cuando el vidrio está en posición totalmente transparente es del 61%, sin embargo el porcentaje de la reducción de la radiación cuando el vidrio está en posición totalmente oscura es del 87.5%.

8.2.4. Conclusiones y mejoras del prototipo

Los resultados concretos obtenidos en los ensayos realizados muestran cómo efectivamente se produce una reducción de la radiación solar global del 26% aproximadamente cuando el vidrio electrocrómico cambia de tonalidad, desde una posición totalmente transparente a una posición totalmente oscura. Este porcentaje se considera bajo para los objetivos de un captador solar.

El porcentaje de reducción de la radiación cuando el dispositivo está en posición totalmente transparente es sobre el 61-62%. La muestra utilizada tiene un doble vidrio, lo que produce un porcentaje de reducción de la radiación demasiado elevado para utilizarlo como vidrio solar.

Se pone de manifiesto que este tipo de vidrio podría utilizarse en captadores solares cuando se logre una reducción significativa de la transmisibilidad a la radiación solar en las diferentes posiciones del vidrio electrocrómico, todo ello a un precio razonable y con una alta transmisibilidad a la radiación solar cuando el vidrio no esté activado.

9. CONCLUSIONES

En la vida no existen cosas que temer, sólo cosas que comprender.

Marie Curie

Las conclusiones de la presente tesis se resumen en:

1. Del análisis de las normas de ensayo según el capítulo 4, se observa como en general las normas están desarrolladas en el ámbito de ensayos cuantitativos de eficiencia y en menor nivel de desarrollo en aspectos asociados a la fiabilidad y durabilidad de los sistemas solares prefabricados. Además, existen condiciones climatológicas en ciertos laboratorios que les impiden alcanzar las condiciones de ensayo en ciertas épocas del año.
2. En el capítulo 5.1, se ha evaluado el comportamiento experimental de 100 sistemas solares prefabricados de acuerdo a la norma EN 12976:2006, observándose lo siguiente:
 - La totalidad de los sistemas han superado todos los ensayos. Lo que indica que los niveles de exigencias de los ensayos son alcanzables con facilidad por el actual desarrollo tecnológico alcanzado por esta tecnología.
 - Desde el punto de vista de las características físicas los equipos disponibles en el mercado, se caracterizan porque las relaciones volumen/área de los sistemas ensayados varía entre 47-105 litros/m². La mayoría son sistemas de circulación por termosifón (82%), de perfil alto (85%), con captadores selectivos (93%) y acumuladores de doble envolvente (82%).
3. De la evaluación de los resultados de los ensayos de caracterización del rendimiento térmico de las normas ISO 9459-2:2008 e ISO 9459-5:2007, según el capítulo 6.1, se observa como para aumentar la fracción solar de un sistema solar prefabricado es conveniente el uso de sistemas con bajos ratios V/A, captadores selectivos (con mejores rendimientos que los captadores de pintura negra), sistemas con intercambiadores doble envolvente (que tienen mayor área de intercambio que los tubulares) y acumuladores con mayor volumen posible (con menores pérdidas térmicas por unidad de masa almacenada).
4. Del análisis de la influencia de los coeficientes característicos a_1 , $f(V)$, $g(V)$ y U_s en la predicción a largo plazo de la norma ISO 9459-2:2008, según el capítulo 6.2, para aumentar la fracción solar de un sistema solar prefabricado se debe aumentar el parámetro a_1 con la mejora del tratamiento del captador o con el aumento del área de captación, disminuir el coeficiente de pérdidas térmicas en el acumulador (U_s) con el aumento del espesor o con la mejora del material del aislamiento del acumulador, e idealizar los parámetros $f(V)$ y $g(V)$ con la mejora de la estratificación y grado de mezcla del acumulador.
5. Del análisis de la influencia de los parámetros característicos Ac^* , uc^* , U_s , C_s , D_L y Sc en la predicción a largo plazo de la norma ISO 9459-5:2007, según el capítulo 6.3, para aumentar la fracción solar de un sistema solar prefabricado se debe aumentar el área efectiva del captador (Ac^*) con la mejora del tratamiento del captador o con el aumento del área de captación, disminuir el coeficiente de pérdidas de calor efectivo del circuito de captadores (uc^*) con la mejora de las pérdidas térmicas en el circuito de captadores, aumentar el parámetro de la capacidad calorífica del acumulador (C_s) con el aumento del volumen del acumulador, disminuir el coeficiente de pérdidas térmicas en el acumulador (U_s) con el aumento del espesor o con la mejora del material de aislamiento del acumulador, aumentar el parámetro de estratificación del acumulador (Sc) con la mejora de la estratificación del acumulador y disminuir el parámetro de constante de mezcla (D_L) con la mejora del grado de mezcla del

acumulador.

6. Del análisis de las incidencias o fallos en las instalaciones solares térmicas, según el capítulo 5.2, se observa como algunos fallos son debidos al montaje, pero las más importantes y significativos son debidos al producto. Las mayores frecuencias de fallo debido al funcionamiento de los equipos son los fallos en vasos de expansión y el deterioro del anticongelante. El fallo de mayor importancia debido al funcionamiento de los equipos es la rotura del acumulador por no cambiar el ánodo de sacrificio.
7. Por lo anteriormente expuesto, es conveniente supervisar las normas de ensayo. En el capítulo 7 se proponen las siguientes modificaciones:
 - Uso de un dispositivo para reducir la radiación incidente en el campo de captadores, para obtener días con nubes en los ensayos de rendimiento diario de la norma ISO 9459-2:2008. Con ello, se reduce el tiempo de exposición del sistema solar prefabricado en el banco de ensayo con su consecuente beneficio económico, además de poder ampliar los días disponibles para ensayos en ciertos laboratorios.
 - Selección más óptima de los días de ensayos del rendimiento diario para obtener la predicción de largo plazo de acuerdo a la norma ISO 9459-2:2008, con el fin de disminuir el error relativo de la energía diaria (Q) y de la energía anual (Q_L) suministrada por el sistema solar de calentamiento.
 - Modificación de las incertidumbres de medida de los parámetros de entrada (temperatura ambiente, temperatura del agua de entrada, temperatura del agua de salida, caudal y radiación solar) de la norma ISO 9459-5:2007, con el fin de reducir el coste de calibración de los sensores de medida. En el capítulo 7.3 se muestra que es posible incrementar estas incertidumbres de medida sin perder gran incertidumbre en los resultados obtenidos en la predicción a largo plazo (fracción solar).
 - Modificación del número de días necesarios, con radiaciones altas, del ensayo de protección contra sobretemperaturas de la norma EN 12976:2006, con el fin de homogeneizar los resultados obtenidos del ensayo en diferentes épocas del año.
 - Inclusión de ensayo de degradación de anticongelantes comerciales en el ensayo de protección contra heladas de la norma EN 12976:2006. En el capítulo 7.5 se realizan y se proponen unos ensayos de degradación a anticongelantes comerciales.
 - Inclusión de ensayo de tarado de válvulas de seguridad de los sistemas solares prefabricados en la norma EN 12976:2006. Para evitar que se produzca vaciado parcial del circuito de captadores en un sistema solar prefabricado, en el capítulo 7.6 se realizan y se proponen unos ensayos de tarado de válvulas de seguridad.
 - Inclusión del ensayo de durabilidad al acumulador solar según la norma EN 12897:2007 en la norma EN 12976:2006. Con ello se consigue que los acumuladores sean capaz de soportar un gran número de ciclos expansión-compresión antes de su salida al mercado.
 - Modificación del periodo de funcionamiento del calentamiento auxiliar para sistemas con resistencia eléctrica según el Anexo B de la norma EN 12976-2:2006, con el fin de poder incluir en el informe los resultados obtenidos de la predicción a largo plazo con un modo de operación más optimizado.
 - Modificación del cálculo de la energía parásita (Q_{par}) para sistemas de circulación forzada, de la norma EN 12976:2006. En el apartado 7.7.3 se propone una nueva metodología de cálculo de energía parásita (Q_{par}) mediante un cálculo más eficaz del tiempo de operación de la(s) bomba(s), dependiente del volumen de carga diaria y de la localidad de referencia. Esta nueva metodología incluye además el consumo de la unidad de control.
 - Inclusión de ensayos a realizar a los dispositivos de mezcla en el apartado de protección contra quemaduras de la norma EN 12976-1:2006.
 - Modificación del ensayo de pérdidas nocturna en el acumulador mediante la definición de cielo claro del ensayo de determinación de las pérdidas térmicas de calor del acumulador de la norma ISO 9459-2:2008. Con ello se consigue obtener un cálculo más eficiente del valor de coeficiente de pérdidas térmicas del acumulador (U_s).

- Inclusión de criterios de calidad de componentes y tuberías del circuito de consumo en la norma EN 12976-1:2006.
- 8. Mejora tecnológica de los sistemas solares prefabricados. En el capítulo 8 se propone el uso de tubos de peróxido de silicón hueco en el interior del captador solar como mecanismo de protección contra heladas y el uso de vidrios electrocrómicos en el captador solar térmico como mecanismo de protección contra sobretemperaturas.

10. LÍNEAS DE TRABAJO FUTURO

Un hombre que se atreve a desperdiciar una hora no ha descubierto el valor de la vida.

Charles Darwin

Como continuación en la mejora de sistemas solares prefabricados y como consecuencia de los trabajos realizados en la presente tesis, se identifican las siguientes líneas de trabajo futuro:

- Desarrollar software que permitan simular ciertos aspectos del comportamiento de equipos a partir de datos técnicos de los mismos, sin necesidad de realizar algunos ensayos, como es el de eficiencia del sistema solar prefabricado.
- Hacer más énfasis en los ensayos de fiabilidad y durabilidad de los sistemas solares prefabricados incluyendo los aspectos que pudieran afectar durante el montaje de los equipos. Por ejemplo, la inclusión de una tabla que incida en la combinación de materiales de los circuitos aptos para que no se produzca corrosión.
- Poder simular de forma óptima y económica la radiación solar y el ambiente en interior, para así reducir los costes de los ensayos y no depender de las condiciones climáticas externas no controlables.
- Adaptar las normas de ensayos a otros usos. Las aplicaciones de los sistemas solares prefabricados van más allá del agua caliente sanitaria (ACS). Usos tales como calefacción por suelo radiante o climatización de piscinas, en las que se trabaja a bajas temperaturas, son susceptibles de emplear sistemas solares. La norma EN 12976:2006 solo refleja la aplicación de ACS y la predicción a largo plazo se calcula a temperaturas superiores a 45°C, limitando considerablemente el abanico de opciones de empleo de esta tecnología. Se plantea adaptar las normas de ensayo para poder abarcar aplicaciones que requieran temperaturas inferiores, alcanzando así otros usos como los ya citados.
- Adaptar las normas de ensayos a nuevos sistemas solares prefabricados (híbridos) o nuevos materiales (poliméricos, plásticos).
- Exigencia de auditorías de componentes en fábrica, como los requisitos de la Solar Keymark, con el fin de conseguir que todos los sistemas que se ensayen sean los que instalen en el mercado.
- Exigencia de selección de muestras para la realización de los ensayos, como los requisitos de la Solar Keymark, con el fin de que la muestra ensayada sea representativa de los sistemas que salen al mercado.
- Incorporación de nuevos desarrollos tecnológicos en el control de la instalación. Por ejemplo, la inclusión de una alarma que sea capaz de detectar la calidad del agua del circuito de consumo para un adecuado funcionamiento del sistema solar prefabricado, o la activación de la energía auxiliar en función de la previsión meteorología y la demanda.
- Desarrollo de nuevos materiales que permitan disminuir los costes y/o aumentar las prestaciones de los equipos.

REFERENCIAS

- [1] European Solar Thermal Industry Federation (ESTIF). «Trends and Market Statistics 2015». *Solar Thermal Markets in Europe*, 2016.
- [2] Comité Europeo de Normalización (CEN). «CEN/TC 312 Sistemas solares térmicos y sus componentes, GT1 captadores solares térmicos, GT2 sistemas solares térmicos prefabricados, GT3 sistemas y componentes solares térmicos; sistemas solares a medida, GT4 etiquetado y marcado».
- [3] Organización Internacional de Normalización (ISO). «ISO/TC 180 de Energía solar, SC 4 sistemas – comportamiento térmico, fiabilidad y durabilidad».
- [4] Agencia Andaluza de la Energía. «Energía solar térmica a baja temperatura, generalidades», 2011. https://www.agenciaandaluzadelaenergia.es/sites/default/files/documentos/energia_solar_termica_a_baja_temperatura_generalidades.pdf. (Acceso online, Enero 2016).
- [5] F. Struckmann. «Analysis of a Flat-plate Solar Collector». Project Report 2008 MVK160 Heat and Mass Transport May 08, Lund, Suecia, 2008.
- [6] B. Kiran Naik, A.Varshney, P.Muthukumar, C. Somayaji. «Modelling and Performance Analysis of U Type Evacuated Tube Solar Collector Using Different Working Fluids». *ScienceDirect, Energy Procedia*, vol. 90, pp. 227–237, 2016. DOI: 10.13140/RG.2.1.1357.1604.
- [7] <https://www.energie.pt/en/thermodynamic-solar-system>. (Acceso online, Septiembre 2016).
- [8] S. Fortuin, M. Hermann, G. Stryi-Hipp, P. Nitz, W. Platzer. «Hybrid PV-Thermal collector development: concepts, experiences, results and research needs». *ScienceDirect, Energy Procedia*, vol. 48, pp. 37–47, 2014. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.02.006.
- [9] T. Matuska. «Performance and economic analysis of hybrid PVT collectors in solar DHW system». *ScienceDirect, Energy Procedia*, vol. 48, pp. 150–156, 2014. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.02.019.
- [10] F. Giovannetti, M.Kirchner. «Performance and reliability of insulated glass collector prototypes». *Proceeding of Eurosun Solar European Congress, Aix-Les-Bains, Francia, 16-19 Septiembre 2014*. DOI: 10.18086/eurosun.2014.16.07.
- [11] S. Budea. «Solar Air Collectors for Space Heating and Ventilation Applications – Performance and Case Studies in Romania Climatic Conditions». *Energies*, vol. 7, nº 6, pp. 3781–3792, 2014. DOI: 10.3390/en7063781.
- [12] P. Charvat, O. Pech, J. Hejcik. «Experimental investigations of the performance of a solar air collector with latent heat thermal storage integrated with the solar absorber». EPJ Web of Conferences 45, 01127, publicado por EDP Sciences, 2013. DOI: 10.1051/epjconf/20134501127
- [13] K. S. Kramer. «White Paper on Solar Air Heating Collectors». IEA-SHC TASK 43: SOLAR RATING AND CERTIFICATION PROCEDURES, *SHC International Energy Agency*, Mayo 2013.
- [14] I. Iparraguirre, A. Huidobro, A. Fernández-García, L. Valenzuela, P. Horta, F. Sallaberry, T. Osorio, J.M. Vega. «Solar thermal collectors for medium temperature applications: a comprehensive review and updated database». *ScienceDirect, Energy Procedia*, vol. 91, pp. 64–71, 2016.

DOI: 10.1016/j.egypro.2016.06.173.

- [15] <http://www.srbenergy.com/?locale=en>. (Acceso online, Abril 2016).
- [16] V.K. Jebasingh, G.M. Joselin Herbert. «A review of solar parabolic trough collector». *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 54, pp. 1085–1091, 2016. DOI: 10.1016/j.rser.2015.10.043.
- [17] R. Villar Fernández. «Estudio del rendimiento óptico de un captador Fresnel». *Proyecto fin de carrera*, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2012.
- [18] V. Ruiz, M.A. Silva, Isidoro Lillo. «La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca». *Fundación Gas Natural*, 2009. ISBN: 978-84-613-0406-6.
- [19] F. J. López. «Estado del Arte de Discos Parabólicos. Opciones de Almacenamiento en Receptor Solar». *Trabajo fin de grado*, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Universidad de Sevilla, 2016.
- [20] L. G. Pheng, R. Affandi, M. R. Ab Ghani, C. Kim Gan, Z. Jano, T. Sutikno. «A Review of Parabolic Dish-Stirling Engine System Based on Concentrating Solar Power». *TELKOMNIKA*, vol.12, nº4, pp. 1142-1152, 2014. DOI: 10.12928/TELKOMNIKA.v12i4.1132.
- [21] N. C. Thirumalai. «Global Review of Solar Tower Technology». *Center for Study of Science, Technology and Policy (CSTEP)*, 2014. <http://www.serius.org/pdfs/global-review-solar-tower-technology.pdf>. (Acceso online, Enero 2016).
- [22] EN 12976-1:2006. «Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 1: Requisitos generales».
- [23] EN 12976-2:2006. «Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 2: Métodos de ensayo».
- [24] 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».
- [25] 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».
- [26] 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».
- [27] ISO 9488:2001. «Energía solar. Vocabulario».
- [28] <https://www.nudge.nl/plans/born-be-green/plan/zon-energie-voor-de-toekomst/>. (Acceso online, Septiembre 2016)
- [29] ISO 9459-2:2008. «Calentamiento solar. Sistemas de calentamiento de agua sanitaria. Parte 2: Métodos de ensayo exteriores para la caracterización y predicción del rendimiento anual de los sistemas solares».
- [30] ISO 9806:2013. «Energía solar. Captadores solares térmicos. Métodos de ensayo».
- [31] ISO 9459-5:2007. «Solar heating. Domestic water heating systems. Part 5: System performance characterization by means of whole-system tests and computer simulation».

- [32] 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».
- [33] 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».
- [34] Código Técnico de la Edificación (CTE) Documento Básico de Ahorro de Energía (DB-HE4). Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria. BOE nº 219, 12 de Septiembre de 2013. Sección I, pp. 67189-67201.
- [35] Orden Ministerial ITC/71/2007. BOE nº 23, 26 de Enero de 2007, pp. 3687-3689.
- [36] EN 1717:2000. «Protección contra la contaminación del agua potable en las instalaciones de aguas y requisitos generales de los dispositivos para evitar la contaminación por reflujo».
- [37] EN 60335-1:2012. «Aparatos electrodomésticos y análogos. Seguridad. Parte 1: Requisitos generales».
- [38] EN 60335-2-21:2010. «Aparatos electrodomésticos y análogos. Seguridad. Parte 2-21: Requisitos particulares para calentadores de agua de acumulación».
- [39] EN 60335-2-51:2012. «Aparatos electrodomésticos y análogos. Seguridad. Parte 2-51: Requisitos particulares para bombas de circulación fijas para instalaciones de calefacción y de distribución de agua».
- [40] EN 809:2010. «Bombas y grupos motobombas para líquidos. Requisitos comunes de seguridad».
- [41] EN 1151:2007. «Bombas. Bombas rotodinámicas. Bombas de circulación cuya potencia absorbida no excede de 200 W, destinadas a instalaciones de calefacción y de agua caliente sanitaria doméstica. Parte 1: Bombas de circulación no automáticas, requisitos, ensayos y marcado».
- [42] EN 1489:2001. «Válvulas para la edificación. Válvulas de seguridad. Ensayos y requisitos».
- [43] W. Spirkl. «Dynamic System Testing – Program manual version 2.7», 1997.
- [44] ICC 900/ SRCC 300-2015. «Solar Thermal System Standard».
- [45] SANS 1307:2009. «Domestic storage solar water heating systems».
- [46] SANS 6211-1:2012. «Domestic solar water heaters Part 1: Thermal performance using an outdoor test method».
- [47] GB/T 18708:2002. «Test methods for thermal performance of domestic solar water heating systems».
- [48] CNS B7277:1989. «Method of Test for Solar Water Heater System».
- [49] AS 2984:1987. «Solar water heaters - Method of test for thermal performance - Outdoor test method».
- [50] JIS A4111:2013. «Solar Water Heater».
- [51] IS 13129-2:1991. «Solar heating – Domestic water heating systems, Part 2: Procedure for system performance characterization and yearly performance predication».

- [52] NMX-ES-004-NORMEX-2010. «Energía Solar – Evaluación Térmica de Sistemas Solares para Calentamiento de Agua – Métodos de Prueba».
- [53] SRCC™ DOCUMENT TM-1-2016-03. «Solar Thermal Component Test and Analysis Protocol».
- [54] TRNSYS. A Transient System Simulation Program. Solar Energy Laboratory, Versión 16.01.0003 Univ. de Wisconsin-Madison.
- [55] ICC 901/ SRCC 100-2015. «Solar Thermal Collector Standard».
- [56] Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificio (RITE). Real Decreto 238/2013. BOE nº 89, 13 de Abril de 2013. Sección I, pp. 27563-27593.
- [57] S.V. Joshi, R.S. Bokil, J.K. Nayak. «Test standards for thermosyphon-type solar domestic hot water system: review and experimental evaluation». *Solar Energy*, vol. 78, pp. 781–798, 2005. DOI: 10.1016/j.solener.2004.08.023.
- [58] I. Michaelides, P. Eleftheriou, G. A. Siamas, G. Roditis, P. Kyriacou. «Experimental investigation of the night heat losses of hot water storage tanks in thermosyphon solar water heaters». *Renewable Sustainable Energy*, vol. 3, nº 3, pp.1-9, 2011. DOI: 10.1063/1.3595742.
- [59] J.M. Chang, J.S. Leu, M.C. Shen, B.J. Huang. «A proposed modified efficiency for thermosyphon solar heating systems». *Solar Energy*, vol 76, pp. 693–701, 2004. DOI:10.1016/j.solener.2004.01.010.
- [60] A. Zerrouki, A. Boumedien, N. Said, B. Tedjiza. «Input/output test results and long-term performance prediction of a domestic thermosiphon solar water heater in Algiers, Algeria». *Renewable Energy*, vol.25, nº 1, pp. 153-161, 2002.
- [61] S. Panteliou, A. Dentsoras, E. Daskalopoulos. «Use of expert systems for the selection and the design of solar domestic hot water systems 1999». *Solar Energy*, vol.57, pp. 1–8, 1996.
- [62] J.L. Duomarco, «Long-term Performance Prediction for Domestic Solar Water Heating Systems. *Proceeding of Eurosun Solar European Congress*, Aix-Les-Bains, Francia, 16-19 Septiembre 2014. DOI: 10.18086/eurosun.2014.03.07.
- [63] A. Neves, N. Mexa, J. Facão, J. Dias Gomes, M. J. Carvalho. «Factory Made Solar Thermal Systems - Dynamic System Testing and development of parameter identification tool and LTPP validation». *Proceeding of Eurosun Solar European Congress*, Graz, Austria, 28 Septiembre - 01 Octubre 2010. DOI: 10.18086/eurosun.2010.15.03.
- [64] P. Almeida, R. Amorim, M. J. Carvalho, J. Farinha Mendes, V. Lopes. «Dynamic testing of systems – use of TRNSYS as an approach for parameter identification». *Energy Procedia*, vol.30, pp. 1294–1303, 2012. DOI: 10.1016/j.solener.2014.02.010.
- [65] F. Bertsch, S. Bonk, H. Drück, S. Fischer. «Indoor System Testing Based on ISO-9459-5 Using a Dynamic Solar Simulator». *Proceeding of ISES Solar World Congress*, Kassel, Alemania, 28 Agosto - 2 Septiembre 2011. DOI: 10.18086/swc.2011.28.04.
- [66] <http://www.alanod-solar.com/en/Absorption/Products>. (Acceso online, Mayo 2015).
- [67] M.J. Carvalho y D.J. Naron. «Comparison of test methods for evaluation of thermal performance of preheat and solar-only factory made systems». *Solar Energy*, vol. 69, pp. 145–156, 2001.

- DOI: 10.1016/S0038-092X(01)00025-1.
- [68] E. Kaloudis, Y.G. Caouris, E. Mathioulakis, V. Belessiotis. «Comparison of the dynamic and input-output methods in a solar domestic hot water system». *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 1363-1367, 2010. DOI: 10.1016/j.renene.2009.11.007.
- [69] S. Fischer, M. João Carvalho, C. Weißmüller. «European Round Robin Test on Solar Collectors and Solar Thermal Systems». *Proceeding of ISES Solar World Congress, Kassel, Alemania, 28 Agosto - 2 Septiembre 2011*. DOI: 10.18086/swc.2011.28.08.
- [70] S. Wedel, E. Bezzel. Danish Technological Institute. «Heat transfer Fluids for Solar DHS Systems». Octubre 2012. ISBN: 87-7756-585-1.
- [71] T. R. Henderson, C. R. Clark, T. C. Marshall, R. L. Hanson, C. H. Hobbs. «Heat degradation studies of solar heat transfer fluids». *Solar Energy*, vol. 27, n° 2, pp. 121-128, 1981.
- [72] P.W.Brown, K.G. Galuk, W.J. Rossiter Jr.«Characterisation of Potencial Thermal Degradation Products from the Reactions of Aqueous ethylene Glycol and propylene Glycol Solutions with Copper Metal» *Solar Energy Materials.*, vol. 16, pp. 309-313, 1987.
- [73] A. Holmström, E. M. Sörvik. «Thermooxidative degradation of polyethylene». *Journal Polymer Science*, vol. 16, 1978. DOI: 10.1002/pol.1978.170161012.
- [74] J. R. Clifton, W. J. Rossiter, P. W. Brown. «Degraded Aqueous Glycol Solutions: pH Values And the Effects of Common Ions on Suppressing pH Decreases». *Solar Energy Materials* , vol. 12, pp. 77-86, 1985.
- [75] W. J. Rossiter, M. Godette, P. W. Brown, K. G. Galuk. «An Investigation of the Degradation of Aqueous Ethylene Glycol and Propylene Glicol Solutions Using Ion Chromatography». *Solar Energy Materials*, vol. 11, pp. 455-467, 1985.
- [76] EN 12897:2007. «Abastecimiento de agua. Especificaciones para los calentadores de agua de acumulación por calentamiento indirecto sin ventilación (cerrados)».
- [77] W. A. Beckman, J. Thornton, S. Long. «Control problems in solar domestic hot water systems». *Solar Energy*, vol. 53, n° 3, pp. 233-236, 1994.
- [78] H. Imura, Y. Koito, M. Mochizuki, H. Fujiura. «Start-up from the frozen state of two-phase thermosyphons». *Applied Thermal Engineering*, vol. 25, n° 17-18, pp. 2730-2739, 2005. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2005.01.017.
- [79] O. Lottin, C. Epiard. «Thermodynamic properties of some currently used water-antifreeze mixtures when used as ice slurries». *Proceeding of Eighth International Refrigeration Conference at Purdue University, West Lafayette, IN, USA- Julio 25-28, 2000*, pp. 391-398.
- [80] K.A. Laing, J.N. Laing. « Freeze protection for hot water systems». US Patent US6622930 B2, 2003.
- [81] K. Hudon, T. Merrigan, J. Burchand, J. Maguire. National Renewable Energy Laboratory (NREL). «Low-cost solar water heating research and development roadmap». Technical Report NREL/TP-5500-54793.
- [82] R. Tang, Z. Sun, Z. Li, Y. Yu, H. Zhong, C. Xia. «Experimental investigation on thermal performance of flat plate collectors at night». *Energy Conversion and Management*, vol. 49, n° 10, pp. 2642-2646, 2008. DOI: 10.1016/j.enconman.2008.04.002.

- [83] B.A. Wilcox, C.S. Barnaby. «Freeze protection for flat-plate collectors using heating». *Solar Energy*, vol. 19, n° 6, pp. 745-746, 1997.
- [84] D.E. Prapas. «Improving the Actual Performance of Thermosiphon Solar Water Heaters». *Renewable Energy*, vol. 6, n°4 pp. 399-406, 1995. DOI: 10.1016/0960-1481(94)00082-H.
- [85] J. Burch, J. Salasovich. «Water consumption from freeze protection valves for solar water heating systems». *Proceeding of ISES Solar World Congress Orlando*, Florida, 6-12 Agosto, 2005. NREL/CP-550-37696.
- [86] R. Botpaev, Y. Louvet, B. Perers, S. Furbo, K. Vajen. «Drainback Solar Thermal Systems: A review». *Solar Energy*, vol. 128, pp. 41-60, 2016. DOI: 10.1016/j.solener.2015.10.050.
- [87] C. M. Kemp. «Apparatus for utilizing the sun's rays for heating water». US Patent n°. 451384. 1881-4-28, 1891.
- [88] M. Smyth, P.C. Eames, B. Norton. «Techno-economic appraisal of an integrated collector/storage solar water heater». *Renewable Energy*, vol. 29, n° 9, pp. 1503-1514, 2004. DOI: 10.1016/j.renene.2003.10.009.
- [89] A. Ordaz-Flores, O. García-Valladares, V.H. Gómez. «Findings to improve the performance of a two-phase flat plate solar system, using acetone and methanol as working fluids». *Solar Energy*, vol. 86, n°4, pp. 1089-1098, 2012. DOI:10.1016/j.solener.2011.10.031.
- [90] E. Mathioulakis, V. Belessiotis. «A new heat-pipe type solar domestic hot water system». *Solar Energy*, vol. 72, n° 1, pp. 13-20, 2002. DOI: 10.1016/S0038-092X(01)00088-3.
- [91] B. Bartelsen, G. Rockendorf, N. Vennemann, R. Tepe, K. Lorenz, G. Purkarthofer. «Elastomer-metal-absorber: development and application». *Solar Energy*, vol. 67, n° 4-6, pp. 215-226, 1999. DOI:10.1016/S0038-092X(00)00072-4.
- [92] L. W. Bickle. «Passive Freeze Protection for Solar Collectors». *Solar Energy*, vol. 17, n° 6. pp. 373-374, 1975. DOI: 10.1016/0038-092X(75)90040-7.
- [93] E. Reed Stuart, R. Tillman, W. Wahle Harold, O.H. Homeworth. «Flexible insert for heat pipe freeze protection». *Applied Thermal Engineering*, vol. 17, n° 6, 1997, V-VI.
- [94] <http://documents.allpatents.com/l/18749894/US5579828A>. (Acceso online, Enero 2017).
- [95] J.S. Thomsen, T. J. Hartka. «Strange Carnot cycles; thermodynamics of a system with a density extremum». *American Journal of Physics*, vol. 30, pp. 26-33, 1962. DOI: 10.1119/1.1941890.
- [96] J.J. Morgan, W. Stumm y J.D. Hem. «Updated by Staff. Water. In: Anonymous Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology: John Wiley & Sons». 2007. ISBN: 978-0-471-48496-7.
- [97] E.W. Lemmon, M.O. McLinden y M.L. Huber. «REFPROP Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties». NIST Standard Reference Database 23, Versión 7.0, Physical and Chemical Properties Division, 2002.
- [98] K.A. Waters. «Properties of common engineering materials». IHS ESDU 84041, 1984. Modificado 2008. ISBN: 978-0-85679-505-3.
- [99] P. V. Quilesa, F. J. Aguilar, S. Aledo. «Analysis of the overheating and stagnation problems of solar

- thermal installations». *ScienceDirect, Energy Procedia*, vol. 48, pp. 172–180, 2014. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.02.022.
- [100] M. Köhl, M. Heck, S. Brunold, U. Frei, B. Carlsson, K. Möller. «Advanced procedure for the assessment of the lifetime of solar absorber coatings». *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 84, n° 1-4, pp. 275-289, 2004. DOI: 10.1016/j.solmat.2004.01.041.
- [101] *Solar Heating Systems for Houses: A Design Handbook for Solar Combisystems. (Werner Weiss, Editor) James & James (Science Publishers) Ltd., London, UK, 2003. ISBN: 1 90291646 8.*
- [102] <http://www.solmapu.es/>. (Acceso online, Enero 2015).
- [103] <http://www.salvadorescoda.com/tecnico/CE/19-disipador-calor.pdf>. (Acceso online, Enero 2015).
- [104] <http://www.sitiosolar.com/estrategias-contra-el-exceso-de-calor-en-las-instalaciones-solares-termicas/>. (Acceso online, Enero 2015).
- [105] <http://www.resol.de/index/produkte/kategorie/1/sprache/es///>. (Acceso online, Enero 2015).
- [106] O. Kusyy, K. Vajen. «Theoretical Investigation on a Control-based Approach to Avoid Stagnation of Solar Heating Systems», *Proceeding of ISES Solar World Congress*, Kassel, Alemania, 28 Agosto - 2 Septiembre 2011. DOI:10.18086/swc.2011.22.11
- [107] <https://www.caleffi.com/spain/es/catalogue/valvula-de-seguridad-combinada-de-temperatura-y-presion-309430>. (Acceso online, Enero 2015).
- [108] <http://www.rollupshutter.com/special-applications/>. (Acceso online, Enero 2017).
- [109] M. Meir, J. Gjessing, J. Rekestad, N. Rumler. «Overheating Protection of Polymeric Solar Collectors By Triggered Ventilation». *Proceeding of Eurosun Solar European Congress*, Lisboa, Portugal, 7-10 Octubre 2008.
- [110] S.J. Harrison, Q. Lin, L.C.S. Mesquita. «Limiting Stagnation Temperatures in Flat-Plate Solar Collectors». *Proceeding of ASME/ISEC2005*, Orlando, FL, 2005.
- [111] M. Slaman, R. Griessen. «Solar Collector Overheating Protection». *Solar Energy*, vol. 83, n° 7, pp. 982-987, 2009. DOI:10.1016/j.solener.2009.01.001.

ANEXO I: ARTÍCULOS PUBLICADOS

Los artículos publicados con referencia a esta tesis doctoral son:

1. J. Vera, I. Lillo, L. Reina, S. Moreno. «Influence of the parameters accuracy defined in the Standard ISO 9459-5 for a domestic water heating thermosiphon». *Proceeding of Eurosun Solar European Congress*, Palma de Mallorca, España, 11-14 Octubre 2016.
2. J. Vera, I. Lillo, F. Sallaberry, M. A. Silva. «Comparative analysis of domestic water heating thermosiphon systems tested according to the Standard ISO 9459-2». *Proceeding of Eurosun Solar European Congress*, Aix-Les-Bains, Francia, 16-19 Septiembre 2014. DOI:10.18086/eurosun.2014.03.27.
3. I. Lillo, M. Silva, J. Vera. «Interacumuladores en sistemas solares prefabricados. Mercado y evaluación experimental». *Revista Montajes e Instalaciones*, nº 465. Enero/Febrero de 2013. pp. 22-28. Ed. Red Business Information, S.A.U. Madrid. ISSN 0210-184X. D.L. M-28.470-1970.
4. J. Vera, I. Lillo, J. Olmo, F. Sallaberry. «Influence analysis of the characteristic coefficients of solar domestic water systems tested according to the Standard ISO 9459-2 regarding its long term prediction». *Strojarstvo: časopis za teoriju i praksu u strojarstvu* (Revista de Teoría y Práctica de Ingeniería Mecánica), vol.54, nº.6, pp. 463-469, Diciembre de 2012.
5. J. Vera, I. Lillo, J. Olmo, F. Sallaberry. «Influence analysis of the characteristic coefficients of solar domestic water systems tested according to the Standard ISO 9459-2 regarding its long term prediction». *Proceeding of Eurosun Solar European Congress*, Rijeka and Opatija, Croacia, 18-20 Septiembre 2012.
6. J. Vera, F. Sallaberry, A. García de Jalón, J. Córdoba, V. San Miguel, L. Ramirez. «Comparison testing of a solar system with CSTG and DST methodologies». *Proceeding of ISES Solar World Congress*, Kassel, Alemania, 28 Agosto - 2 Septiembre 2011. DOI:10.18086/swc.2011.28.26.

INFLUENCE OF THE INPUT PARAMETERS ACCURACY DEFINED IN THE STANDARD ISO 9459-5 FOR A DOMESTIC WATER HEATING THERMOSIPHON

Jonathan Vera^{1*}, Isidoro Lillo², Laima Reina² and Sara Moreno²

¹ Solar Thermal Energy Department, National Renewable Energy Centre (CENER), Sarriguren, Spain

² Group of Thermodynamic and Renewable Energies (GTER), University of Seville, Seville, Spain

*Corresponding Author, jvera@cener.com

Abstract

The International Standard ISO 9459-5 describes the characterization of thermal performance for domestic water heating systems. The objective of this paper is to analyze the influence of measurement accuracy of some input parameters (inlet water temperature, outlet water temperature and solar radiation) during the test sequences on resulting solar fraction of a domestic water heating system, type thermosiphon, on the different European reference locations (Athens, Davos, Würzburg and Stockholm). A study of the measurement accuracy according to Standard ISO 9459-5 and other values has been carried out. The long-term prediction (solar fraction) for each of the input measurements was determined, and according to these results, a less restrictive measurement accuracy could be propose for a future revision of Standard ISO 9459-5.

Keywords: solar system, dynamic testing, certification

1. Introduction

According to the Spanish Technical Building Code (CTE) and Ministerial Order ITC/71/2007, all solar thermal systems on the Spanish market must be homologated by the Ministry of Industry to be eligible for government subsidies. For this reason, they must pass the EN 12976 [1] [2] European Standard tests. This Standard stipulates durability, safety and efficiency tests and user and installer documents checking.

The CENER (National Renewable Energy Centre) and GTER (Group of Thermodynamic and Renewable Energies) Accredited Solar System Testing Laboratory in Seville has been performed all the tests for factory-made solar thermal systems according to the European Standard since 2008. Before that, solar systems had been tested in this laboratory for 25 years. The European Standard efficiency test refers to two ISO Standards, ISO 9459-2 (CSTG method) [3] and ISO 9495-5 (DST method) [4]. The CSTG method "Complete System Testing Group" makes use of an input-output method, while the DST method, called the "Dynamic System Test", makes use of dynamic software for parameter identification of the system characterization.

These International Standards provide information about measurement accuracies for each experimental measure (ambient temperature, inlet water temperature, outlet water temperature, flow-meter and solar radiation). The objective of this paper is to analyze the influence of measurement accuracy of some input parameters (inlet water temperature, outlet water temperature and solar radiation) on solar fraction in four different locations (Athens, Davos, Würzburg and Stockholm) for a factory made solar heating system, type thermosiphon, testing according to Standard ISO 9459-5.

2. Description of testing method (ISO 9459-5)

The efficiency test of the DST method (also called dynamic method) consists in several test sequences with different system behaviors: S-Sol for characterizing the collector array performance at high efficiencies and acquire information about store heat losses and collector array performance at low efficiencies, S-Store for characterizing store heat losses and S-Aux for determining the heat losses and the volume fraction of the auxiliary heated portion of the storage tank. All the significant parameters (solar radiation, inlet and outlet water temperature, ambient temperature and flow-meter) are recorded. The mathematical model of the system energy output is based on a partial differential equation.

2.1. S-Sol Sequence

The aims of these sequences are to characterize the collector array performance at high efficiencies and acquire information about store heat losses and collector array performance at low efficiencies. The tests consists in conditioning the system and then letting the solar system operates normally for several days and finally the system is conditioned again to make uniform the tank temperature. Those sequence types are called Test A and Test B. During those sequences, a series of 5 (Test A) or 7 (Test B) draw-offs are executed with different durations according to the system characteristics and at different times of the day. The Test A is supposed to let the system work at high efficiencies with enough closed draw-offs to not let the collectors heat too much. The Test B is supposed to let the system work at low efficiency leaving the tank as warm as possible.

Within those sequences, there should be a minimum of valid days with enough daily solar radiation and outlet temperature higher than a minimum for Test B.

2.2. S-Store Sequence

This sequence aims to characterize the store heat losses parameter of the system. It consists of a Test B sequence for at least 2 days and a cooling period of between 36 and 48 h.

2.3. S-Aux Sequence

This sequence aims to characterize the volume fraction of the auxiliary heated portion of the store. But it is not used in the tests of solar-only system.

2.4. Identification of system parameters and prediction of long-term performance

The identification of the characteristics parameters of the system is done using all the measured data recorded during the whole testing sequences. It is made by the validated commercial software InSitu (version 2.7) referred in the Standard ISO 9459-5. Figure 1 shows the flow chart of InSitu program

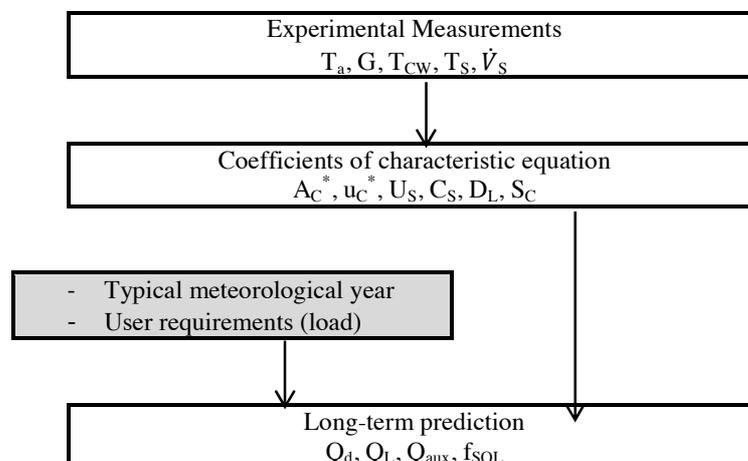


Fig. 1: Flow chart, InSitu program

The results consist in the coefficients A_c^* (effective collector area), u_c^* (effective collector loss coefficient), U_s (total store heat loss coefficient), C_s (total store heat capacity), D_L (mixing constant), S_c (store stratification). Each of those parameters is a coefficient of the terms in the physical model used for the thermosiphon.

The same software is used to calculate the yearly performance of the system for different reference locations and load demand using hourly meteorological data [H , T_a].

The solar fraction (f_{SOL}) is defined as the energy supplied by the solar part (Q_L) divided by the total system load ($Q_D = \text{heat demand}$).

3. Description of influence of the input parameters measurement accuracy

This section analyzes the influence of measurement accuracy of some the input parameters (inlet water temperature, outlet water temperature and solar radiation) on solar fraction in four different locations (Athens, Davos, Würzburg and Stockholm) for a factory made thermosiphon solar system. Table 1 shows the measurement accuracies according to Standard ISO 9459-5, as well as the accuracies proposed for this analysis. A prediction of long-term performance for each of the measurement accuracies has been carried out.

Tab. 1: Measurement accuracies

Parameter	Measurement accuracy according to Standard ISO 9459-5	Measurement accuracy analysed in this study
Inlet temperature	$\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$	$\pm 0.2 \text{ }^\circ\text{C}, \pm 0.5 \text{ }^\circ\text{C}$
Outlet temperature	$\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$	$\pm 0.2 \text{ }^\circ\text{C}, \pm 0.5 \text{ }^\circ\text{C}$
Solar radiation	$\pm 1.0 \%$	$\pm 1.5 \%, \pm 3.0 \%$

4. Influence of the input parameters measurement accuracies

4.1 Testing sample

A thermosiphon system with a storage tank of a volume of 300 l. and 2 flat-plate collectors with an aperture area of 4.46 m^2 is selected for analyzing the influence of input parameters measurement accuracies.

The results of these system parameters obtained according to Standard ISO 9459-5 are shown in Table 2

Tab. 2: System parameters

Parameter	Value	Unit
A_c^*	2.619	m^2
u_c^*	8.191	$\text{Wm}^{-1} \text{ K}^{-1}$
U_s	2.504	W K^{-1}
C_s	1.114	MJ K^{-1}
D_L	0.125	--
S_c	0.515	--

The results of the long-term performance are presented in the following graphs

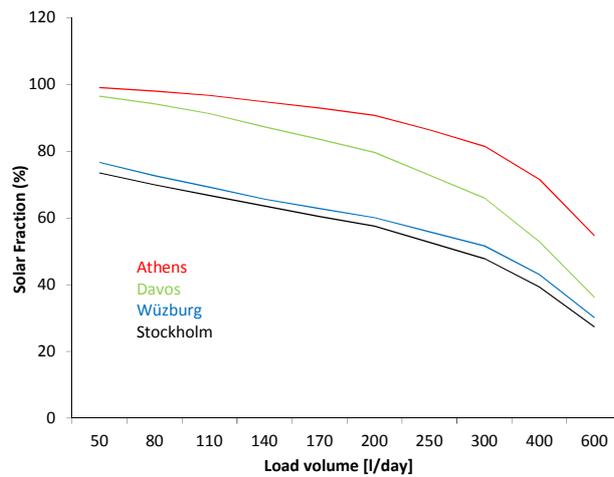


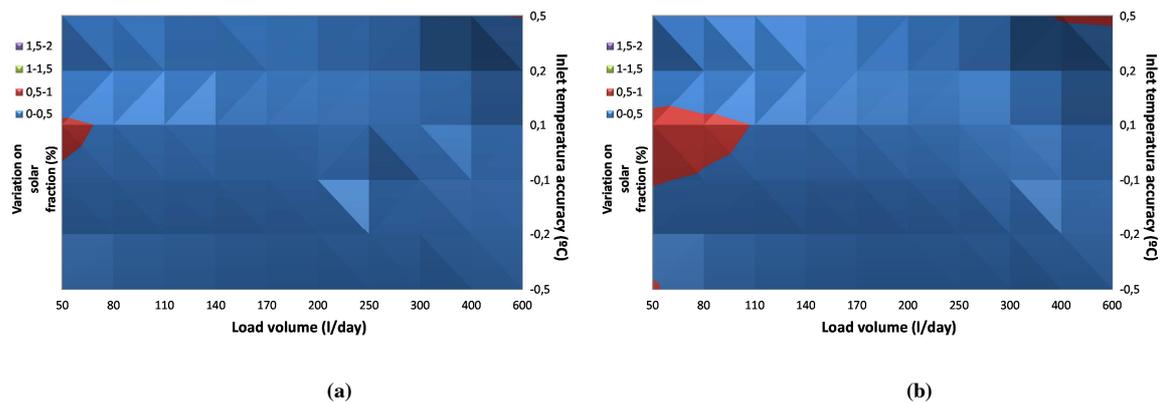
Fig. 2: f_{SOL} results

4.2 Comparative analysis

This section describes the variation on the solar fraction as a function of the load volume for every reference locations in order to modify the measurement accuracy of each parameter proposed in Table 1. Similarly, the average relative error of the solar fraction in every input parameter will be represented.

a. Inlet temperature

As shown in Figure 3, the maximum difference of the solar fraction obtained between the results to testing sample and the results in all inlet temperature measurement accuracies (table 1) is lower than 0.9 % in different reference locations. The maximum difference in variation on solar fraction is lower than 0.7 % to measurement accuracies according to Standard ISO 9459-5 (± 0.1 °C) and 0.9 % to other measurement accuracies proposed (± 0.2 °C, ± 0.5 °C).



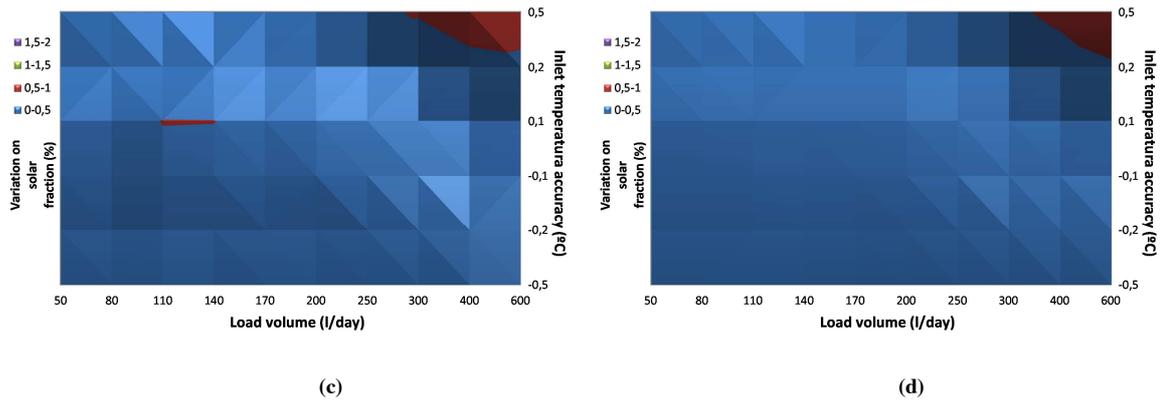


Fig. 3: Variation on f_{SOL} to modify inlet temperature measurement accuracy in Stockholm (a) Würzburg (b) Davos (c) and Athens (d)

Figure 4 shows the average relative error of solar fraction with respect to inlet temperature accuracy in all reference locations. The maximum average relative error on solar fraction is lower than 0.6 % for all measurement accuracies studied (table 1). The minimum values of average relative error on solar fraction occurs on Athens location.

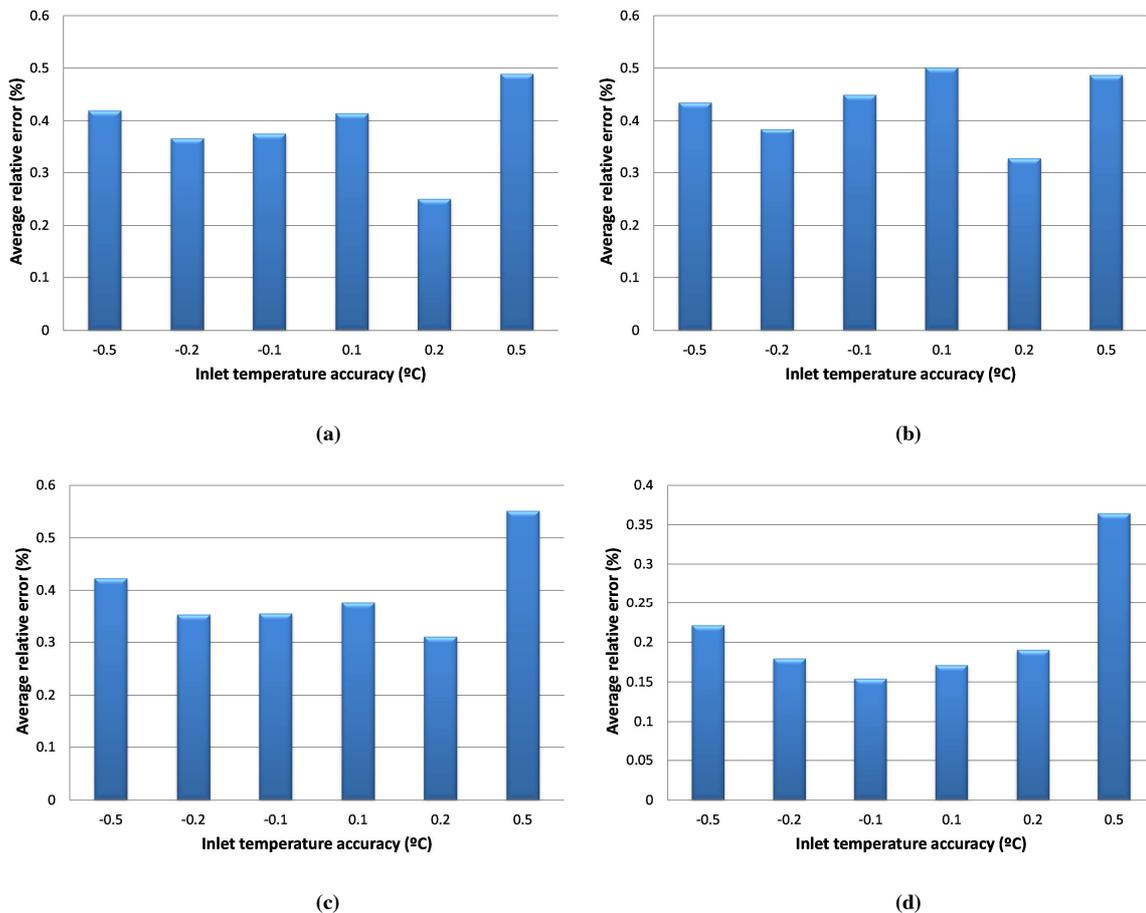


Fig. 4: Average relative error on solar fraction to modify inlet temperature measurement accuracy in Stockholm (a) Würzburg (b) Davos (c) and Athens (d)

b. Outlet temperature

As shown in Figure 5, the maximum difference of the solar fraction obtained between the results to testing sample and the results in all outlet temperature measurement accuracies (table 1) is lower than 1% in different reference locations. The maximum difference in variation on solar fraction is lower than 0.4% to measurement accuracies according to Standard ISO 9459-5 ($\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$) and 1% to other measurement accuracies proposed ($\pm 0.2 \text{ }^\circ\text{C}$, $\pm 0.5 \text{ }^\circ\text{C}$).

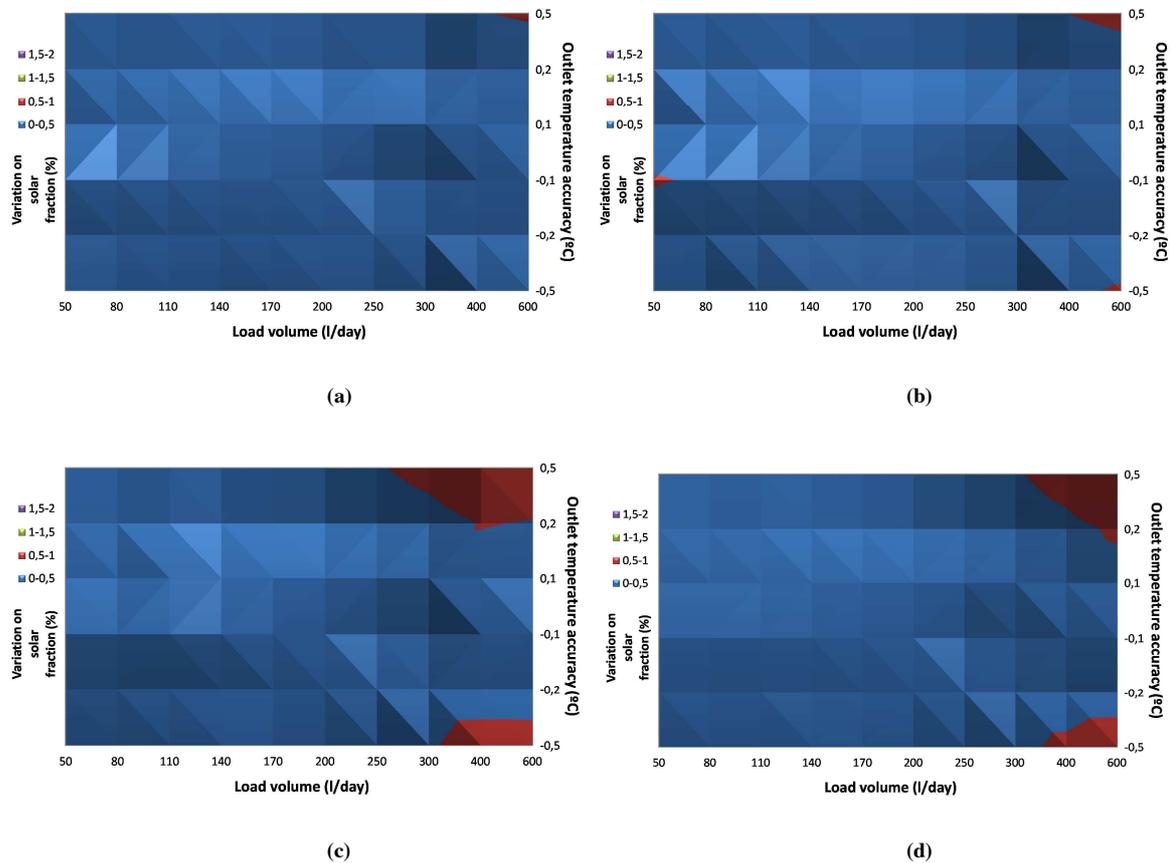


Fig. 5: Variation on f_{SOL} to modify outlet temperature measurement accuracy in Stockholm (a) Würzburg (b) Davos (c) and Athens (d)

Figure 6 shows the average relative error of solar fraction with respect of outlet temperature accuracy in all reference locations. The maximum average relative error on solar fraction is lower than 0.4% for the measurement accuracies according to Standard ISO 9459-5 ($\pm 0.1 \text{ }^\circ\text{C}$) and 0.7% for other measurement accuracies analyzed ($\pm 0.2 \text{ }^\circ\text{C}$, $\pm 0.5 \text{ }^\circ\text{C}$). The minimum values of average relative error on solar fraction occurs on Athens location.

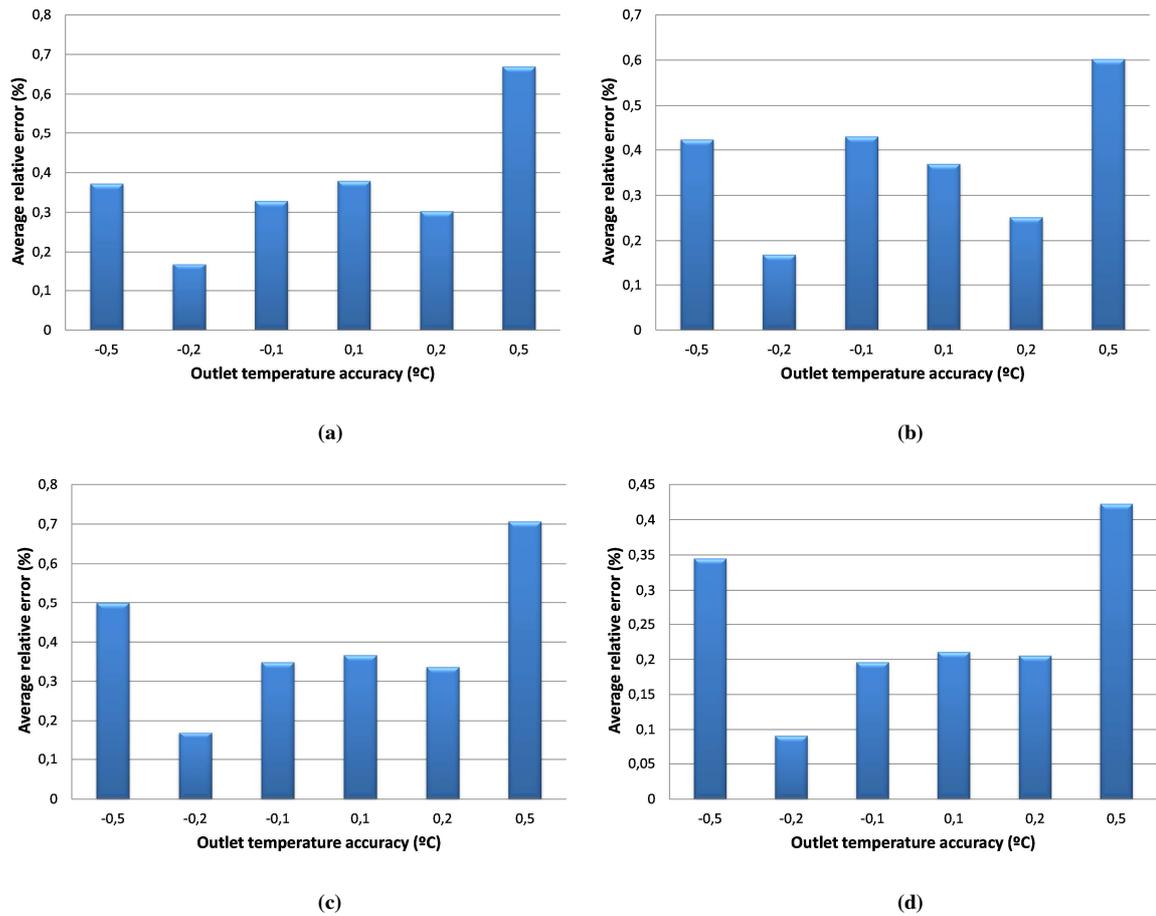
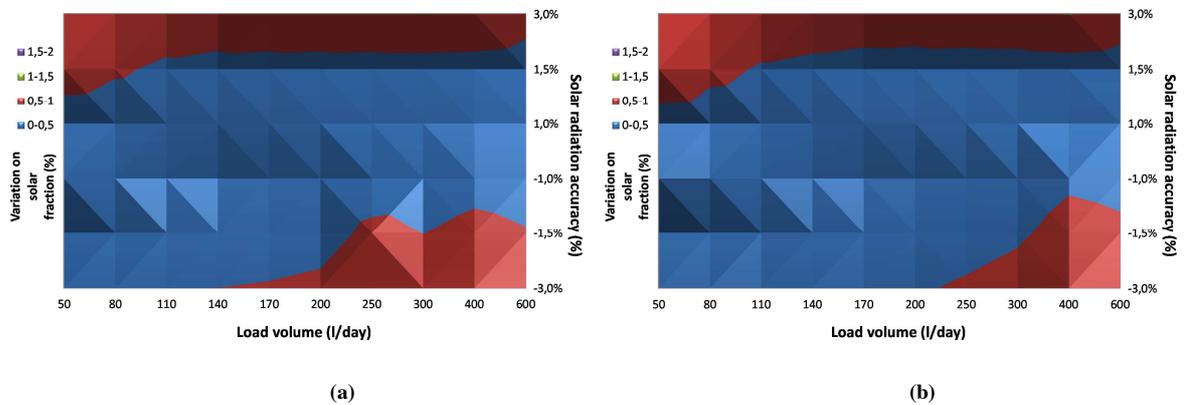


Fig. 6: Average relative error on solar fraction to modify outlet temperature measurement accuracy in Stockholm (a) Würzburg (b) Davos (c) and Athens (d)

c. Solar radiation

As shown in Figure 7, the maximum difference of the solar fraction obtained between the results to testing sample and the results in all solar radiation measurement accuracies (table 1) is lower than 1.3% in different reference locations. The maximum difference in variation on solar fraction is lower than 0.7% to measurement accuracies according to Standard ISO 9459-5 ($\pm 1.0\%$) and 1.3% to other measurement accuracies proposed ($\pm 1.5\%$, $\pm 3.0\%$).



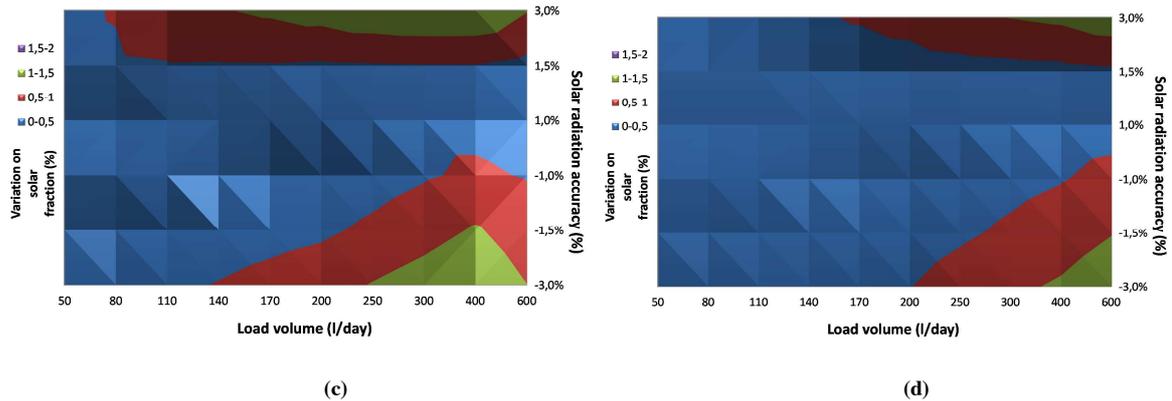


Fig. 7: Variation on f_{SOL} to modify solar radiation measurement accuracy in Stockholm (a) Würzburg (b) Davos (c) and Athens (d)

Figure 8 shows the average relative error of solar fraction with respect of solar radiation accuracy in all reference locations. The maximum average relative error on solar fraction is lower than 0.5% for the measurement accuracies according to Standard ISO 9459-5 ($\pm 1.0\%$) and 1.6% for other measurement accuracies proposed in this study ($\pm 1.5\%$, $\pm 3.0\%$).

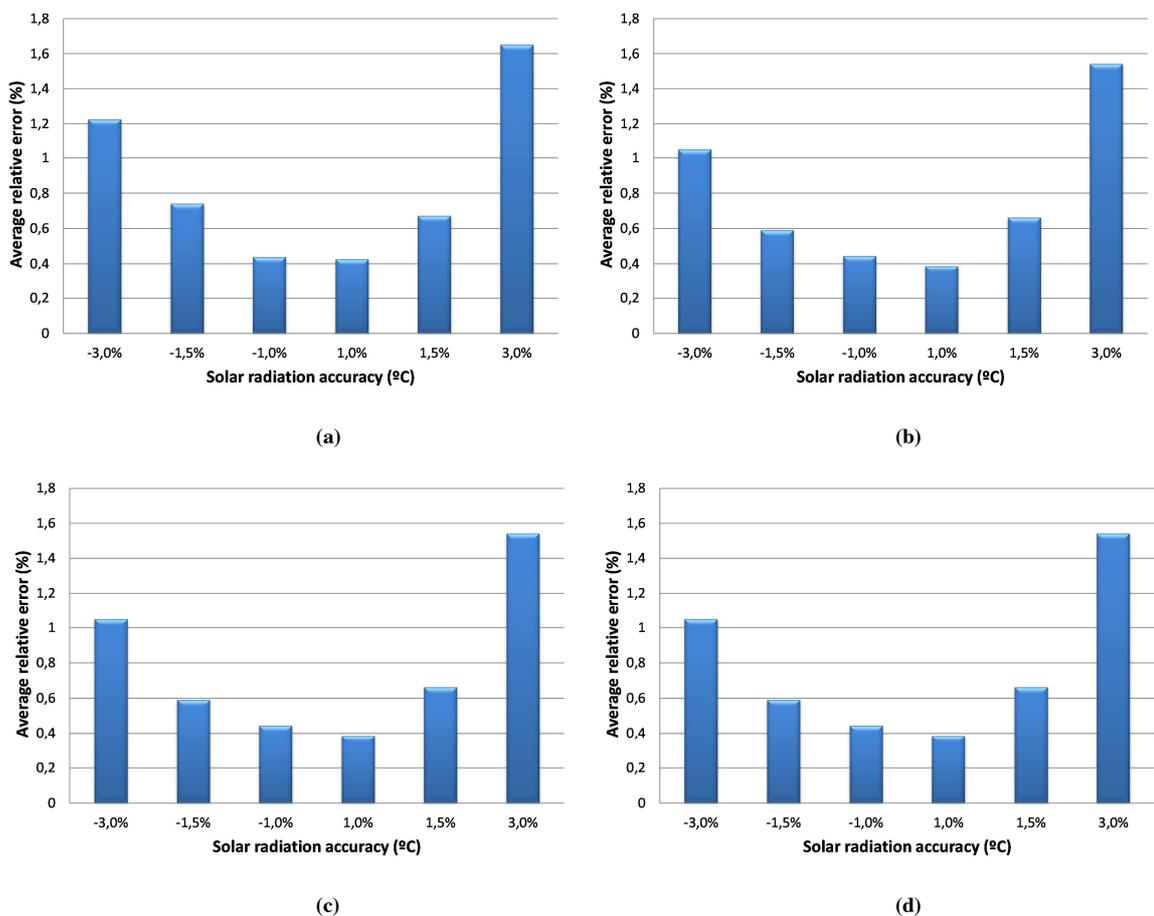


Fig. 8: Average relative error on solar fraction to modify solar radiation measurement accuracy in Stockholm (a) Würzburg (b) Davos (c) and Athens (d)

5. Conclusion

The influence of measurement accuracies of some input parameters is analyzed (inlet water temperature, outlet water temperature and solar radiation) obtaining the following conclusions:

- The maximum differences on solar fraction when using the measurement accuracy according to Standard ISO 9459-5 varies between 0.4% (for the outlet temperature) and below than 0.7% (for the inlet temperature and solar radiation) considering all load volumes in the reference locations.
- The maximum differences on solar fraction when using the new measurement accuracies proposed in this study varies between 1% approximately (for the inlet temperature and outlet temperature) and 1.6% (for the solar radiation) considering all load volumes in the reference locations.
- The maximum average relative error on solar fraction when using the measurement accuracy according to Standard ISO 9459-5 is approximately 0.5% (for the inlet temperature, outlet temperature and solar radiation) in the reference locations.
- The maximum average relative error on solar fraction when using the new measurement accuracies proposed in this study varies between approximately 0.6% (for the inlet temperature and outlet temperature) and 1.6% (for the solar radiation) in the reference locations.
- This study shows that it is possible to increase the measurement accuracies range required in Standard ISO 9459-5 without losing effectiveness on the results obtained in long-term prediction (solar fraction).

6. Nomenclature

Symbol	Quantity	Unit
A^*	effective collector area	m^2
C_S	total store heat capacity	MJ/K
D_L	mixing constant	--
f_{SOL}	solar fraction	--
G	solar irradiance	W/m^2
H	solar radiation	MJ/m^2
T_a	ambient temperature	$^{\circ}C$
T_{cw}	inlet water temperature	$^{\circ}C$
T_S	outlet water temperature	$^{\circ}C$
Q_{aux}	parasitic energy (electricity)	MJ
Q_d	head demand	MJ
Q_L	heat delivered by the solar heating system	MJ
S_C	store stratification	--
u_C^*	effective collector loss coefficient u_C^*	$W/m K$
U_S	total store heat loss coefficient	W/K
\dot{V}_S	flow-meter	l/min

7. Reference

- [1] European Standard EN 12976-1:2006, Thermal solar systems and components. Factory made systems – Part 1: General requirements.
- [2] European Standard EN 12976-2:2006, Thermal solar systems and components. Factory made systems – Part 2: Test methods.
- [3] International Standard ISO 9459-2: 2007, Solar heating – Domestic water heating Systems. Part 2: Outdoor test methods for system performance characterization and yearly performance prediction of solar-only systems.
- [4] International Standard ISO 9459-5: 2007, Solar heating – Domestic water heating Systems. Part 5: System performance characterization by means of whole-system tests and computer simulation.

Comparative analysis of domestic water heating thermosiphon systems tested according to the Standard ISO 9459-2

Jonathan Vera^{1*}, Isidoro Lillo², Fabienne Sallaberry¹ and Manuel A. Silva²

¹ Solar Thermal Energy Department, National Renewable Energy Centre (CENER), Sarriguren, Spain

² Thermodynamic and Renewable Energies Group (GTER), University of Seville, Seville, Spain

* Corresponding Author, jvera@cener.com

Abstract

The Standard ISO 9459-2 is a standard for the characterization of thermal performance of domestic water heating systems without auxiliary heating. In this study, 18 domestic water heating thermosiphon systems have been tested according to this international standard. The objective of the paper is to carry out a comparative analysis of the results obtained in these systems as a function of their volume and type of heat exchanger (tubular and double jacket). A comparative analysis of systems performance will be carried out by calculating the performance without thermal loss (a_1/A) and solar fraction f_{SOL} in different reference locations for different volume/area ratios. Also, a comparative analysis of systems performance and solar fraction will be carried out at different locations between a tubular heat exchanger tank and a double jacket heat exchanger tank. The different values obtained will be compared for the storage tank's heat loss coefficient (U_s). It will determinate the useful energy (energy with temperature above 45°C) for the degree of mixing in the storage tank during a draw-off test.

Keywords: solar system; testing; certification

1. Introduction

According to the Spanish Technical Building Code (CTE) and Ministerial Order ITC/71/2007, all solar thermal systems on the Spanish market must be homologated by the Ministry of Industry to be eligible for government subsidies, and for this reason they have to pass all the tests from the European Standard EN 12976-2 European Standard tests. This Standard stipulates durability, safety and efficiency tests, user and installer documents checking.

The CENER (National Renewable Energy Centre) and GTER (Thermodynamic and Renewable Energies Group) Accredited Solar System Testing Laboratory in Seville have been performing all the tests for factory-made solar thermal systems according to the European Standard since 2008. The European Standard efficiency test refers to two ISO Standards, ISO 9459-2 (CSTG method) and ISO 9495-5 (DST method). The CSTG method, named after the group which originally developed it, "Complete System Testing Group", makes use of an input-output method, while the DST method, called the "Dynamic System Test", makes use of dynamic software for parameter identification of the system characterization.

The objective of this paper is to carry out a comparative analysis of the parameters and performance (η) of different domestic water heating systems (commercial systems) tested according to Standard ISO 9459-2. The systems have been classified according to their storage tank and type of heat exchanger (tubular and double jacket). A comparative analysis of systems performance by calculating the performance without

thermal loss (a_1/A) and solar fraction f_{SOL} has been carried out at different reference locations for different volume/area ratios. Also, a comparative analysis of systems performance and solar fraction has been carried out at different locations between tubular heat exchanger tanks and double jacket heat exchanger tanks. It will compare the different values obtained for the storage tank's heat loss coefficient (U_s). It will determine the useful energy (energy with temperature above 45°C) for the degree of mixing in the storage tank during a draw-off test.

Manufacturers could make use of the results in order to study the potential improvements of their systems

2. Description of testing method (ISO 9459-2)

This method (CSTG for "Collector and System Testing Group", also called Input-output method) is a "black box" procedure. It is applicable to solar-only and solar-preheat systems. It consists of three different parts: one part for determining daily system performance (part 2.1), another part for determining mixing in the storage tank during draw-off (part 2.2), and the last part for the determination of storage tank heat losses (part 2.3).

2.1. Determination of daily system performance

The daily system performance test consists in conditioning the system at least six hours before solar noon, circulating water in the tank until it is sufficiently uniform. Then, the solar system operates normally for 12 hours. Finally, six hours after solar noon, the tank water is drawn off until outlet and inlet temperatures are equalized, while the inlet water temperature is maintained constant.

The same test procedure is repeated until a set of one-day points is obtained with a sufficient range of daily solar radiation H and temperature difference $[t_{a(day)} - t_{main}]$. According to the Standard, the set should contain at least four different days with approximately the same values of $[t_{a(day)} - t_{main}]$ and daily solar irradiation values H evenly spread over the range between 8 MJ/m² to 25 MJ/m², and also contain at least two additional days with values of $[t_{a(day)} - t_{main}]$ at least 9 K above or below the values of $[t_{a(day)} - t_{main}]$ obtained for the first four days. The value of $[t_{a(day)} - t_{main}]$ shall be in the range - 5 K to + 20 K for each test day.

The mathematical model for the output energy production of the solar system Q depends on daily solar irradiation H and the temperature difference between mean ambient temperature $t_{a(day)}$ and inlet water temperature t_{main} as following:

$$Q = a_1 H + a_2 (t_{a(day)} - t_{main}) + a_3 \quad (\text{eq. 1})$$

The results consist of the coefficients a_1 , a_2 and a_3 obtained by a multiple linear regression using the least-squares fitting method.

During each testing days, also the draw-off profiles are recorded and normalized for low and for high daily solar radiation days $f(V)$.

System performance (η) is defined as output energy production of the solar system (Q) divided by daily solar irradiation (H) and aperture area (A).

$$\eta = \frac{Q}{H \cdot A} \quad (\text{eq. 2})$$

Performance without thermal loss is defined as (a_1/A), as $t_{a(day)}$ and t_{main} is equal and the value of a_3 is close to zero.

2.2. Determination of the degree of mixing in the storage vessel during draw-off

The test consists in conditioning the system, circulating water at a temperature above 60 °C in the tank at a rate of at least five times the tank volume per hour until it is sufficiently uniform, while the collector is shaded from the sun. The water in the store is assumed to be uniform as the outlet temperature and the inlet temperature vary by less than 1 K for a period of 15 min.

Afterwards, the storage tank is drawn off at a constant flow rate of 600 l/h, while the inlet water introduced in the storage tank is maintained at a constant temperature of less than 30 °C. The draw off volume should be

at least three times the tank volume and until that the temperature difference between inlet and outlet water temperature is less than 1 K.

The procedure aims to determine the mixing draw-off profile $g(V)$.

This test can provide information about the useful energy (Q_{useful}). Useful energy is defined as energy with temperature above 45°C.

2.3. Determination of storage tank heat losses

The test consists in conditioning the system, by circulating water at a temperature above 60 °C in the same way as the mixing draw-off test. Afterwards, the tank is left for cooling for a time period between 12 h and 24 h at night or without any incident solar radiation. During the cooling period, the air circulates freely over the collector's plane with a mean wind speed between 3 m/s and 5 m/s. After this cooling period, the water is again circulated in the same way in order to measure the drop of temperature suffered by the tank over the night. The test is carried out with the collector loop disconnected, eliminating the possibility of reverse flow during the night.

The procedure aims to determine the heat loss coefficient U_s of the storage tank.

2.4. Prediction of long-term performance

With the total energy output characteristics of the system (a_1 , a_2 and a_3), the normalized draw-off temperature profile ($f(V)$), the normalized mixing draw-off temperature profile ($g(V)$), the storage tank heat loss coefficient (U_s), the daily meteorological data [daily solar irradiation H , daily mean ambient temperature $t_{a(day)}$, night mean temperature t_n] of the reference locations and the system characteristics (V_c), the performance of the system is calculated day-by-day for different reference locations and load demand.

The solar fraction (f_{SOL}) is defined as the energy supplied by the solar part (Q_L) divided by the total system load ($Q_D =$ heat demand).

$$f_{SOL} = \frac{Q_L}{Q_D} \quad (\text{eq. 3})$$

3. Description of comparative analysis

In this section, a comparative analysis of some parameters [Performance without thermal loss (a_1/A), solar fraction f_{SOL} , tank heat loss coefficient (U_s) and useful energy for the degree of mixing test (Q_{useful})] obtained for different domestic water heating systems tested according to Standard ISO 9459-2 was done.

3.1. Testing samples

The following table describes the different analyzed systems.

Tab. 1: Systems characteristic

System number	Aperture Area A (m ²)	Tank volume V (l)	Insulation thickness (mm)	V/A (l/m ²)	Exchanger model	Exchanger area (m ²)	U_s (W/K)
1	2.06	200	50	97.09	Tubular	0.45	3.66
2	4.12	320	50	77.67	Tubular	0.91	6.09
3	4	282	50	70.5	Tubular	0.90	4.25
4	2	187	50	93.5	Tubular	0.40	3.90
5	2.16	200	50	92.59	Double jacket	1.41	4.21
6	4.32	287	50	66.44	Double jacket	2.19	4.72
7	2.3	192	40	83.48	Double jacket	1.16	3.34
8	3.6	280	40	77.78	Double jacket	1.57	3.90
9	2	192	40	96	Double jacket	1.16	3.43
10	1.8	145	40	80.56	Double jacket	0.98	3.49

11	3.84	300	50	78.13	Double jacket	1.67	5.07
12	1.92	200	50	104.17	Double jacket	0.90	4.17
13	1.92	150	50	78.13	Double jacket	0.80	3.23
14	3.81	300	50	78.74	Double jacket	1.8	4.59
15	3.76	300	60	79.79	Double jacket	2.10	5.55
16	2.2	155	40-60	70.45	Double jacket	0.65	3.87
17	2.2	195	40-60	88.64	Double jacket	0.70	4.93
18	4.36	295	40-60	67.66	Double jacket	1.11	5.02

Table 1 shows like manufactures choose to sell systems with double jacket tanks.

3.2. Comparative analysis of performance without thermal loss (a_1/A) and solar fraction f_{SOL} .

In this section, a comparative analysis of systems performance is shown by calculating the performance without thermal loss (a_1/A) and solar fraction f_{SOL} in different reference locations (Stockholm, Würzburg, Davos and Athens) for different volume/area ratios. A comparative analysis of systems performance and solar fraction to different locations between tubular heat exchanger tanks and double jacket heat exchanger tanks is also shown.

3.3. Comparative analysis of tank heat loss coefficient (U_s).

In this section, different values obtained for the storage tank's heat loss coefficient (U_s) in funtion of tank volume (150, 200 an 300 l approximately) was compared.

3.4. Comparative analysis of useful energy for the degree of mixing test.

In this section, the useful energy (energy with temperature above 45°C) for the degree of mixing in the storage tank during a draw-off test is determinated. In the Fig. 1, it can be observed the useful energy, Q_{useful} , and not useful energy, $Q_{not\ useful}$, obtain for the degree of mixing test.

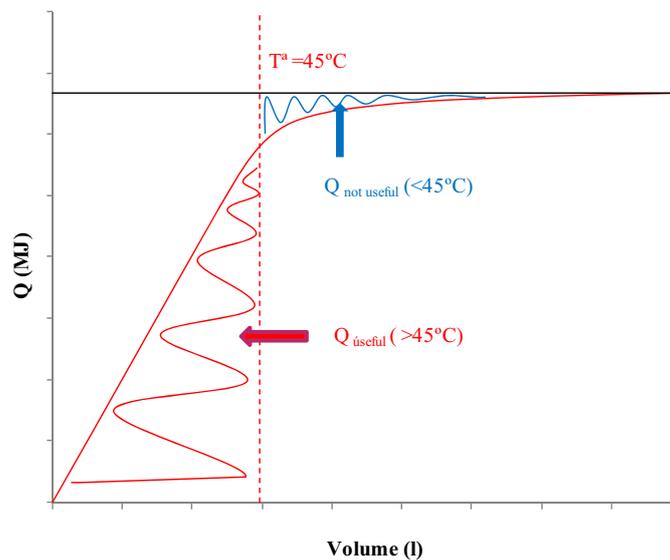


Fig. 1: Q vs Volume degree of mixing test

4. Comparative analysis

4.1. Comparative analysis of performance without thermal loss (a_1/A) and solar fraction f_{SOL} .

Figure 2 shows performance without thermal loss (a_1/A) and for different volume/area ratios. It can be seen that while the V/A ratios increase, the performance without thermal loss (a_1/A) increase too. A relation between performance without thermal loss (a_1/A) and V/A ratios can be determined and is given by:

$$\frac{a_1}{A} = 0,155 \cdot \frac{V}{A} + 34,515 \quad (\text{eq. 4})$$

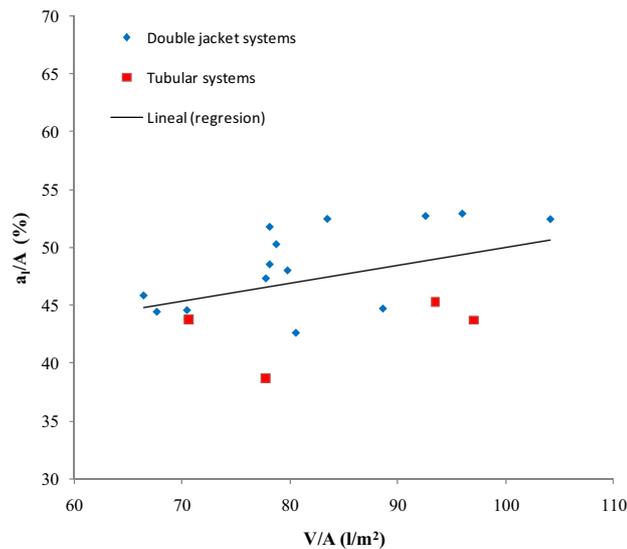


Fig. 2: a_1/A vs V/A

Figure 3 shows performance without thermal loss (a_1/A) of double jacket heat exchanger is higher than that of a tubular heat exchanger. A different of 3.9 % for values of V/A ratios about 70 and 5.6 % for values of V/A ratios about 100.

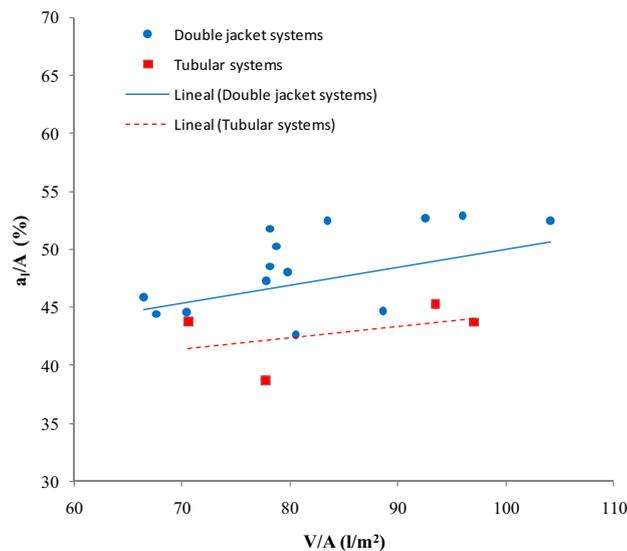


Fig. 3: a_1/A vs V/A

Figure 4 shows solar fraction (f_{SOL}) in different reference locations (Stockholm, Würzburg, Davos and Athens) for different volume/area ratios to 18 domestic water heating thermosiphon systems. It can be seen that while the V/A ratios increase, solar fraction decrease too. Also, solar fraction (f_{SOL}) of double jacket heat exchanger is higher than that of a tubular heat exchanger. A different of 0.2-0.3-1.5-0.9% for values of V/A ratios about 70 and 5.1-5.8-5.8-6.6 % for values of V/A ratios about 100 for locations in Stockholm, Würzburg, Davos and Athens respectively.

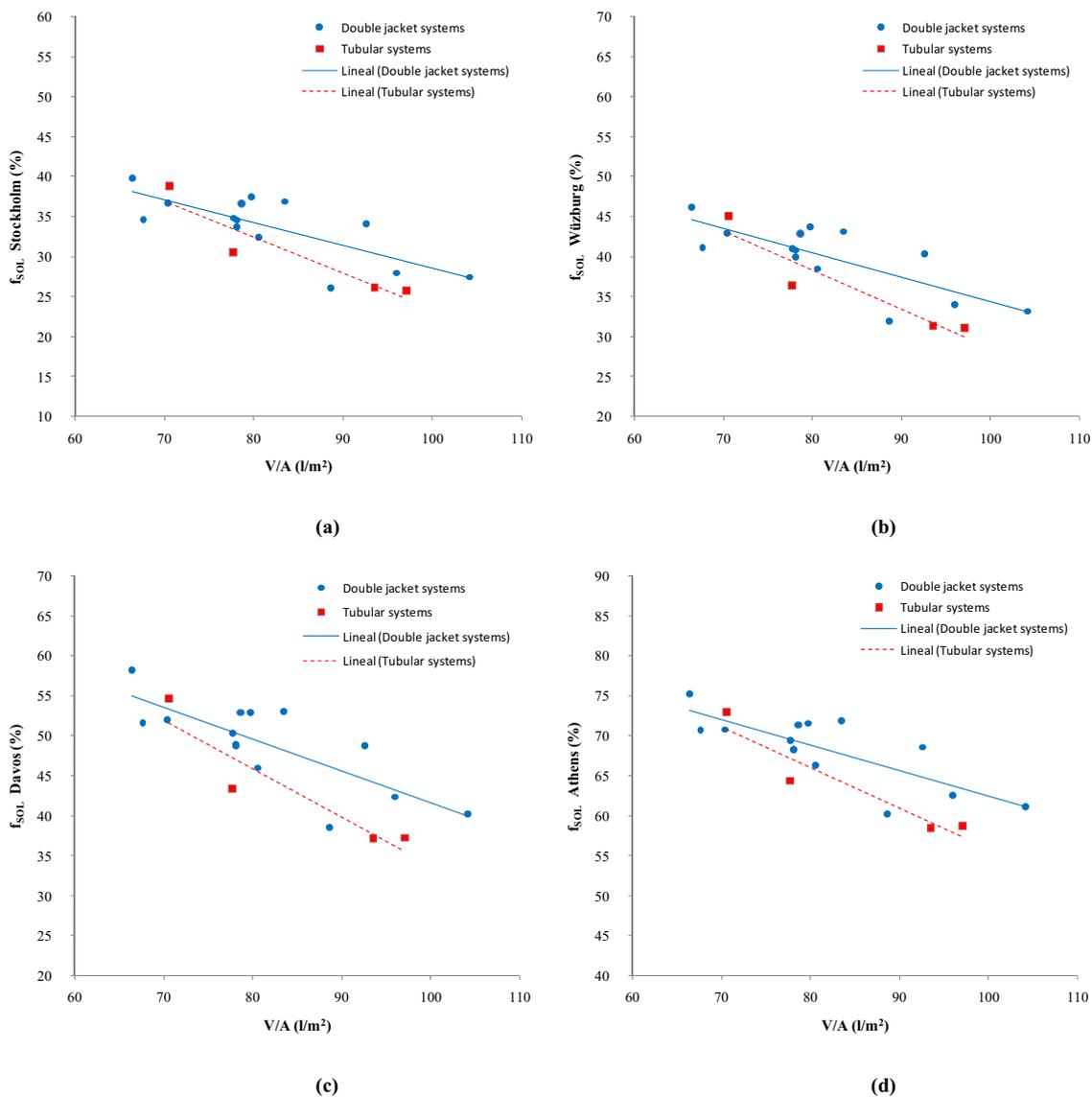


Fig. 4: f_{SOL} results (a) Stockholm (b) Würzburg (c) Davos and (d) Athens

Figure 5 shows fitted lines solar fraction (f_{SOL}) in different reference locations (Stockholm, Würzburg, Davos and Athens) for different volume/area ratios.

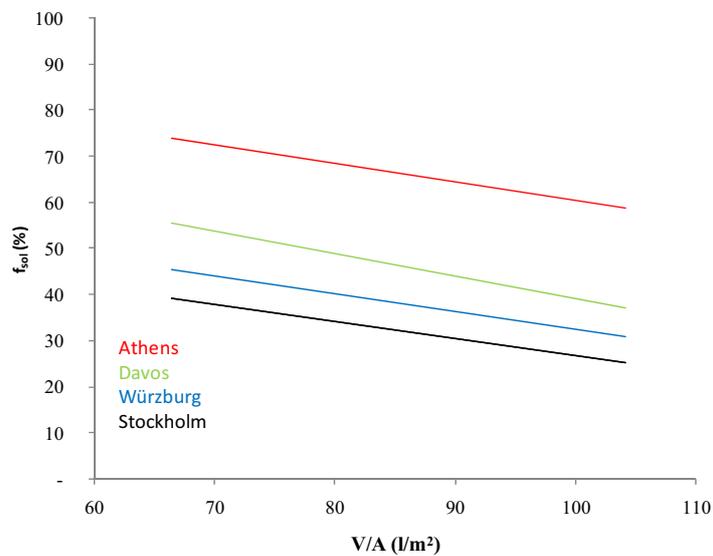


Fig. 5: f_{sol} results in different reference locations

A relation between solar fraction (f_{SOL}) and V/A ratios can be determined for different reference locations and is given by Eq. 5-8:

- Stockholm

$$f_{SOL,Stockholm} = -0,338 \cdot \frac{V}{A} + 60,894 \quad (\text{eq. 5})$$

- Würzburg

$$f_{SOL,Würzburg} = -0,362 \cdot \frac{V}{A} + 68,884 \quad (\text{eq. 6})$$

- Davos

$$f_{SOL,Davos} = -0,469 \cdot \frac{V}{A} + 86,234 \quad (\text{eq. 7})$$

- Athens

$$f_{SOL,Athens} = -0,381 \cdot \frac{V}{A} + 98,689 \quad (\text{eq. 8})$$

4.2. Comparative analysis of tank heat loss coefficient (U_s).

In Table 2, it can be seen the storage tank's heat loss coefficient summarize for different tank volume range (150, 200 and 300 l)

Tab. 2: Tank heat loss coefficient

Volume V (l)	U_s average (W/K)	U_s maximum (W/K)	U_s minimum (W/K)	U_s/V (W/ l*K)
300± 20 l	4.88	6.09	3.9	0.0165
200± 15 l	3.95	4.93	3.34	0.0202
150± 5 l	3.53	3.87	3.23	0.0235

From the analysis of the U_s /volume ratios, it can be observed that 300 l systems has 22,5% lower loss per storage mass unit than 200 l system, and this 16,3% lower than 150 l systems. This is due to the fact that the systems with higher volume, it has lower outside exchanger surface/volume ratio.

4.3. Comparative analysis of useful energy for the degree of mixing test.

Table 3 shows that useful energy values, Q_{useful} (45°C), are between 60-87%. In the absence of a modulating thermostatic heater as auxiliary energy, it would be convenient higher Q_{useful} (45°C) value, so it has greater quantity of water with temperature higher to 45°C.

Tab. 3: Degree of mixing test results

System n°	Initial water temp. t_i (°C)	Cold water supply temp. t_{main} (°C)	Difference $t_i - t_{main}$ (°C)	Total energy extracted Q (MJ)	Useful energy Q_{useful} (MJ)	Ratio Q_{useful} / Q (%)
1	63.54	19.15	44.39	39.70	34.45	86.8
2	61.1	13.79	47.31	64.76	53.6	82.8
3	61.66	12.3	49.36	43.90	35.72	81.4
4	61.74	13.39	48.35	43.11	35.53	82.4
5	61.83	21.93	39.9	53.36	43.11	80.8
6	65.7	13.44	52.26	66.56	52.7	79.2

7	63.26	13.36	49.9	43.68	35.45	81.2
8	67.5	21.95	45.55	26.67	21.6	81.0
9	62.11	15.14	46.97	56.34	41.4	73.5
10	62.05	22.08	39.97	51.15	35.61	69.6
11	67.66	19.16	48.5	38.91	30.49	78.4
12	61.13	16.19	44.94	30.52	23.99	78.6
13	62	16.05	45.95	41.04	29	70.7
14	61.25	24.42	36.83	49.53	41.87	84.5
15	61.69	12.04	49.65	66.81	49.25	73.7
16	61.38	11.96	49.42	39.56	24.07	60.8
17	62.94	20.02	42.92	37.71	27.12	71.9
18	61.01	19.96	41.05	53.14	41.64	78.4

5. Conclusions

The conclusions of this work are summarized below:

The higher is the volume/area V/A ratio of the systems, the higher is performance without thermal loss (a_1/A) and also the lower is solar fraction (f_{SOL}).

Performance without thermal loss (a_1/A) of jacket double heat exchanger is higher than that obtained a tubular heat exchanger. A different of 3.9% for values of V/A ratios about 70 and 5.6 % for values of V/A ratios about 100.

Solar fraction (f_{SOL}) of jacket double heat exchanger is higher than that obtained a tubular heat exchanger. A different of 0.2-0.,3-1.5-0.9% for values of V/A ratios about 70 and 5.1-5.8-5.8-6.6 % for values of V/A ratios about 100 for locations in Stockholm, Würzburg, Davos and Athens respectively.

The higher tank volume, the lower loss per storage mass unit (U_s/Volume). 300 l systems has 22,5% lower loss per storage mass unit than 200 l system, and this 16,3% lower than 150 l systems.

The systems have a useful energy around 60-87% of the total energy of the tank in the degree of mixing in the storage tank test.

6. Nomenclature

Symbol	Quantity	Unit
A	solar field aperture area	m^2
a_1, a_2 and a_3	output characteristics of the system	
$f(V)$	normalized draw-off temperature profile	
f_{SOL}	solar fraction	
$g(V)$	normalized mixing draw-off temperature profile	
η	performance (-)	
t_i	initial water temperature.	$^{\circ}\text{C}$
t_{main}	cold water supply temperature.	$^{\circ}\text{C}$
Q	total energy extracted from the system.	MJ
Q_{useful}	useful energy with temperature above 45 $^{\circ}\text{C}$.	MJ
U_s	storage tank heat loss coefficient	W/K
V	storage volume	l

7. References

[1] European Standard EN 12976-1:2006, Thermal solar systems and components. Factory made systems – Part 1: General requirements.

- [2] European Standard EN 12976-2:2006, Thermal solar systems and components. Factory made systems – Part 2: Test methods
- [3] International Standard ISO 9459-2: 2008, Solar heating – Domestic water heating Systems. Part 1: Outdoor test methods for system performance characterization and yearly performance prediction of solar-only systems.
- [4] Jonathan Vera, Isidoro Lillo, Jaime Olmo, Fabienne Sallaberry, 2012. Influence analysis of the characteristic coefficients of solar domestic water system tested according to the standard ISO 9459-2 regarding its long term prediction, EuroSUN 2012 Solar World Congress, Rijeka and Opatija (Croatia).
- [5] Jonathan Vera, Fabienne Sallaberry, Alberto García de Jalón, Javier Córdoba, Virginia San Miguel, Lourdes Ramirez, 2011. Comparison testing of a solar system with CSTG and DST methodologies, ISES 2011 Solar World Congress, Kassel (Germany).
- [6] Carvalho, M. J., Naron, D. J., 2000. Comparison of test methods for evaluation of the thermal performance of preheat and solar only factory made Systems, *Solar Energy* 69, Nos. 1–6, pp. 145–156.
- [7] Kaloudis E., Caouris Y.G, Mathioulakis E., Belessiotis V., 2010. Comparison of the dynamic and input–output methods in a solar domestic hot water system, *Renewable Energy* 35, pp. 1363–1367.
- [8] Armando C. Oliveira, 2007. A new look at the long-term performance of general solar thermal systems, *Solar Energy*, Volume 81, Issue 11, November 2007, Pages 1361-1368.
- [9] Elsa Andersen, Simon Furbo, 2009. Theoretical variations of the thermal performance of different solar collectors and solar combi systems as function of the varying yearly weather conditions in Denmark, *Solar Energy*, Volume 83, Issue 4, April 2009, Pages 552-565.
- [10] S.V. Joshi, R.S. Bokil, J.K. Nayak, 2005. Test standards for thermosyphon-type solar domestic hot water system: review and experimental evaluation, *Solar Energy*, Volume 78, Issue 6, June 2005, Pages 781-798.
- [11] Jaisankar, S., Ananth, J., Thulasi, S., Jayasuthakar, S.T., Sheeba, K.N., 2011. A comprehensive review on solar water heaters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (6), pp. 3045-3050.



Interacumuladores en sistemas solares prefabricados

Mercado y evaluación experimental

La Orden Ministerial ITC /71/2007 obliga a todos los sistemas solares prefabricados al cumplimiento de la norma europea UNE-12976. Uno de los componentes fundamentales de estos sistemas son los interacumuladores, que incluyen el depósito y el intercambiador de calor entre el circuito primario y de consumo en un solo equipo.

¡ POR I. LILLO BRAVO Y M. SILVA PÉREZ ¡

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIEROS. GRUPO DE TERMODINÁMICA Y ENERGÍAS RENOVABLES. UNIVERSIDAD DE SEVILLA

¡ POR J. VERA MEDINA ¡

CENTRO NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (CENER)





EL GRUPO DE TERMODINÁMICA Y ENERGÍAS RENOVABLES de la Escuela Superior de Ingenieros (GTER) y el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) tienen experiencia en la metodología de ensayo de sistemas prefabricados y han evaluado numerosos equipos. En este trabajo se hace, por un lado, una revisión a las características y tipologías de los intercambiadores utilizados por la industria en este tipo de sistemas solares prefabricados y, por otro lado, se analiza la influencia de las características del intercambiador en las prestaciones energéticas de los sistemas prefabricados, identificando líneas de mejora en los intercambiadores utilizados en sistemas solares prefabricados. Para ello se analizan dos parámetros resultantes del ensayo de caracterización del rendimiento térmico según la norma UNE-12976 y la norma de ensayo ISO-9459-2. Dichos parámetros son el coeficiente de

pérdidas de calor en el acumulador U_s y el perfil de temperatura de extracción del grado de mezcla normalizado $g(V)$. El valor obtenido de ambos parámetros es resultado de las características del intercambiador. El aislamiento del acumulador influye en el parámetro U_s y el grado de estratificación y mezcla entre el agua caliente y fría en el parámetro $g(V)$. Por último, se realizará un análisis de sensibilidad de dichos parámetros para ver cómo influyen los mismos en la predicción a largo plazo o fracción solar (FSOL) en diferentes climas dados por las localidades de referencia de la norma, que son Atenas, Davos, Würzburg y Estocolmo.

MERCADO DE LOS INTERACUMULADORES |

A lo largo de los años 2008-2010 se realizaron una serie de

TABLA 1
PARÁMETROS CONSTRUCTIVOS DE LOS 18 EQUIPOS PRESENTADOS |

Número del equipo	Área de Apertura (A) (m ²)	Tipo de captador	Volumen del intercambiador (l)	V/A (l/m ²)	Espesor aislamiento intercambiador (mm)	Modelo de intercambiador	A _{intercambiador} / A _{aperturas} (m ²)	Presión máxima del circuito primario (bar)	Materiales del acumulador
1	2,16	Plano selectivo	200	92,59	50	D / 1,41	0,65	3	Ac. Vit.
2	4,32	Plano selectivo	287	66,44	50	D / 2,19	0,51	3	Ac. Vit.
3	2,3	Plano selectivo	192	83,48	40	D / 1,16	0,50	3	Ac. Vit.
4	2,06	Plano selectivo	200	97,09	50	T / 0,45	0,22	7	Ac. Vit.
5	4,12	Plano selectivo	320	77,67	50	T / 0,91	0,22	7	Ac. Vit.
6	3,6	Plano selectivo	280	77,78	40	D / 1,57	0,44	3,5	Ac. Vit.
7	2	Plano selectivo	192	96	40	D / 1,16	0,58	3,5	Ac. Vit.
8	1,8	Plano selectivo	145	80,56	40	D / 0,98	0,54	3,5	Ac. Vit.
9	4	Plano selectivo	282	70,5	50	T / 0,90	0,23	7	Ac. Vit.
10	3,84	Plano selectivo	300	78,13	50	D / 1,67	0,43	2,5	Ac. Vit.
11	1,92	Plano selectivo	200	104,17	50	D / 0,90	0,47	2,5	Ac. Vit.
12	1,92	Plano selectivo	150	78,13	50	D / 0,80	0,42	2,5	Ac. Vit.
13	2	Plano selectivo	187	93,5	50	T / 0,40	0,20	7	Ac. Vit.
14	3,81	Plano selectivo	300	78,74	50	D / 1,87	0,49	3	Ac. Vit.
15	3,76	Plano selectivo	300	79,79	60	D / 2,10	0,56	2,5	Ac. Vit.
16	2,2	Plano selectivo	155	70,45	40-60	D / 0,65	0,30	3,5	Ac. Vit.
17	2,2	Plano selectivo	195	88,64	40-60	D / 0,70	0,32	3,5	Ac. Vit.
18	4,36	Plano selectivo	295	67,66	40-60	D / 1,11	0,25	3,5	Ac. Vit.

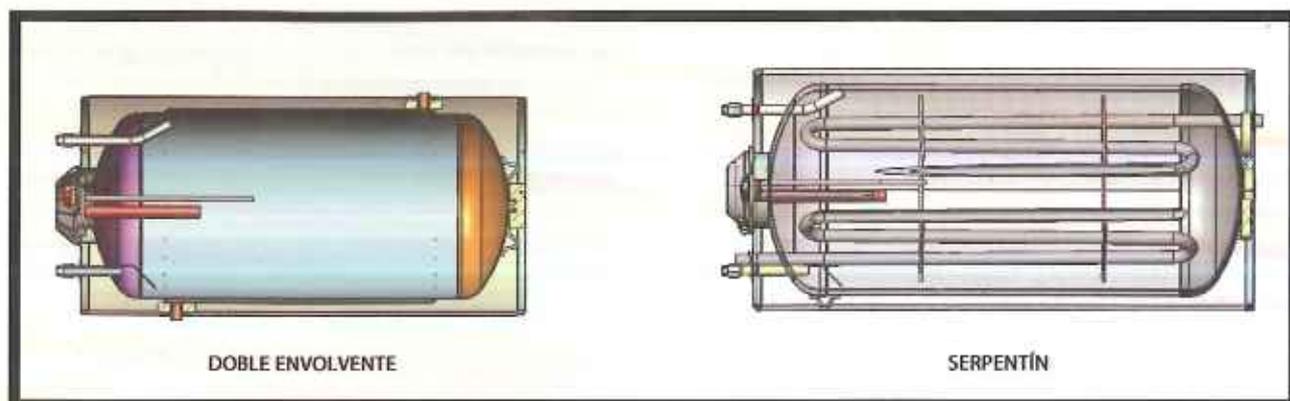


Figura 1. Interior de acumuladores con intercambiadores doble envolvente y serpentin

ensayos a intercambiadores según la normativa ISO-9459-2. En la siguiente tabla se puede observar los parámetros característicos de 18 equipos nuevos que han salido al mercado y que constituyen una muestra muy representativa de la situación actual.

Resumiendo las características de la Tabla 1, se puede decir que los sistemas solares prefabricados que hay en el mercado español tienen las siguientes características:

- Se suelen instalar captadores planos selectivos.
- Los intercambiadores son de acero vitrificado (Ac. Vit.)
- La relación V/A suele estar entre 65-105 l/m²
- El espesor de aislamiento del intercambiador suele estar comprendido entre 40-60 mm.
- Suelen predominar los intercambiadores con intercambiadores de doble envolvente (D) frente a los intercambiadores tipo tubulares o serpentin (T).
- Los intercambiadores de doble envolvente tienen una relación de áreas de intercambio A/Ai del orden de 0,4-0,6 frente a 0,2 en el caso de los intercambiadores de tubulares. Es lógico que al aumentar la superficie de intercambio se favorece la transferencia de energía del circuito primario al de consumo; por tanto, los de doble envolvente se comportan mucho mejor que los tubulares en este sentido.
- Los intercambiadores con intercambiadores tubulares soportan presiones del orden de 6-7 bar, muy superiores que los

de doble envolvente que son del orden 3 bar. Al aumentar la presión se puede tarar la válvula de seguridad a un presión de tara mayor y, por tanto, el equipo tendrá menor pérdidas de agua-anticongelante, aumentando su fiabilidad. En este caso los intercambiadores tubulares son mejores en este sentido. En la Figura 1 se muestra el interior de dos intercambiadores horizontales: uno con un tipo doble envolvente y el otro de serpentin o tubular.

ANÁLISIS EXPERIMENTAL DE LOS INTERACUMULADORES

Desde el punto de vista energético, los intercambiadores van a influir en el rendimiento energético del sistema, debido a las pérdidas energéticas a través de sus paredes, caracterizadas por el parámetro U_p , y al grado de mezcla entre el agua caliente que sale y el agua fría que entra, y que se caracteriza en la norma mediante el parámetro $g(V)$, además de otros aspectos como la propia estratificación. En este trabajo se presentan la evaluación experimental de U_p y $g(V)$ para los 18 equipos indicados en la Tabla 1, además de un análisis de sensibilidad.

- Coeficiente de pérdidas de calor, U_p

El coeficiente de pérdidas de calor del acumulador U_p , en W/K, se calcula mediante el ensayo de pérdidas del acumulador

TABLA 2

COEFICIENTES DE PÉRDIDAS DE CALOR MEDIOS, MÁXIMOS Y MÍNIMOS EN FUNCIÓN DEL VOLUMEN DEL INTERACUMULADOR

	U_p medio (W/K)	U_p máximo (W/K)	U_p mínimo (W/K)	$V/U_{p\text{medio}}$ (l K/W)
300 ± 20 l	4,76	6,09	3,69	63,03
200 ± 15 l	3,95	4,93	3,34	50,63
150 ± 5 l	3,53	3,87	3,23	42,49



descrito en la ISO-9459-2. La Ec. 1 muestra los parámetros de los que depende U_s :

$$U_s = \frac{4180V_s}{\Delta t} \ln \left[\frac{t_i - t_{a,(av)}}{t_f - t_{a,(av)}} \right] \quad \text{Ec. 1}$$

Donde:

- V_s es el volumen del interacumulador(l)
- Δt es el periodo de enfriamiento (s)
- t_i es la temperatura inicial (°C)
- t_f es la temperatura final (°C)
- $t_{a,(av)}$ es el valor medio de la temperatura del aire ambiente (°C)

En la Tabla 2 se puede ver el resumen de los valores medios y máximo y mínimo de los coeficientes de pérdidas de calor (U_s) obtenidos experimentalmente de acuerdo a la norma de los 18 equipos de la tabla 1, y clasificados en función del volumen del interacumulador en 300, 200 y 150 litros, más una tolerancia de +/-20 l, +/-15 l y +/-5 l, respectivamente. Además, se ha incluido el ratio volumen del interacumulador y U_s medio (V/ U_s).

Se concluye que los interacumuladores del mercado analizados tienen unos coeficientes U_s que varían entre 6,09 W/K y 3,69 W/K para un volumen total de 300 l, 4,93 W/K y 3,34 W/K para los de 200 l, y 3,87 W/K y 3,23 W/K para los de 150 l.

En la ecuación 1, y reflejado en la tabla 2, se observa cómo al aumentar el volumen del acumulador, mayor es el coeficiente de pérdidas de calor del mismo (U_s) y, por tanto, mayor la cantidad de energía perdida. Sin embargo, el coeficiente de pérdidas medio para los sistemas de 300 litros lógicamente no es el doble que en los sistemas de 150 litros.

Si se realiza un análisis de los cocientes Volumen/ U_s , se puede observar cómo los sistemas de 300 litros tienen un 24,4%

menos de pérdidas térmicas por unidad de volumen almacenado que los sistemas de 200 litros, y éstos un 19,3% menos que los de 150 litros. Eso es debido a que los equipos con mayor volumen tienen una menor relación superficie de intercambio al exterior/volumen.

Con este valor se tiene una estimación de la disminución de temperatura que puede producirse en el agua del interacumulador en función de la temperatura ambiente media en un determinado periodo Δt .

A continuación se representan en las Figuras 2 y 3 las relaciones entre la Temperatura final (t_f) y la Temperatura inicial (t_i) del agua del interacumulador para diferentes temperaturas ambiente medias de los sistemas 300 y 200 litros medios, suponiendo un periodo de enfriamiento de 12 horas.

En la Figura 2 se puede observar un ejemplo de enfriamiento de un interacumulador de 300 litros partiendo de una temperatura inicial de 60°C para un sistema de 300 litros y 12 horas de enfriamiento. A una temperatura ambiente media de 0°C el sistema pierde unos 9°C aproximadamente (se enfría hasta 51°C).

Para un acumulador de 200 litros (Figura 3), con las mismas condiciones descritas anteriormente, se produce una pérdida de temperatura de 11°C (se enfría hasta a 49°C).

- Perfil de temperatura de extracción del grado de mezcla normalizado g(V)

El parámetro g(V) o perfil de temperatura de extracción del grado de mezcla normalizado se obtiene del ensayo de grado de mezcla de la Norma ISO-9459-2. A continuación se representan las gráficas g(V) para 300 l y 200 l, respectivamente.

Se observa en las Figuras 4 y 5 que la evolución de g(V) para los diferentes interacumuladores es muy similar entre todos los

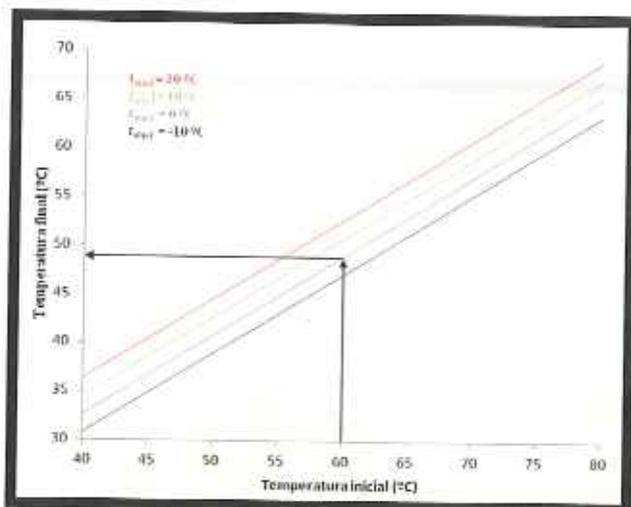


Figura 2. Relación entre la Temperatura final y la Temperatura inicial en un interacumulador medio de 300 litros en función de la temperatura ambiente media durante 12 h.

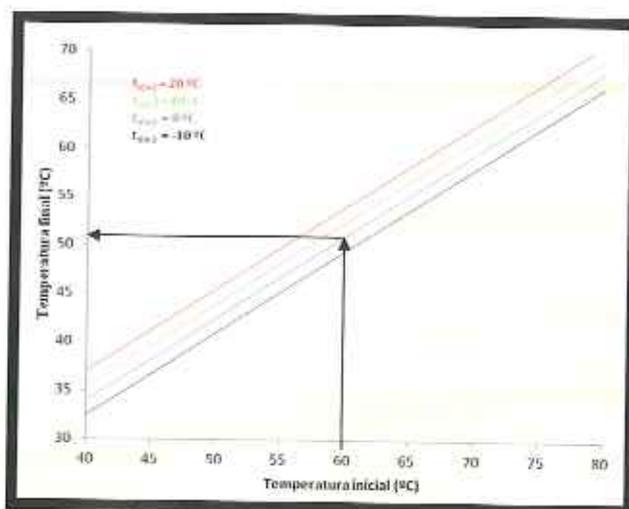


Figura 3. Relación entre la Temperatura final y la Temperatura inicial en un interacumulador medio de 200 litros en función de la temperatura ambiente media durante 12 h.



equipos, no existiendo diferencias significativas en función del volumen del interacumulador

INFLUENCIA DE LOS PARÁMETROS U_c Y $g(V)$ EN LA FRACCIÓN SOLAR

Desde el punto de vista energético, tanto U_c como $g(V)$ influyen en el rendimiento del equipo o en su equivalente, que es la fracción solar anual cubierta (F_{SOA}). Se define la fracción solar como la energía útil obtenida por el equipo solar, dividida por la energía total demandada.

Pero cabría preguntarse si grandes mejoras en estos dos coeficientes determinados por la norma repercuten en grandes mejoras del rendimiento energético del equipo. Si fuera así, el fabricante puede mejorar la fracción solar, al mejorar el grado de mezcla del interacumulador, mejorando $g(V)$ o incrementan-

do (o mejorando) el aislamiento del acumulador, disminuyendo el valor de U_c .

Se presentan los resultados del análisis de sensibilidad para conocer la influencia de variaciones en los parámetros U_c y $g(V)$ en la fracción solar anual. A través del ensayo de la norma ISO 9459-2 se obtienen los siguientes coeficientes: los coeficientes del sistema solar en el rendimiento diario (a_1 , a_2 , a_3), perfil de extracción normalizado $f(V)$, perfil de temperatura de extracción del grado de mezcla normalizado $g(V)$ y el coeficiente de pérdidas de calor en el interacumulador U_c . Con todos estos datos, junto a los datos meteorológicos de radiación solar diaria (H), temperatura ambiente media diaria (t_a), temperatura media nocturna (t_n) de cada localidad y los volúmenes de carga del sistema (V_c), se obtiene la fracción solar anual.

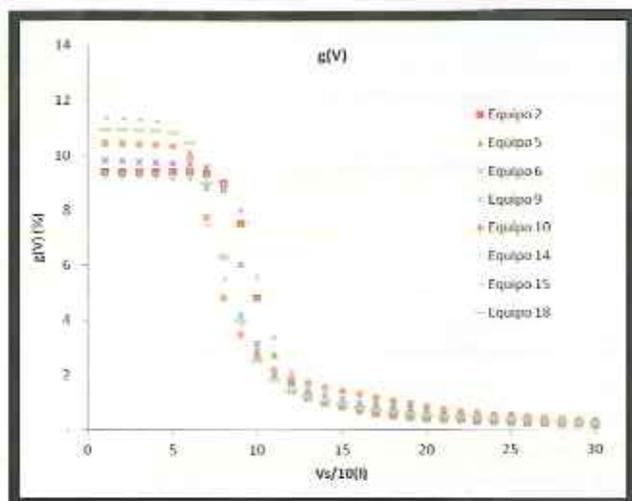


Figura 4. Evolución de $g(V)$ en función del volumen de agua extraído para interacumuladores de 300 l.

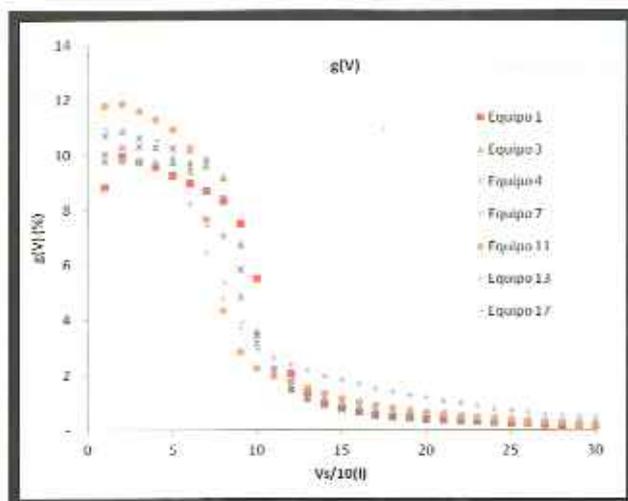


Figura 5. Evolución de $g(V)$ en función del volumen de agua extraído para interacumuladores de 200 l.

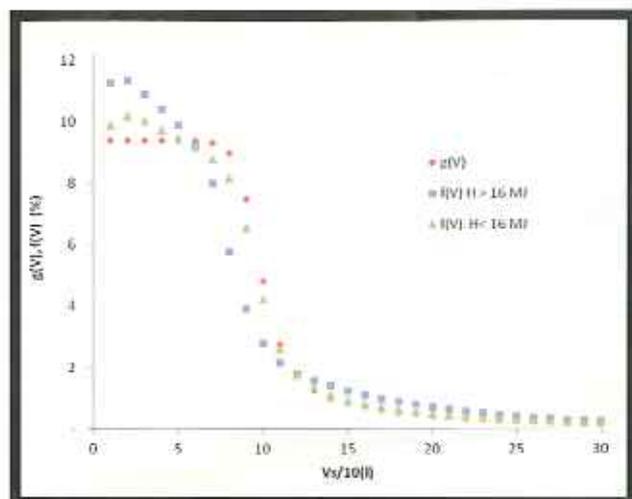


Figura 6. Evolución de $g(V)$ y $f(V)$ del equipo medio en función del volumen de extracción

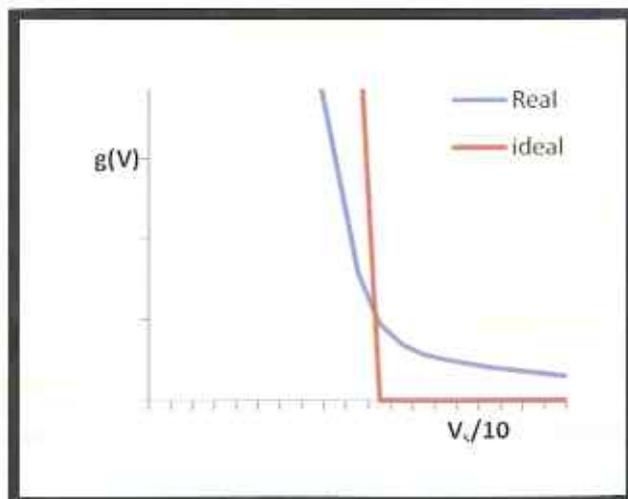


Figura 7. Evolución de $g(V)$ real e ideal.



Para realizar este estudio se ha partido de un equipo solar térmico prefabricado medio (de los 18 equipos de la Tabla 1), con los siguientes resultados:

Coefficientes del sistema solar en el rendimiento diario (a_1 , a_2 , a_3), $a_1 = 1,37 \text{ m}^2$, $a_2 = 0,49 \text{ MJ/K}$, $a_3 = -1,12 \text{ MJ}$.

Coefficiente de pérdidas de calor en el interacumulador $U_s = 4,25 \text{ W/K}$

La evolución de $f(V)$ y $g(V)$ de este equipo solar medio se representa en la Figura 6.

- Análisis de sensibilidad de $g(V)$

Se ha procedido a analizar la influencia de la fracción solar del perfil de $g(V)$ frente a uno ideal representado en la Figura 7.

- Análisis de sensibilidad de U_s

En esta sección se ha procedido a analizar la influencia en la

fracción solar si se mejora el coeficiente de pérdidas de calor en el acumulador U_s . Para ello se van a tomar un valor del coeficiente U_s , decreciendo su valor un 30, 60 y 90% respecto al valor medio $U_s = 4,25 \text{ W/K}$, y se observa cómo influye esta disminución del valor de U_s en la fracción solar.

Resultados del análisis de sensibilidad en las localidades de referencia

En las Figuras 8 a 11 se puede observar la mejora de la fracción solar en función del clima caracterizado por las localidades de referencias de Atenas, Davos, Würzburg y Estocolmo, para diferentes volúmenes de carga diario, una vez realizado el análisis de sensibilidad. Se ha de mencionar que las condiciones meteorológicas de Atenas son muy parecidas a las que se producen en el sur de España, y las condiciones meteorológicas

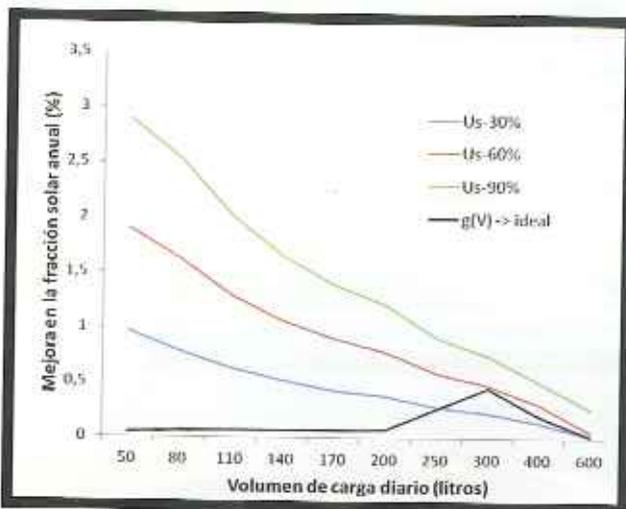


Figura 8. Mejora en la fracción solar anual en la localidad de Atenas

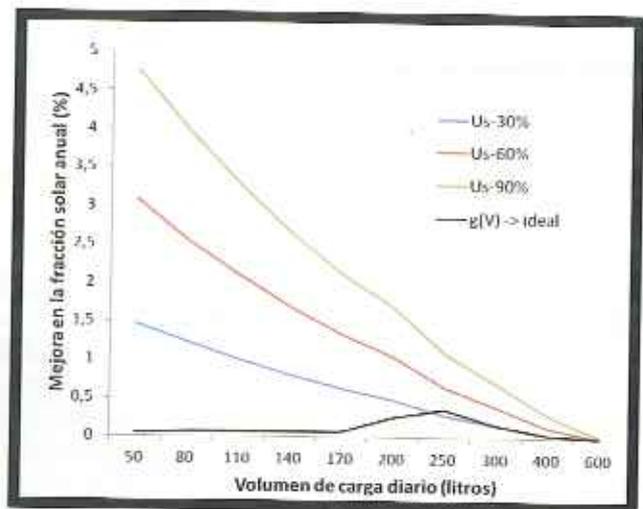


Figura 9. Mejora en la fracción solar anual en la localidad de Davos

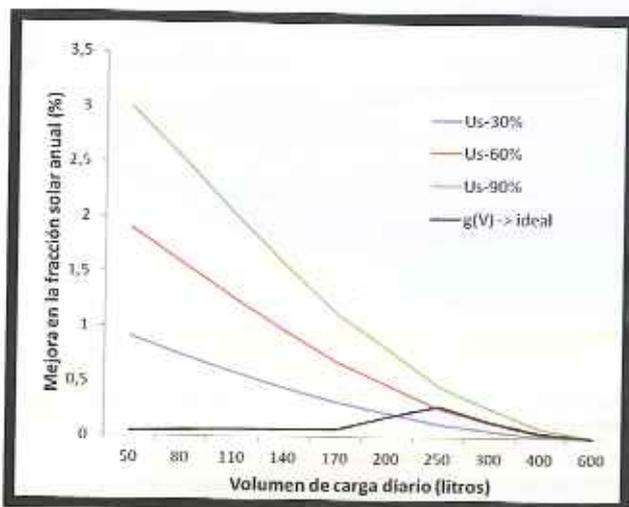


Figura 10. Mejora en la fracción solar anual en la localidad de Würzburg

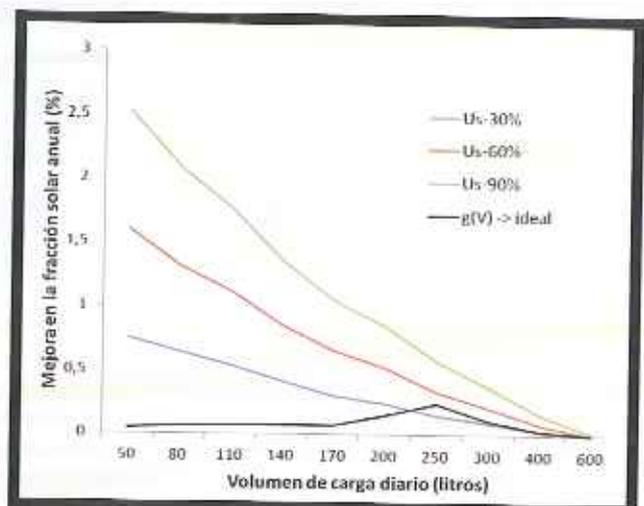
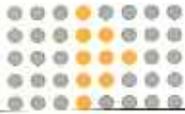


Figura 11. Mejora en la fracción solar anual en la localidad de Estocolmo



de Würzburg son parecidas a las que se producen en el norte de España.

De dichas gráficas se puede observar lo siguiente:

- Se produce una mejora de la fracción solar inferior al 5%, al disminuir el valor de U_s un 90%. Dicho valor es más alto para volúmenes de carga inferiores.
- Se produce una ligerísima mejora de la fracción solar inferior al 0,5% al hacer ideal la curva $g(V)$. Dicha mejora se produce cuando el volumen de carga es cercano al volumen del intercambiador.

| CONCLUSIONES |

De este análisis se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- a) Los valores de U_s obtenidos son muy similares en todos los intercambiadores del mercado.
- b) Los valores de $g(V)$ obtenidos son muy similares en todos los intercambiadores del mercado.
- c) Una mejora en los coeficientes de pérdidas de calor en el acumulador (U_s), y una mejora en la curva $g(V)$, no repercute de forma importante en las prestaciones del equipo, independientemente de la localidad de referencia.

Los sistemas con intercambiadores doble envolventes influyen más en la eficiencia; sin embargo, los sistemas con intercambiadores tubulares influyen más en la fiabilidad de la instalación, al permitir presiones de trabajo más altas.

d) Los sistemas con intercambiadores doble envolventes influyen más en la eficiencia; sin embargo, los sistemas con intercambiadores tubulares influyen más en la fiabilidad de la instalación, al permitir presiones de trabajo más altas.

Por último, se recomienda que se aumenten las presiones máximas de los intercambiadores de doble envolventes, y se aumente la superficie de intercambio de los intercambiadores tubulares con el objeto de mejorar las prestaciones de los equipos solares prefabricados. ■

Influence analysis of the characteristic coefficients of solar domestic water systems tested according to the Standard ISO 9459-2 regarding its long term prediction

**Jonathan Vera¹⁾, Isidoro Lillo²⁾,
Jaime Olmo Fernández²⁾ and
Fabienne Sallaberry¹⁾**

1) Solar Thermal Energy Department, National
Renewable Energy Centre (CENER),
Sarriguren, Spain

2) Thermodynamic and Renewable Energies
Group (GTER), University of Seville,
Seville, Spain

jvera@cener.com

Keywords

solar system
testing
certification

Ključne riječi

Solarnisustav
testiranje
potvrda

Primljeno (Received): 2012-04-28
Prihvaćeno (Accepted): 2012-10-05

Original Scientific Paper

The Solar Thermal Testing Laboratory shared by CENER and GTER in Seville performs outdoor efficiency tests for factory-made solar systems according to the international standard ISO 9459-2. This method (CSTG acronym for "Collector and System Testing Group", also called the input-output method) consists of three different parts: one part for determining mixing in the storage tank during draw-off, another part for determining daily system performance, and a part for the determination of storage tank heat losses. From the so-called CSTG test, the following coefficients are obtained: the characteristic coefficients of the solar system in the daily performance (a_1 , a_2 , a_3), the normalized draw-off temperature profile ($f(V)$), the normalized mixing draw-off temperature profile ($g(V)$) and the storage tank heat loss coefficient (U_s). After having tested some solar systems according to the CSTG method, the long term prediction of the system output is performed using a simulation program. Using the obtained test results as a starting point, we vary the parameters stepwise and observe how this influences the solar fraction f_{sol} . Therefore, the purpose of the present paper is to analyze the influence of those parameter variations on the solar fraction f_{sol} obtained from the long-term prediction in different reference locations (Stockholm, Würzburg, Davos and Athens) and for various solar systems with a different volume/area ratio.

Analiza utjecaja karakterističnih koeficijenata solarnih toplinskih sustava ispitanih prema normi ISO 9459-2 s obzirom na dugoročno predviđanje njihove iskoristivosti

Izvorni znanstveni rad

Laboratorij za istraživanje solarnih toplinskih sustava u Seville kojega koriste CENER i GTER vrši ispitivanja iskoristivosti komercijalnih solarnih sustava prema standardu ISO 9459-2. Ova metoda (zvana CSTG – Collector and System Testing Group) se sastoji od tri dijela: određivanje miješanja u spremniku topline tokom ispusta, određivanje dnevnih performansi sustava, i određivanje toplinskih gubitaka u spremniku topline. Iz CSTG testa, dobiveni su sljedeći koeficijenti: karakteristični koeficijenti solarnog sustava za procjenu dnevne performanse (a_1 , a_2 , a_3), normalizirani profil temperatura u spremniku topline tokom ispusta ($f(V)$), normalizirani profil temperatura miješanja tokom ispusta u spremniku topline ($g(V)$) i koeficijent toplinskih gubitaka toplinskog spremnika (U_s). Nakon testiranja solarnih sustava CSTG metodom, dugoročno predviđanje njihove iskoristivosti je izvršeno računalnom simulacijom. Koristeći rezultate ispitivanja kao početnu točku, mijenjani su radni parametri te je promatran utjecaj tih parametara na solarni udio energetskog učina sustava f_{sol} . Ovaj rad analizira utjecaj tih parametara na promjenu solarnog udjela u energetskoj bilanci sustava, što je dobiveno dugoročnim predviđanjem performansi sustava na različitim locijama (Stockholm, Würzburg, Davos i Atena) za različite solarne sustave sa različitim omjerima volumena toplinskog spremnika i površine kolektora.

1. Introduction

According to the Spanish Technical Building Code (CTE) and Ministerial Order ITC/71/2007, all solar thermal systems on the Spanish market must be

homologated by the Ministry of Industry to be eligible for government subsidies, and for this they have to pass all the UNE-EN 12976-2 European Standard tests. This

Standard stipulates durability and efficiency tests, and user and installer documents to be checked.

The CENER and GTER Accredited Solar System Testing Laboratory in Seville have been performing all the tests for factory-made solar thermal systems according to the European Standard since 2008. Solar systems had been tested in this laboratory for 25 years before that. The European Standard efficiency test refers to two ISO Standards: ISO 9459-2 (CSTG method) and ISO 9495-5 (DST method). The CSTG method, named after the group which originally developed it, "Complete System Testing Group", makes use of an input-output ratio, while the DST method, called the "Dynamic System Test", makes use of dynamic software for parameter identification.

From the so-called CSTG test, the following coefficients are obtained: the characteristic coefficients

of the solar system in the daily performance (a_1, a_2, a_3), the normalized draw-off temperature profile ($f(V)$), the normalized mixing draw-off temperature profile ($g(V)$) and the storage tank heat loss coefficient (U_s).

Taking the previous into account, the purpose of this paper is to analyze the influence of those parameter variations on the solar fraction f_{sol} . Manufacturers could make use of the results in order to study the potential improvements of their systems. Some of these enhancements could be the increasing of the collector performance through improved a_1 , improving the tank stratification through improved $f(V)$ and $g(V)$ factors, and the decreasing of the storage tank heat losses through improved U_s .

Symbols

A	- Collectors aperture area, m^2 - Površina kolektora, m^2	Q_L	- Energy supplied by the solar part, MJ - Solarni udio ukupne energije, MJ
a_1, a_2, a_3	- Daily characteristic coefficients of the solar system - Dnevni karakteristični koeficijenti solarnog sustava	$t_{a(day)}$	- Ambient temperature, $^{\circ}C$ - Temperatura okoliša, $^{\circ}C$
f_{sol}	- Solar fraction - Udio solarne energije	t_{main}	- Cold water supply temperature, $^{\circ}C$ - Temperatura hladne vode, $^{\circ}C$
$f(V)$	- Normalized draw-off temperature profile - Normalizirani temperaturni profil tokom pražnjenja	t_n	- Average ambient air temperature during the night, $^{\circ}C$ - Prosječna temperatura okoliša tokom noći, $^{\circ}C$
$g(V)$	- Normalized mixing draw-off temperature profile - Normalizirani temperaturni profil miješanja tokom pražnjenja	U_s	- Storage tank heat loss coefficient, $W\ k^{-1}$ - Koeficijent gubitaka topline spremnika topline, $W\ k^{-1}$
H	- Daily solar irradiation in the collector aperture, $MJ\ m^2$ - Dnevna dozračena Sunčeva energija na kolektorsku površinu, $MJ\ m^2$	V_c	- Volume of daily hot water consumption, l - Volumen dnevne potrošnje tople vode, l
Q	- Output energy production of the solar system, MJ - Proizvedena energija solarnog sustava, MJ	η	- System performance - Iskoristivost sustava
Q_D	- Heat demand, MJ - Potreba za toplinom, MJ		

2. Description of testing method (ISO 9459-2)

This method (CSTG for "Collector and System Testing Group", also called the input-output method) is a "black box" procedure. It is applicable to solar-only

and solar-preheat systems. It consists of three different parts: one part for determining daily system performance, another part for determining mixing in the storage tank during draw-off, and the last part for the determination of storage tank heat losses.

2.1. Determination of daily system performance

The daily system performance test consists in conditioning the system at least six hours before solar noon, circulating water in the tank until it is sufficiently uniform. Then, the solar system operates normally for 12 hours. Finally, six hours after solar noon, the tank water is drawn off until outlet and inlet temperatures are equalized, while the inlet water temperature is maintained constant. The same test procedure is repeated until a set of one-day points is obtained with a sufficient range of daily solar radiation H and temperature difference $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$. According to the Standard, the set should contain at least four different days with approximately the same values of $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$ and the daily solar irradiation values H evenly spread over the range between 8 MJ/m^2 to 25 MJ/m^2 , and it should also contain at least two additional days with values of $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$ at least 9 K above or below the values of $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$ obtained for the first four days. The value of $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$ shall be in the range -5 K to $+20 \text{ K}$ for each test day.

The mathematical model for the output energy production of the solar system Q depends on daily solar irradiation H and the temperature difference between mean ambient temperature $t_{a(\text{day})}$ and inlet water temperature t_{main} as follows:

$$Q = a_1 H + a_2 (t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}) + a_3 \quad (1)$$

The results consist of the coefficients a_1 , a_2 and a_3 obtained by a multiple linear regression using the least-squares fitting method.

During each of the testing days, the draw-off profiles are also recorded and normalized for low and for high daily solar radiation days $f(V)$.

2.2. Determination of the degree of mixing in the storage vessel during draw-off

The test consists in conditioning the system, circulating water at a temperature above $60 \text{ }^\circ\text{C}$ in the tank at a rate of at least five times the tank volume per hour until it is sufficiently uniform, while the collector

3. Description of sensitivity analysis of the parameters a_1 , $f(V)$, $g(V)$ and U_s

In this section, it will carry out the sensitivity analysis of the parameters a_1 , $f(V)$, $g(V)$ and U_s independently.

3.1. Sensitivity analysis of a_1

When analyzing equation 1, we observe that the output energy production of the solar system Q depends

is shaded from the sun. The water in the store is assumed to be uniform when the outlet temperature and the inlet temperature vary by less than 1 K for a period of 15 min . Afterwards, the storage tank is drawn off at a constant flow rate of 600 l/h , while the inlet water introduced in the storage tank is maintained at a constant temperature of less than $30 \text{ }^\circ\text{C}$. The draw off volume should be at least three times the tank volume and until that the temperature difference between inlet and outlet water temperature is less than 1 K . The procedure aims to determine the mixing draw-off profile $g(V)$.

2.3. Determination of storage tank heat losses

The test consists in conditioning the system, by circulating water at a temperature above $60 \text{ }^\circ\text{C}$ in the same way as the mixing draw-off test. Afterwards, the tank is left for cooling for a time period between 12 h and 24 h at night or without any incident solar radiation. During the cooling period, the air circulates freely over the collector's plane with a mean wind speed between 3 m/s and 5 m/s . After this cooling period, the water is again circulated in the same way in order to measure the drop of temperature suffered by the tank over the night. The test is carried out with the collector loop disconnected, eliminating the possibility of reverse flow during the night. The procedure aims to determine the heat loss coefficient U_s of the storage tank.

2.4. Prediction of long-term performance

With the total energy output, characteristics of the system [a_1 , a_2 and a_3], the normalized draw-off temperature profile [$f(V)$], the normalized mixing draw-off temperature profile [$g(V)$], the storage tank heat loss coefficient [U_s], the daily meteorological data [daily solar irradiation H , the daily mean ambient temperature $t_{a(\text{day})}$, the night mean temperature $[t_n]$ of the reference locations and the system characteristics [V_c], the performance of the system is calculated day-by-day for different reference locations and differing load demand.

The solar fraction (f_{Sol}) is defined as the energy supplied by the solar part (Q_L) divided by the total system load ($Q_D = \text{heat demand}$).

on the a_1 , a_2 and a_3 parameters. The sensitivity analysis was conducted on the a_1 parameter. This factor represents the system performance when $t_{a(\text{day})} = t_{\text{main}}$, assuming that the a_3 parameter is close to zero. So, the performance equation is:

$$\eta = a_1 / A \quad (2)$$

Where η is the system performance and A is collectors aperture area.

The sensitivity analysis on this factor consists in increasing the values of the a_1 parameter and observes such influence on the prediction of long-term performance (f_{sol})

3.2. Sensitivity analysis of $f(V)$

In this section, we have proceeded to analyze the influence in the solar fraction f_{sol} as if $f(V)$ were the ideal, that is, as if the useful energy extracted from the system were constantly approaching zero from a certain value. For both cases, we will make the prediction of long-term performance and we will compare both results.

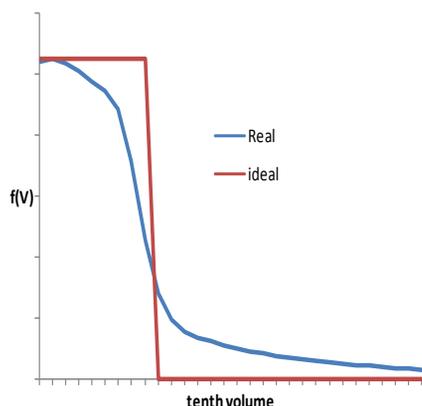


Figure 1. $f(V)$ graph

Slika 1. Funkcija $f(V)$, idealno-ideal, i stvarno-real.

3.3. Sensitivity analysis of $g(V)$

In this section, we have proceeded to analyze the influence on the solar fraction f_{sol} as if $g(V)$ were the ideal, that is, as if the useful energy extracted from the system were constantly reaching zero at a certain value. For both cases, we will make the prediction of long-term performance and we will compare both results.

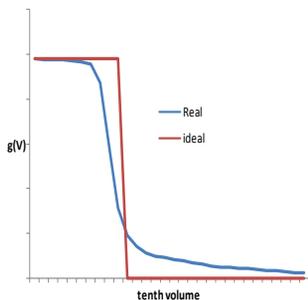


Figure 2. $g(V)$ graph

Slika 2. Funkcija $g(V)$, idealno-ideal, i stvarno-real.

3.4. Sensitivity analysis of U_s

In this section we have proceeded to analyze the influence in the solar fraction f_{sol} if we change the storage tank heat loss coefficient U_s . We will improve such a coefficient, increasing its values to 30, 60 and 90% and will observe the influences that this factor has on the prediction of long-term performance.

4. Sensitivity analysis

4.1. Testing samples

In order to carry out the sensitivity analysis we use two only-solar systems. One is a thermosyphon system with a storage tank of a volume of 280 l and 2 flat-plate collectors with an aperture area of 3.60 m². The second system is of the thermosyphon type as well, with a storage tank of 200 l volume, and 1 flat-plate collector with an aperture area of 1.92 m².

The results of these systems parameters are indicated in Table 1 and figures 3, 4, 5 and 6.

Table 1. CSTG parameter identification
 Tablica 1. Prikaz CSTG parametara.

Parameter	System 1	System 2	Unit
a_1	1,70	1,01	m ²
a_2	0,61	0,36	MJ.K ⁻¹
a_3	-2,00	-1,75	MJ
U_s	3,90	4,17	W/k

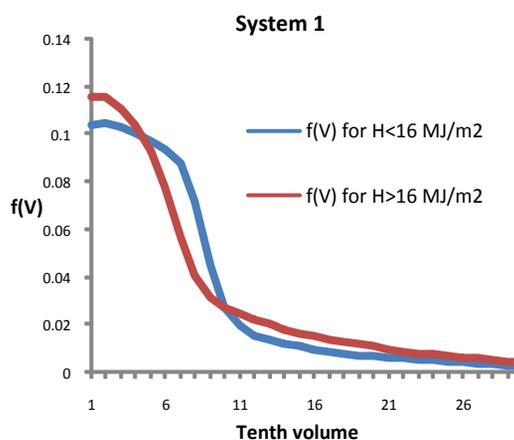


Figure 3. $f(V)$ Results of System 1.
 Slika 3. Rezultati $f(V)$ za sustav 1.

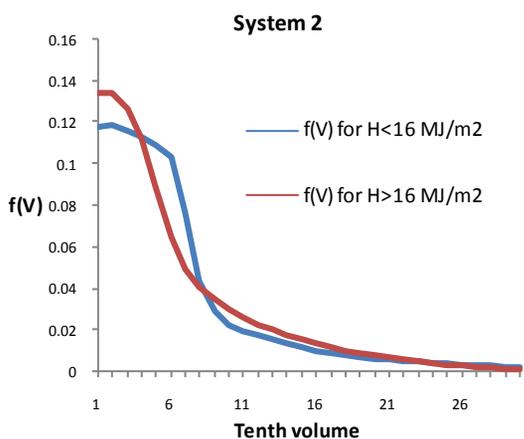


Figure 4. $f(V)$ results of system 2
Slika 4. Rezultati $f(V)$ za sustav 2.

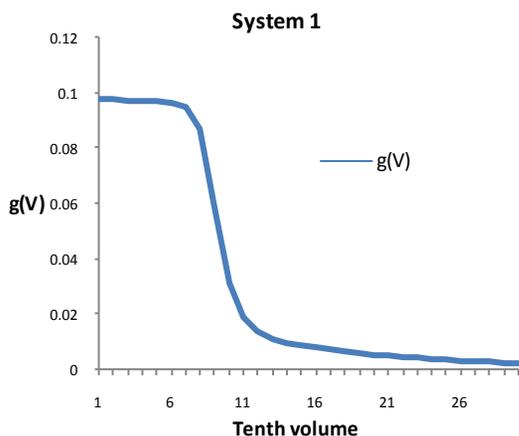


Figure 5. $g(V)$ results of system 1
Slika 5. Rezultati $g(V)$ za sustav 1.

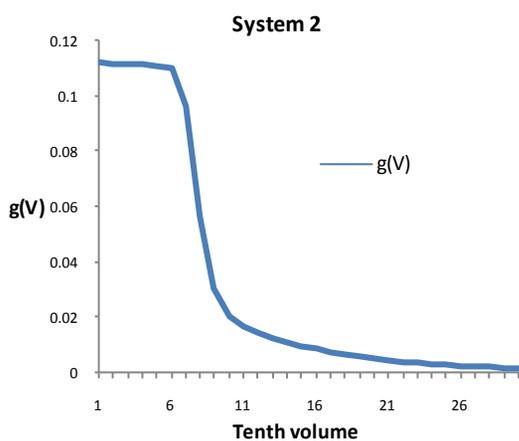


Figure 6. $g(V)$ results of system 2
Slika 6. Rezultati $g(V)$ za sustav 2.

4.2. Comparative analysis

Thanks to the sensitivity analysis of the characteristic parameters in the different locations, the following can be observed:

- For all daily load volumes, the parameter that improves the solar fraction the most is the a_1 coefficient.
- For low daily load volumes (under 140 l/day in system one and under 90 l/day in system two) the second most effective measure to improve the solar fraction would be the U_s coefficient. It can be observed that there is no improvement in the behavior of the system, even if the $g(V)$ curve were ideal.
- For medium daily load volumes (approximately system volume) the second most effective measure to improve the solar fraction would be to make the normalized draw-off temperature profile $f(V)$ ideal. The third most effective measure would be to reduce the U_s parameter. The idealization of the $g(V)$ curve has a very small influence on the solar fraction. It is very similar to an improvement of 30% on the U_s factor.
- For high daily load volumes (greater than system volume), the second most effective measure to improve the solar fraction would be to make the normalized draw-off temperature profile $f(V)$ ideal. For these daily load volumes there would not be a significant increase on the solar fraction to improve the U_s parameter or $g(V)$ curve.

The results obtained for both systems are presented in the following graphs:

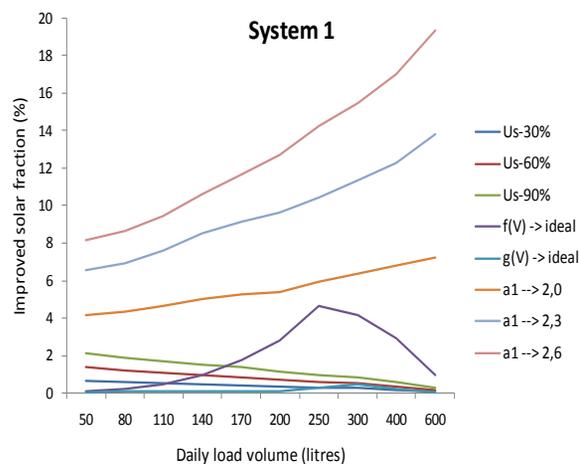


Figure 7. Athens results of system 1
Slika 7. Rezultati za sustav 1 – Atena.

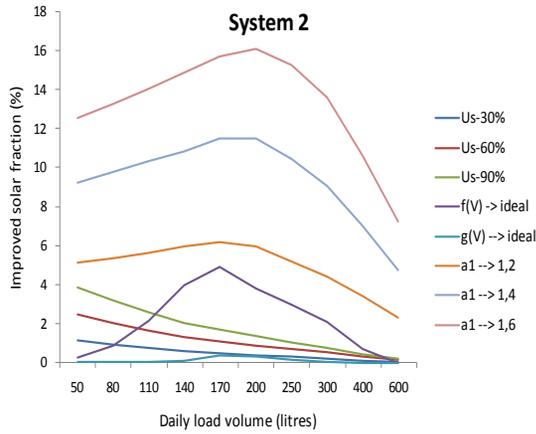


Figure 8. Athens results of system 2
Slika 8. Rezultati za sustav 2 – Atena.

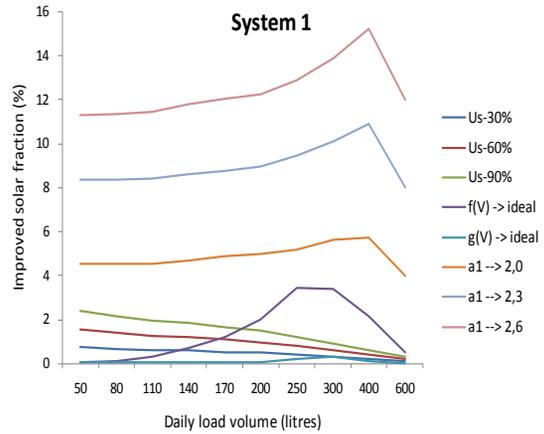


Figure 11. Würzburg results of system 1
Slika 11. Rezultati za sustav 1 – Würzburg.

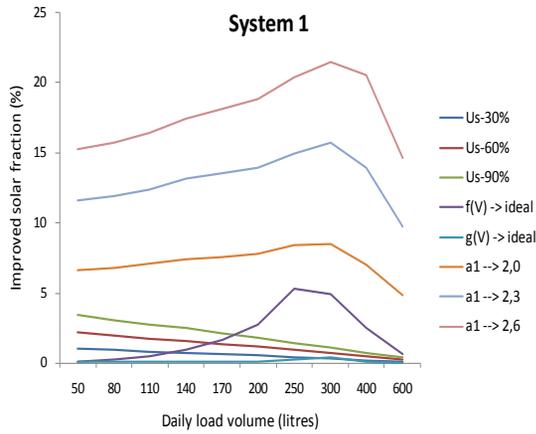


Figure 9. Davos results of system 1
Slika 9. Rezultati za sustav 1 – Davos.

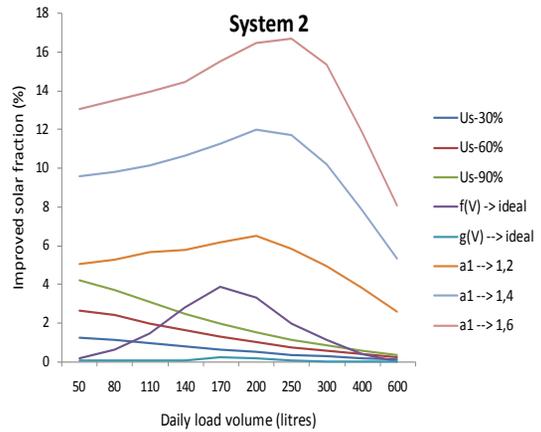


Figure 12. Würzburg results of system 2
Slika 12. Rezultati za sustav 2 – Würzburg.

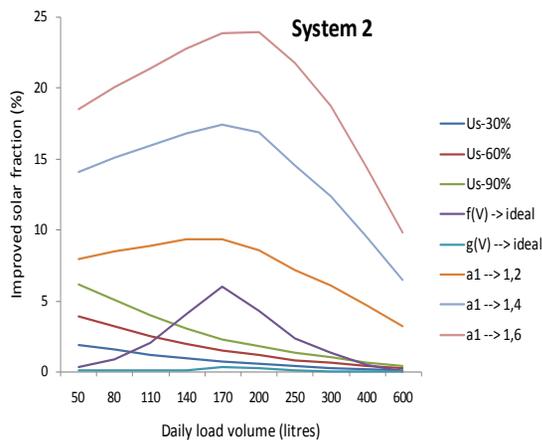


Figure 10. Davos results of system 2
Slika 10. Rezultati za sustav 2 – Davos.

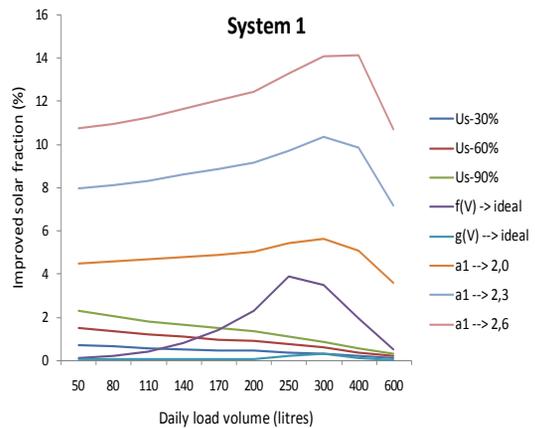


Figure 13. Stockholm results of system 1
Slika 13. Rezultati za sustav 1 – Stockholm.

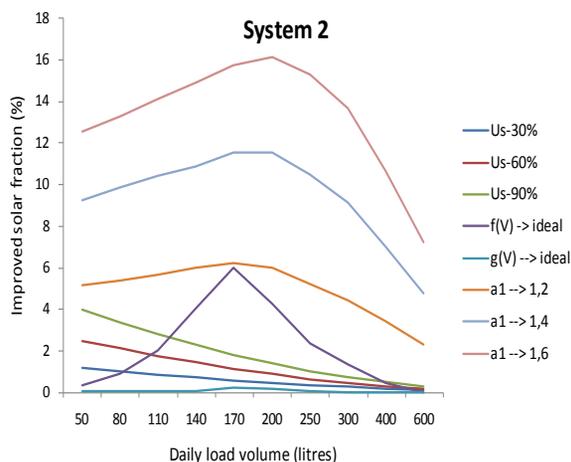


Figure 14. Stockholm results of system 2
Slika 14. Rezultati za sustav 2 – Stockholm.

5. Conclusion

The main conclusions that can be drawn from the study presented here are:

- Improvements in U_s . The range of improvement with this factor in the annual solar fraction is between 0 and 3.5% for system one and between 0 and 6.2% for system two. The higher values are obtained for the solar fraction with improvements of 90% in the U_s factor and low daily load volumes. Also, it can be observed that in Davos, the maximum value is 3.5% for system one and 6.2% for system two, while in the other reference locations improvements in the annual solar fraction are between 2% and 4% respectively.
- Improvements in $f(V)$. With this factor the range to the annual solar fraction is improved between 0 and 5.4% for system number one and between 0 and 6.0% for system number two. It can be observed that in all reference locations the maximum values reached are

for daily load volumes near to tank volume. There is no improvement for lower and higher daily load volumes. In Davos and Athens the maximum improved values are 5.3 - 6 %, while in Wurzburg and Stockholm the improvements are approximately 4%.

- Improvements in $g(V)$. This is the parameter with less influence on the annual solar fraction. The improvements in the annual solar fraction ranges from 0% to 0.4%. It can be perceived that in all reference locations the maximum values reached correspond to daily load volumes near to tank volume.
- Improvements in the Q-H curve. For system one, the range of improvements when going from $a_1=1.7 \text{ m}^2$ to 2.0, 2.3 and 2.6 m^2 , respectively, reaches typical values of 8-14-20% in Wurzburg and Stockholm and values of 5-10-15% in Athens and Davos. Concerning system two, its range of improvement when going from $a_1=1.0 \text{ m}^2$ to 1.2, 1.4 and 1.6 m^2 respectively reaches typical values of 8-16-22% in Wurzburg and Stockholm and values of 6-11-16% in Athens and Davos. The greater influence in these locations is related to the higher levels of radiation in these places.

The a_1 factor is the parameter that would most improve the annual solar fraction of the four parameters and enhancing it would be the first step of action the manufacturer should take.

REFERENCES

- [1] European Standard EN 12976-1:2006, *Thermal solar systems and components. Factory made systems –Part 1: General requirements.*
- [2] European Standard EN 12976-2:2006, *Thermal solar systems and components. Factory made systems –Part 2: Test methods.*
- [3] International Standard ISO 9459-2, *Solar heating – Domestic water heating Systems. Part 1: Outdoor test methods for system performance characterization and yearly performance prediction of solar-only systems.*

INFLUENCE ANALYSIS OF THE CHARACTERISTIC COEFFICIENTS OF SOLAR DOMESTIC WATER SYSTEMS TESTED ACCORDING TO THE STANDARD ISO 9459-2 REGARDING ITS LONG TERM PREDICTION

Jonathan Vera^{1*}, Isidoro Lillo², Jaime Olmo Fernández², Fabienne Sallaberry¹

¹ Solar Thermal Energy Department, National Renewable Energy Centre (CENER), Sarriguren, Spain

² Thermodynamic and Renewable Energies Group (GTER), University of Seville, Seville, Spain

* Corresponding Author, jvera@cener.com

Abstract

The Solar Thermal Testing Laboratory shared by CENER and GTER in Seville, performs outdoor efficiency tests for factory-made solar systems according to the international standard ISO 9459-2.

This method (CSTG acronym for “Collector and System Testing Group”, also called Input-output method) consists of three different parts: one part for determining mixing in the storage tank during draw-off, another part for determining daily system performance, and a part for the determination of storage tank heat losses.

From the so-called CSTG test the following coefficients are obtained: the characteristic coefficients of the solar system in the daily performance (a_1 , a_2 , a_3), the normalized draw-off temperature profile ($f(V)$), the normalized mixing draw-off temperature profile ($g(V)$) and the storage tank heat loss coefficient (U_s).

After having tested some solar systems according to the CSTG method, the long term prediction of the system output is performed using a simulation program. Using the obtained test results as a starting point, we vary the parameters stepwise and observe how this influences the solar fraction f_{sol} . Therefore, the purpose of the present paper is to analyze the influence of those parameter variations on the solar fraction f_{sol} obtained from the long-term prediction in different reference locations (Stockholm, Würzburg, Davos and Athens) and for various solar systems with different ratio Volume/Area.

This paper presents the influence of varying values a_1 , $f(V)$, $g(V)$ and U_s on the solar fraction in function of climate.

Keywords: solar system, testing, certification.

1. Introduction

According to the Spanish Technical Building Code (CTE) and Ministerial Order ITC/71/2007, all solar thermal systems on the Spanish market must be homologated by the Ministry of Industry to be eligible for government subsidies, and for this they have to pass all the UNE-EN 12976-2 European Standard tests. This Standard stipulates durability and efficiency tests, and user and installer documents to be checked.

The CENER and GTER Accredited Solar System Testing Laboratory in Seville have been performing all the tests for factory-made solar thermal systems according to the European Standard since 2008. Solar systems had been tested in this laboratory for 25 years before that. The European Standard efficiency test refers to two ISO Standards, ISO 9459-2 (CSTG method) and ISO 9495-5 (DST method). The CSTG method, named after the group which originally

developed it, “Complete System Testing Group”, makes use of an input-output ratio, while the DST method, called the “Dynamic System Test”, makes use of dynamic software for parameter identification.

From the so-called CSTG test the following coefficients are obtained: the characteristic coefficients of the solar system in the daily performance (a_1 , a_2 , a_3), the normalized draw-off temperature profile ($f(V)$), the normalized mixing draw-off temperature profile ($g(V)$) and the storage tank heat loss coefficient (U_s).

Taking the previous into account, the purpose of this paper is to analyze the influence of those parameter variations on the solar fraction f_{sol} . Manufacturers could make use of the results in order to study the potential improvements of their systems. Some of these enhancements could be the increasing of the collector performance through improved a_1 , improving the tank stratification through improved $f(V)$ and $g(V)$ factors, and the decreasing of the storage tank heat losses through improved U_s .

2. Description of testing method (ISO 9459-2)

This method (CSTG for “Collector and System Testing Group”, also called Input-output method) is a “black box” procedure. It is applicable to solar-only and solar-preheat systems. It consists of three different parts: one part for determining daily system performance, another part for determining mixing in the storage tank during draw-off, and the last part for the determination of storage tank heat losses.

2.1. Determination of daily system performance

The daily system performance test consists in conditioning the system at least six hours before solar noon, circulating water in the tank until it is sufficiently uniform. Then, the solar system operates normally for 12 hours. Finally, six hours after solar noon, the tank water is drawn off until outlet and inlet temperatures are equalized, while the inlet water temperature is maintained constant.

The same test procedure is repeated until a set of one-day points is obtained with a sufficient range of daily solar radiation H and temperature difference $[t_{a(day)} - t_{main}]$. According to the Standard, the set should contain at least four different days with approximately the same values of $[t_{a(day)} - t_{main}]$ and daily solar irradiation values H evenly spread over the range between 8 MJ/m^2 to 25 MJ/m^2 , and also contain at least two additional days with values of $[t_{a(day)} - t_{main}]$ at least 9 K above or below the values of $[t_{a(day)} - t_{main}]$ obtained for the first four days. The value of $[t_{a(day)} - t_{main}]$ shall be in the range -5 K to $+20 \text{ K}$ for each test day.

The mathematical model for the output energy production of the solar system Q depends on daily solar irradiation H and the temperature difference between mean ambient temperature $t_{a(day)}$ and inlet water temperature t_{main} as following:

$$Q = a_1 H + a_2 (t_{a(day)} - t_{main}) + a_3 \quad (\text{eq. 1})$$

The results consist of the coefficients a_1 , a_2 and a_3 obtained by a multiple linear regression using the least-squares fitting method.

During each testing days, also the draw-off profiles are recorded and normalized for low and for high daily solar radiation days $f(V)$.

2.2. Determination of the degree of mixing in the storage vessel during draw-off

The test consists in conditioning the system, circulating water at a temperature above 60 °C in the tank at a rate of at least five times the tank volume per hour until it is sufficiently uniform, while the collector is shaded from the sun. The water in the store is assumed to be uniform when the outlet temperature and the inlet temperature vary by less than 1 K for a period of 15 min.

Afterwards, the storage tank is drawn off at a constant flow rate of 600 l/h, while the inlet water introduced in the storage tank is maintained at a constant temperature of less than 30 °C. The draw off volume should be at least three times the tank volume and until that the temperature difference between inlet and outlet water temperature is less than 1 K.

The procedure aims to determine the mixing draw-off profile $g(V)$.

2.3. Determination of storage tank heat losses

The test consists in conditioning the system, by circulating water at a temperature above 60 °C in the same way as the mixing draw-off test. Afterwards, the tank is left for cooling for a time period between 12 h and 24 h at night or without any incident solar radiation. During the cooling period, the air circulates freely over the collector's plane with a mean wind speed between 3 m/s and 5 m/s. After this cooling period, the water is again circulated in the same way in order to measure the drop of temperature suffered by the tank over the night. The test is carried out with the collector loop disconnected, eliminating the possibility of reverse flow during the night.

The procedure aims to determine the heat loss coefficient U_s of the storage tank.

2.4. Prediction of long-term performance

With the total energy output characteristics of the system [a_1 , a_2 and a_3], the normalized draw-off temperature profile [$f(V)$], the normalized mixing draw-off temperature profile [$g(V)$], the storage tank heat loss coefficient [U_s], the daily meteorological data [daily solar irradiation H , daily mean ambient temperature $t_{a(\text{day})}$, night mean temperature t_n] of the reference locations and the system characteristics [V_c], the performance of the system is calculated day-by-day for different reference locations and load demand.

The solar fraction (f_{SOL}) is defined as the energy supplied by the solar part (Q_I) divided by the total system load ($Q_D = \text{heat demand}$)

3. Description of sensitivity analysis of the parameters a_1 , $f(V)$, $g(V)$ and U_s

In this section, it will carry out the sensitivity analysis of the parameters a_1 , $f(V)$, $g(V)$ and U_s independently.

3.1. Sensitivity analysis of a_1

When analyzing equation 1, we observe that the output energy production of the solar system Q depends on the a_1 , a_2 and a_3 parameters. The sensitivity analysis was conducted on a_1 parameter. This factor represents the system performance when $t_{a(\text{day})} = t_{\text{main}}$ assuming that the a_3 parameter is close to zero. So, the performance equation is:

$$\eta = a_1 / A \quad (\text{eq. 2})$$

Where η is the system performance and A is collectors aperture area.

The sensitivity analysis on this factor consists to increasing the values of the a_1 parameter and observes such influence on the prediction of long-term performance (f_{SOL})

3. 2. Sensitivity analysis of $f(V)$

In this section, we have proceeded to analyze the influence in the solar fraction f_{sol} as if $f(V)$ were the ideal, that is, as if the useful energy extracted from the system were constantly reaching zero a certain value. For both cases, we will make the prediction of long-term and we will compare both results.

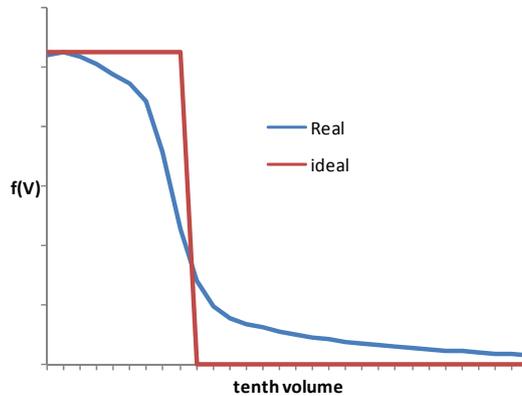


Fig. 1: $f(V)$ graph

3.3. Sensitivity analysis of $g(V)$

In this section, we have proceeded to analyze the influence in the solar fraction f_{sol} as if $g(V)$ were the ideal, that is, as if the useful energy extracted from the system were constantly reaching zero at a certain value. For both cases, we will make the prediction of long-term and we will compare both results.

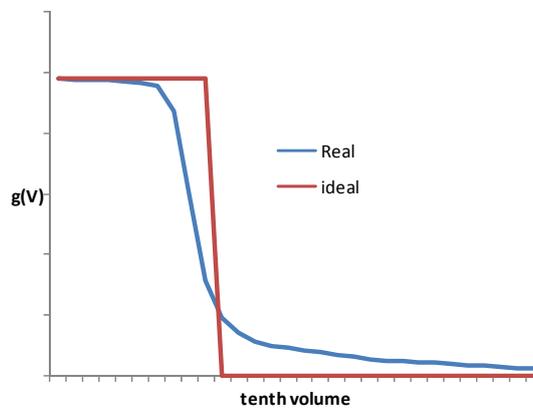


Fig. 2: $g(V)$ graph

3.4 Sensitivity analysis of U_s

In this section we have proceeded to analyze the influence in the solar fraction f_{sol} if we change the storage tank heat loss coefficient U_s . We will improve such coefficient, decreasing its values to 30, 60 and 90% and will observe as influences this factor on the prediction of long-term performance.

4. Sensitivity analysis

4.1. Testing samples

In order to carry out the sensitivity analysis we use two only-solar systems. One is a thermosyphon system with a storage tank of a volume of 280 l and 2 flat-plate collectors with an aperture area of 3,60 m². The second system is a thermosyphon one too, with a storage tank of 200 l volume, and 1 flat-plate collector with an aperture area of 1,92 m². The results of these systems parameters are indicated in Table 1 and figures 3 and 4.

Tab. 1: CSTG parameter identification

Parameter	System 1	System 2	Unit
a_1	1,70	1,01	m ²
a_2	0,61	0,36	MJ.K ⁻¹
a_3	-2,00	-1,75	MJ
U_s	3,90	4,17	W/k

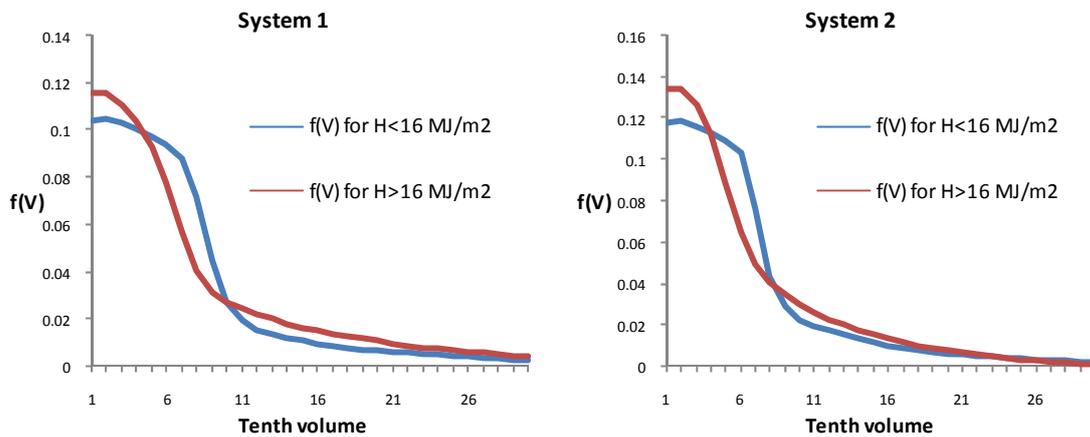


Fig. 3: f(V) results of both systems

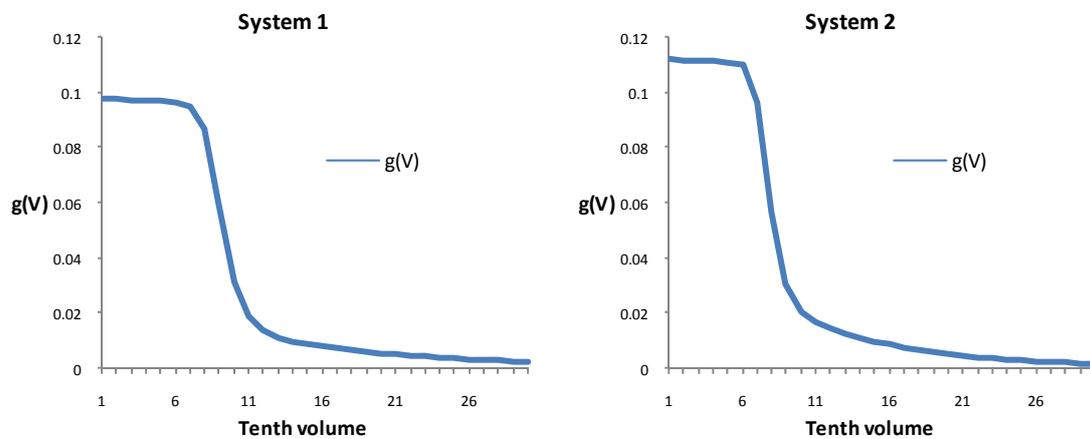


Fig. 4: g(V) results of both systems

4.2. Comparative analysis

Thanks to the sensitivity analysis of the characteristic parameters in the different locations, the following can be observed:

- For all daily load volumes, the parameter that improves the solar fraction the most is a_1 coefficient.
- For low daily load volumes (under 140 l/day in the system 1 and under 90 l/day in system 2) the second most effective measure to improve the solar fraction would be U_s coefficient. It can be observed that there is no improvement in the behavior of the system even if the $g(V)$ curve were ideal.
- For medium daily load volumes (approximately system volume) the second most effective measure to improve the solar fraction would be to make the normalized draw-off temperature profile $f(V)$ ideal. The third most effective measure would be to reduce the U_s parameter. The idealization of $g(V)$ curve has a very low influence in the solar fraction. It is very similar to improved 30% on U_s factor.
- For high daily load volumes (greater than systems volume), the second most effective measure to improve the solar fraction would be to make the normalized draw-off temperature profile $f(V)$ ideal. For these daily load volumes there would not be a significant increase on the solar fraction to improve the U_s parameter or $g(V)$ curve.

The results obtained for both systems are presented in the following graphs

- Athens

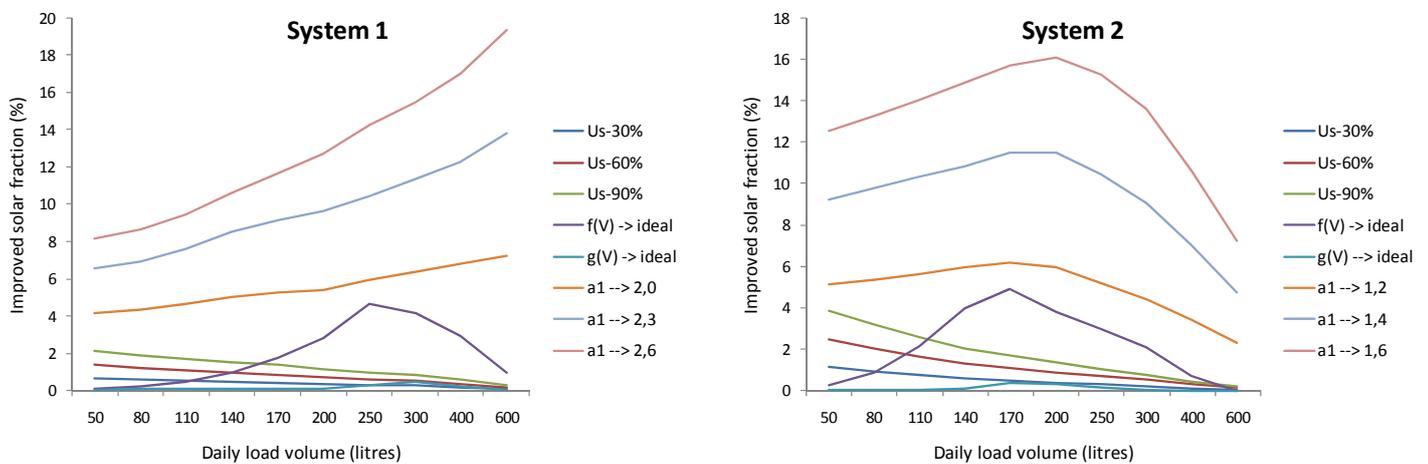


Fig. 5: Athens results

- Davos

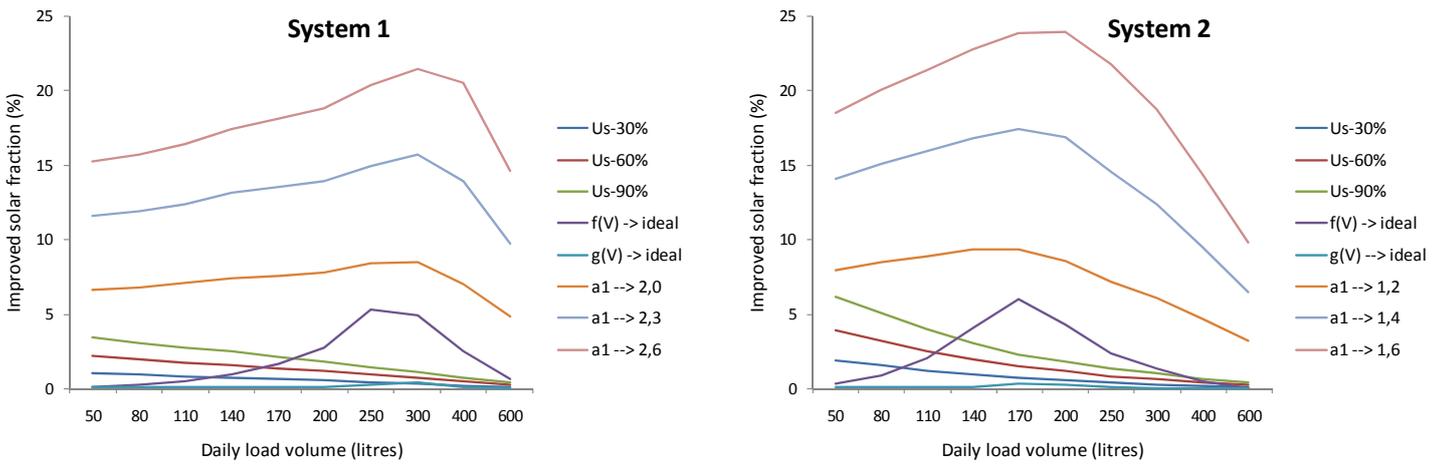


Fig. 6: Davos results

- Wurzburg

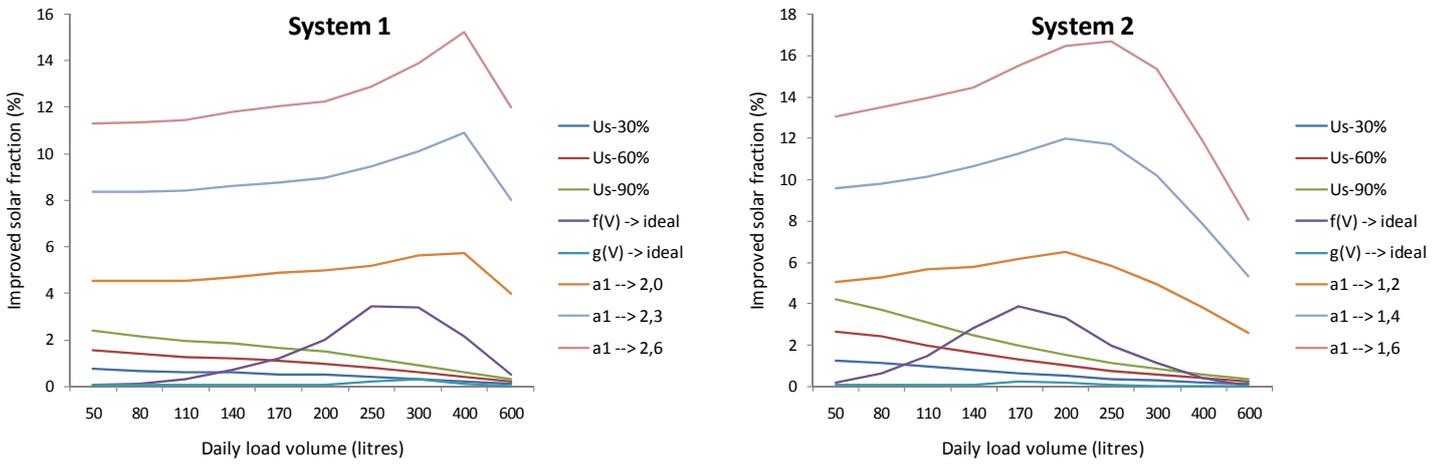


Fig. 7: Wurzburg results

- Stockholm

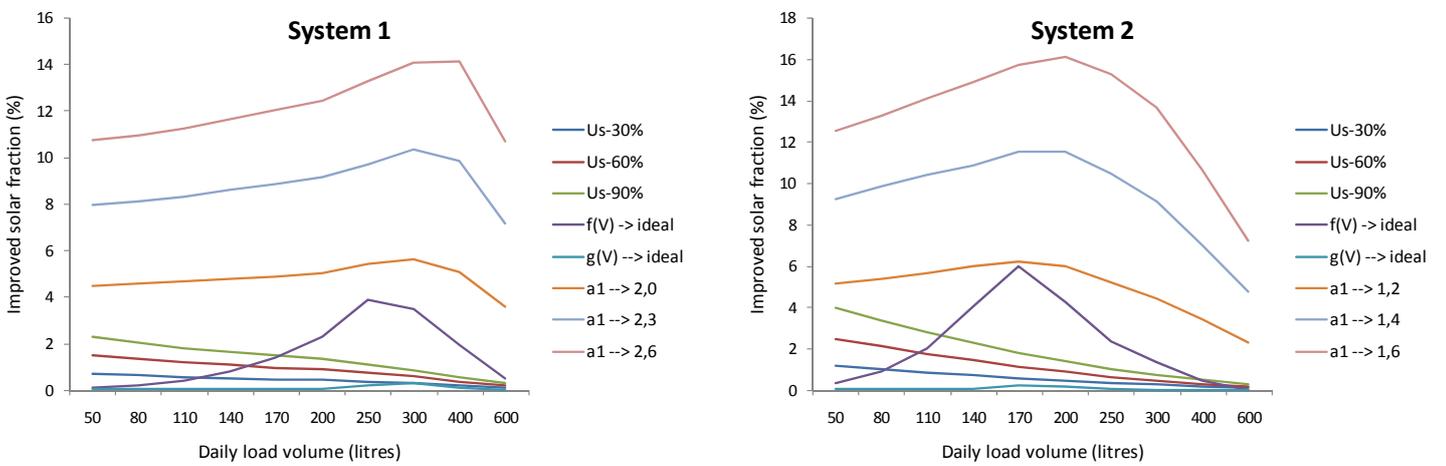


Fig. 8: Stockholm results

5. Conclusion

The main conclusions that can be drawn of the study presented here are:

- Improvements in U_s . The range of improvement with this factor in the annual solar fraction is between 0 and 3,5% for the system one and between 0 and 6,2% for the system two. The higher values are obtained for the solar fraction with improves of 90% in U_s factor and low daily load volumes. Also, it can be observed that in Davos the maximum value is of 3,5% for the system one and 6,2% for the system two, while in the other reference locations the improvements in the annual solar fraction are between 2% and 4% respectively.
- Improvements in $f(V)$. With this factor is improved the range to the annual solar fraction is between 0 and 5,4% for the system number one and between 0 and 6,0% for the system number two. It can be observed that in all reference locations the maximum values reached are for daily load volumes near to tank volume. There is no improvement for lower and higher daily load volumes. In Davos and Athens the maximum improved values are 5,3 -6 %, while in Wurzburg and Stockholm the improvements are of approximately 4%.
- Improvements in $g(V)$. This is the parameter with less influence on the annual solar fraction. The improvements in the annual solar fraction ranges from 0% to 0,4%. It can be perceived that in all reference locations the maximum values reached correspond to daily load volumes near to tank volume.
- Improvements in Q-H curve. For system 1, the range of improvements when going from $a_1=1.7 \text{ m}^2$ to 2.0, 2.3 and 2.6 m^2 respectively reaches typical values of 8-14-20% in Wurzburg and Stockholm and values of 5-10-15% in Athens and Davos. Concerning system 2, its range of improvement when going from $a_1=1.0 \text{ m}^2$ to 1.2, 1.4 and 1.6 m^2 respectively reaches typical values of 8-16-22% in Wurzburg and Stockholm and values of 6-11-16% in Athens and Davos. The greater influence in these locations is related with the higher levels of radiation in these places.

The a_1 factor is the parameter that would improve the most the annual solar fraction of the four parameters and enhancing it would be the first step of the path the manufacturer should follow.

References

- [1] European Standard EN 12976-1:2006, Thermal solar systems and components. Factory made systems –Part 1: General requirements.
- [2] European Standard EN 12976-2:2006, Thermal solar systems and components. Factory made systems –Part 2: Test methods
- [3] International Standard ISO 9459-2, Solar heating – Domestic water heating Systems. Part 1: Outdoor test methods for system performance characterization and yearly performance prediction of solar-only systems.

COMPARISON TESTING OF A SOLAR SYSTEM WITH CSTG AND DST METHODOLOGIES

Jonathan Vera, Fabienne Sallaberry, Alberto García de Jalón, Javier Córdoba, Virginia San Miguel,
Lourdes Ramirez

Solar Thermal Energy Department, National Renewable Energy Centre (CENER), Sarriguren (Navarra), Spain

1. Abstract

The Solar Thermal Testing Laboratory of CENER performs outdoor efficiency tests for factory-made solar systems according to international standard ISO 9459-2, using the CSTG method, as well as ISO standard 9459-5, using the DST method.

The first method (CSTG for “Collector and System Testing Group”, also called Input-output method) consists of three different parts: one part for determining mixing in the storage tank during draw-off, another part for determining daily system performance, and the last part for the determination of storage tank heat losses.

The efficiency test in the DST method (also called Dynamic method) consists in different test sequences with different system behaviors: S-Sol for characterizing the collector array performance at high efficiencies, S-Store for characterizing store heat losses and collector array performance at low efficiencies and S-Aux for determining the heat losses and the volume fraction of the auxiliary heated portion of the store.

In both methods the result is a characterization of the solar system thermal behavior and then a long-term performance prediction. For the long term performance prediction, the thermal output energy of the solar system (Q) and solar fraction f_{sol} at on different reference locations and for different load volumes are calculated. In this study we tested two solar thermosyphon systems according to both methods.

The purpose of the paper is to show the results of the measuring output energy (Q_{med}) compared to the modelized output (Q_{mod}) and to analyze the system characterization obtained for each methodology. Then we will compare the long-term prediction results obtained for those two solar thermosyphon systems using both methods, as done in Carvalho et al. (2000) and Kaloudis (2010) et al.

We will analyze the causes of the maximum differences between both test methods for in the new results as well as in the context of the literature results. A new approach which includes the uncertainty derived of applying the literature conversion factors is proposed.

2. Introduction

According to the Spanish Technical Building Code (CTE) and Ministerial Order ITC/71/2007, all solar thermal systems on the Spanish market must be authorized by the Ministry of Industry to be eligible for government subsidies, and for this they have to pass all the UNE-EN 12976-2 European Standard tests. This Standard stipulates durability and efficiency tests, and user and installer documents to be checked.

The CENER Accredited Solar Thermal System Testing Laboratory in Seville has been performing all the tests for factory-made solar thermal systems according to the European Standard since 2008. And solar systems had been tested in this laboratory for 25 years before that.

The European Standard efficiency test refers to two ISO Standard, ISO 9459-2 (CSTG method) and ISO 9495-5 (DST method). The CSTG method, named for the group which originally developed it, “Complete System Testing Group”, makes use of an input-output ratio, while the DST method, called the “Dynamic System Test”, makes use of dynamic software for parameter identification.

The difference between both methods has been identified in the Standard EN 12976-2, based on the project EU-SMT "Bridging the Gap" presented in October 1999. This report presented some conversion factors for the long-term prediction results between both methods:

$$Q_{DST} = (a \pm \sigma_a) Q_{CSTG} \quad (\text{eq. 1})$$

For the thermosyphon systems these values are: $a = 1,056$ and $\sigma_a = 0,004$. In the paper, we will presented the test results on two thermosyphons according to both methods and check this conversion factor providing more experimental data.

3. Description of testing methods

3.1. Description of ISO 9459-2 test method

The first method (CSTG for “Collector and System Testing Group”, also called Input-output method) is a “black box” procedure. It is applicable to solar-only and solar-preheat systems. It consists of three different parts: one part for determining daily system performance, another part for determining mixing in the storage tank during draw-off, and the last part for the determination of storage tank heat losses.

3.1.1. Determination of daily system performance

The daily system performance test consists in conditioning the system at least six hours before solar noon, circulating water in the tank until it is sufficiently uniform. Then, the solar system operates normally for 12 hours. Finally, six hours after solar noon, the tank water is drawn off until outlet and inlet temperatures are equalized, while the inlet water temperature is maintained constant.

The same test procedure is repeated until a set of one-day points is obtained with a sufficient range of daily solar radiation H and temperature difference $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$. According to the Standard, the set should contain at least four different days with approximately the same values of $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$ and daily solar irradiation values H evenly spread over the range between 8 MJ/m^2 to 25 MJ/m^2 , and also contain at least two additional days with values of $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$ at least 9 K above or below the values of $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$ obtained for the first four days. The value of $[t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}]$ shall be in the range $- 5 \text{ K}$ to $+ 20 \text{ K}$ for each test day.

The mathematical model for the output energy production of the solar system Q dependst on daily solar irradiation H and the temperature difference between mean ambient temperature $t_{a(\text{day})}$ and inlet water temperature t_{main} as following:

$$Q = a_1 H + a_2 (t_{a(\text{day})} - t_{\text{main}}) + a_3 \quad (\text{eq. 2})$$

The results consist of the coefficients a_1 , a_2 and a_3 obtained by a multiple linear regression using the least-squares fitting method.

During each testing days, also the draw-off profiles are recorded and normalized for low and for high daily solar radiation days $f(V)$.

3.1.2. Determination of the degree of mixing in the storage vessel during draw-off

The procedure aims to determinate the mixing draw-off profile $g(V)$.

The test may be performed with the system mounted indoors or outdoors. If the test is performed outdoors, then the collector shall be shaded.

The test consists in conditioning the system, circulating water at a temperature above $60 \text{ }^\circ\text{C}$ in the tank at a rate of at least five times the tank volume per hour until it is sufficiently uniform. The water in the store is assumed to be uniform when the outlet temperature and the inlet temperature vary by less than 1 K for a period of 15 min .

Afterwards, the storage tank is drawn off at a constant flow rate, while the inlet water introduced in the storage tank is maintained at a constant temperature of less than $30 \text{ }^\circ\text{C}$. The draw off volume should be at least three times the tank volume and until that the temperature difference between inlet and outlet water temperature is less than 1 K .

3.1.3. Determination of storage tank heat losses

The test consists in conditioning the system, by circulating water at a temperature above 60 °C in the same way as the mixing draw-off test. Afterwards, the tank is left for cooling for a time period between 12 h and 24 h at night or without any incident solar radiation. During the cooling period, the air circulates freely over the collector's plane with a mean wind speed between 3 m/s and 5 m/s. After this cooling period, the water is again circulated in the same way in order to measure the drop of temperature suffered by the tank over the night.

The procedure aims to determinate the heat loss coefficient U_s of the storage tank.

3.1.4. Prediction of long-term performance

With the total energy output characteristics of the system [a_1 , a_2 and a_3], the normalized draw-off temperature profile [$f(V)$], the normalized mixing draw-off temperature profile [$g(V)$], the storage tank heat loss coefficient [U_s], the daily meteorological data [daily solar irradiation H , daily mean ambient temperature $t_{a(\text{day})}$, night mean temperature t_n] of the reference locations and the system characteristics [V_c], the performance of the system is calculated day-by-day for different reference locations and load demand.

3.2. Description of ISO 9459-5 test Method

The efficiency test in the DST method (also called dynamic method) consists in different test sequences with different system behaviors: S-Sol for characterizing the collector array performance at high efficiencies, S-Store for characterizing store heat losses and collector array performance at low efficiencies and S-Aux for determining the heat losses and the volume fraction of the auxiliary heated portion of the storage tank. Like in the CSTG method all the significant parameters (solar radiation, inlet and outlet water temperature, ambient temperature, flow-rate) are recorded. The mathematical model of the system energy output is based on being described by a partial differential equation.

3.2.1. S-Sol Sequence

This sequence aims to characterize the collector array performance at high efficiencies. The test consists in conditioning the system and then letting the solar system operate normally for several days and finally doing the conditioning again to make uniform the tank temperature. Those sequence types are called Test A and Test B. During those sequences a series of 5 or 7 draw-offs are executed with different durations according to the system characteristics and at different times of the day. The Test A is supposed to let the system work at high efficiencies with enough closed draw-offs to not let the collectors heat too much. The Test B is supposed to let the system work at low efficiency leaving the tank as warm as possible.

Within those sequences, there should be a minimum of valid days with enough daily solar radiation and outlet temperature higher than a minimum for Test B.

3.2.2. S-Store Sequence

This sequence aims to characterize the store heat losses parameter of the system. It consists of a Test B sequence for at least 2 days and a cooling period of for between 36 and 48 h.

3.2.3. S-Aux Sequence

This sequence aims to characterize the volume fraction of the auxiliary heated portion of the store. But it is not used in the tests of solar-only solar system as the thermosyphon.

3.2.4. Identification of system parameters and prediction of long-term performance

The identification of the characteristics parameters of the system is done using all the measured data recorded during the whole testing sequences. It is made by the validated commercial software InSitu (version 2.7) referred in the Standard ISO 9459-5.

The same software is used to calculate the yearly performance of the system for different reference locations and load demand using hourly meteorological data [H , t_a] of reference locations.

The results consist in the coefficients A_c^* (effective collector area), u_c^* (effective collector loss coefficient),

U_s (total store heat loss coefficient), C_s (total store heat capacity), D_L (mixing constant), Sc (store stratification). Each of those parameters is a coefficient of the terms in the physical model used for the thermosyphon.

3.3. Comparison

As the physical models of both methods are not the same, the parameters obtained can not be compared directly. The long-term prediction results gives both the demand load energy Q_d and the output energy Q_L from which we calculate the solar fraction $f_{sol} = Q_L / Q_d$. The comparison will be realized on the yearly output energy Q_L and a relation between the two methodologies results will be calculated.

$$\Delta Q_{\%} = \frac{(Q_{L(DST)} - Q_{L(CSTG)})}{Q_{L(CSTG)}} * 100 \quad (\text{eq. 3})$$

For this comparison we use the load volumes referred in the Standard EN 12976-2 in the range between one half and one half higher than the storage tank volume. The reference locations are also referred in this Standard : Stockholm, Wuerzburg, Davos and Athens.

4. Experimental measurements

4.1. Experimental facilities and testing samples

The comparison of both methods was realized in CENER testing laboratory in Seville. The 4 testing benches are prepared to perform the system efficiency test according to both CSTG and DST methods.

For the comparison we use two only-solar systems. One is a thermosyphon with a storage tank of 300 l volume, and 2 flat-plate collectors with an aperture area of 3,81 m². The second is a thermosyphon too with a storage tank of 180 l volume, and 1 flat-plate collector with an aperture area of 1,95 m².

The first system was tested between 11/04/2011 and 01/05/2011 for CSTG and between 13/02/2011 and 10/04/2011 for DST. The second system was tested between 01/12/2010 and 19/12/2010 for CSTG and between 19/02/2011 and 24/03/2011 for DST.

For the long-term prediction we use load volumes from 170 l/day to 400 l/day for the first system and from 140 l/day to 300 l/day for the second system.

4.2. Results

We indicated in Tables 1 and 2 the systems parameters results.

Tab. 1: CSTG parameter identification

Parameter	System 1	System 2	Unit
a_1	1,89	0,98	m ²
a_2	0,57	0,37	MJ.K ⁻¹
a_3	-2,11	-0,17	MJ

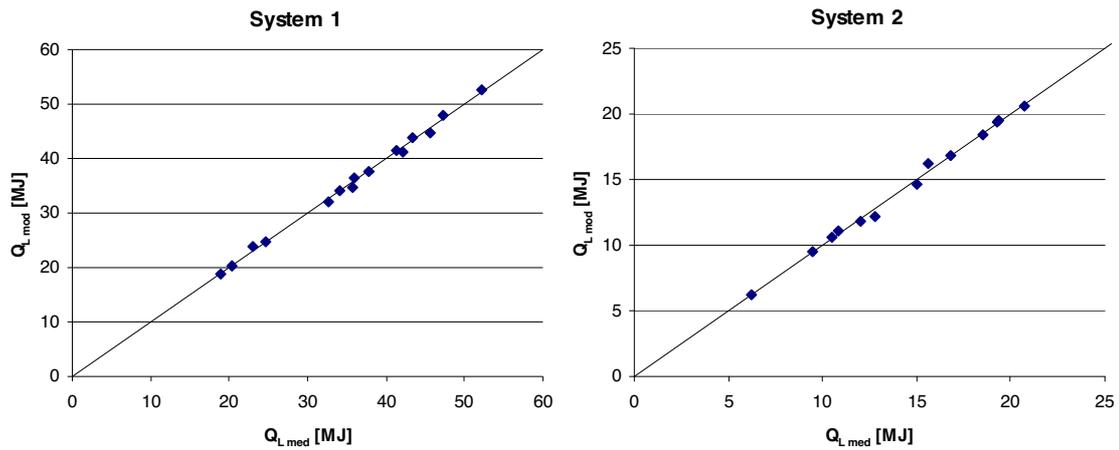


Fig. 1: Comparison graph of measured output energy $Q_{L,med}$ vs modeled output energy $Q_{L,mod}$ for the CSTG testing days

In both cases, the maximum difference between measured and modeled daily output energy for the testing days used in CSTG methods are less than 1 MJ/day.

Tab. 2: DST parameter identification

Parameter	System 1	System 2	Unit
A_c^*	2,28	1,283	m^2
u_c^*	5,986	10,83	$Wm^{-2}K^{-1}$
U_s	4,172	3,089	WK^{-1}
C_s	1,385	0,7885	$MJ.K^{-1}$
D_L	0,05055	0,01742	--
S_c	0,1131	0,2353	--

We indicated in Tables 3 and 4 the long-term prediction results.

Tab. 3: Long-term prediction for system 1

Location	Load volumes [l]	CSTG		DST		$\Delta Q_L\%$
		Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	
Stockholm	170	9467	4199	9489	4903	17
Wuerzburg	170	9078	4617	9099	5247	14
Davos	170	10271	6782	10295	7714	14
Atenas	170	7055	5757	7071	6226	8
Stockholm	200	11138	4769	11163	5450	14
Wuerzburg	200	10680	5265	10705	5905	12
Davos	200	12084	7664	12112	8556	12
Atenas	200	8300	6608	8319	7084	7
Stockholm	250	13922	5580	13954	6198	11
Wuerzburg	250	13350	6202	13381	6817	10
Davos	250	15104	8889	15140	9666	9
Atenas	250	10375	7884	10398	8352	6
Stockholm	300	16706	6099	16745	6744	11
Wuerzburg	300	16020	6861	16058	7524	10

Davos	300	18125	9595	18168	10422	9
Atenas	300	12450	8888	12478	9407	6
Stockholm	400	22275	6487	22327	7227	11
Wuerzburg	400	21360	7391	21410	8224	11
Davos	400	24167	10063	24225	11055	10
Atenas	400	16600	10305	16637	10955	6

Tab. 4: Long-term prediction for system 2

Location	Load volumes [l]	CSTG		DST		$\Delta Q_L\%$
		Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	Q_d [MJ]	Q_L [MJ]	
Stockholm	140	7796	3094	7814	3428	11
Wuerzburg	140	7476	3448	7494	3559	3
Davos	140	8458	4774	8479	4952	4
Atenas	140	5810	4387	5823	4477	2
Stockholm	170	9467	3405	9489	3829	12
Wuerzburg	170	9078	3848	9099	4019	4
Davos	170	10271	5214	10295	5478	5
Atenas	170	7055	5001	7071	5145	3
Stockholm	200	11138	3540	11163	4071	15
Wuerzburg	200	10680	4045	10705	4320	7
Davos	200	12084	5390	12112	5779	7
Atenas	200	8300	5456	8319	5669	4
Stockholm	250	13922	3627	13954	4173	15
Wuerzburg	250	13350	4147	13381	4460	8
Davos	250	15104	5512	15140	5886	7
Atenas	250	10375	5957	10398	6187	4
Stockholm	300	16706	3678	16745	4192	14
Wuerzburg	300	16020	4203	16058	4485	7
Davos	300	18125	5586	18168	5904	6
Atenas	300	12450	6170	12478	6383	3

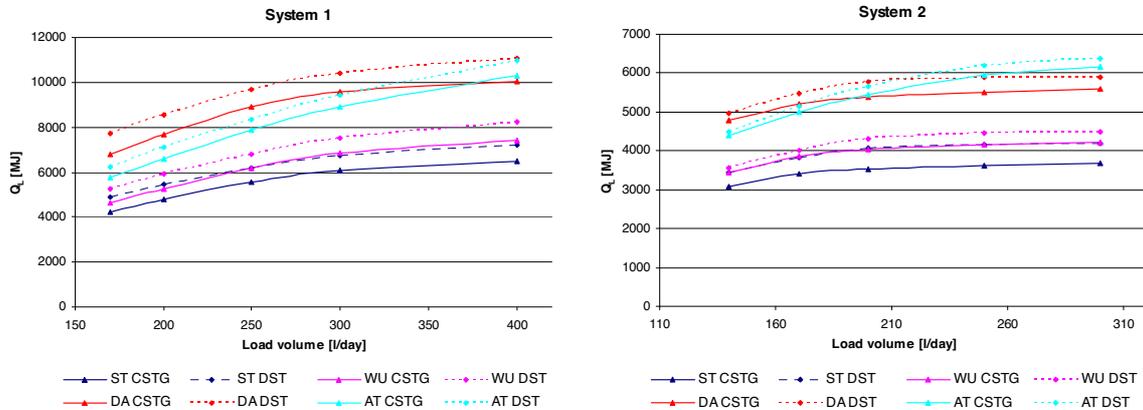


Fig. 1: Comparison graph of yearly output energy for the reference locations (ST: Stockholm, WU: Wuerzburg, DA: Davos and AT: Athens)

We observed differences up to 17% between both methods. According to Carvalho et al. (1999) the

differences obtained had been up to 14% and according to Kaloudis et al. (2010) up to 21%. So we consider this difference as acceptable.

4.3. Conversion factor

We calculate the conversion factor as described in the equation 1 is: for system 1: $a = 1,094$ and $\sigma_a = 0,006$; for system 2: $a = 1,061$ and $\sigma_a = 0,008$. The conversion factor obtained are higher than the one mention in the Standard EN 12976-2 ($a = 1,056$ and $\sigma_a = 0,004$). A combined conversion using both systems would be $a = 1,084$ and $\sigma_a = 0,005$.

Another way to compare the two methodologies would be using a constant difference as:

$$Q_{DST} = (b \pm \sigma_b) + Q_{CSTG} \quad (\text{eq. 4})$$

We found for the two systems a main difference of $b = 492$ and $\sigma_b = 244$ MJ.

5. Conclusions

Two thermosyphon solar systems have been tested according to two different testing methodologies. The CSTG method according to international standard ISO 9459-2 is a Input-output method. The DST method according to international standard ISO standard 9459-5 is a dynamic method. In this study we have analyzed the maximum differences regarding the long-term prediction results and we concluded that:

The differences observed between both test methodologies described in Standard ISO 9459-2 and Standard ISO 9459-5 are up to 17%.

Those differences are considered acceptable as in the references all found similar differences are given.

The conversion factor a found for the solar systems tested are higher than in Standard EN 12976-2.

The conversion factors could be added to the database of tests performed under both methods and thus contribute to re-calculate this factor in the Standard EN 12976 for future revisions of the Standard.

It is clear that the difference found shows that the DST methods gives better long-term prediction results than the CSTG method. For this reason it is important to apply the conversion factor when comparing a solar system tested with both methodologies

6. References

- Carvalho, M. J., Naron, D. J., 2000. Comparison of test methods for evaluation of the thermal performance of preheat and solar only factory made Systems, Solar Energy 69, Nos. 1–6, pp. 145–156.
- Kaloudis E., Caouris Y.G, Mathioulakis E., Belessiotis V., 2010. Comparison of the dynamic and input–output methods in a solar domestic hot water system, Renewable Energy 35, pp. 1363–1367.
- Naron DJ, Van der Ree B. ‘Bridging the gap’, final report of work package 1: definition of Scope. Delft, The Netherlands: TNO; 1999.
- Spirkl W., Dynamic System Testing - Program manual version 2.7., 1997.
- Standard EN 12976-2:2006 - Thermal solar systems components. Factory made systems. - Parte 2 : Test methods.
- Standard ISO 9459-2:1995 - Solar heating - Domestic water heating system - Part 2: Outdoor test methods for system performance characterization and yearly performance prediction of solar-only systems.
- Standard ISO 9459-5:2007 - Solar heating – Domestic water heating systems - Part 5: System performance characterization by means of whole-system tests and computer simulation.

ANEXO II: ARTÍCULOS ENVIADOS Y PENDIENTES DE PUBLICACIÓN

Los artículos enviados y pendientes de publicación con referencia a esta tesis doctoral son:

1. J. Vera, I. Lillo, J. Hernández, M. Larrañeta. «Experimental and numerical study on a freeze protection system for flat-plate solar collectors with silicone peroxide tubes». *Applied Thermal Engineering*, pendiente de aprobación.



ATE_2017_1202 | Research Paper

EXPERIMENTAL AND NUMERICAL STUDY ON A FREEZE PROTECTION SYSTEM FOR FLAT-PLATE SOLAR COLLECTORS WITH SILICONE PEROXIDE TUBES

Jonathan Vera Medina | National renewable energy center (CENER), Spain.

Status: **Under Review (74 days)** | Submitted: **03/Mar/2017**[Overview](#)[Files](#) [Messages](#)**Other Authors** [Show Details](#)

Isidoro Lilo Bravo (Department of Energy Engineering, University of Seville), Javier Hernández Romero (Department of Energy Engineering, University of Seville), Miguel Larrañeta (Department of Energy Engineering, University of Seville)

[Contact Editorial Team](#)**Abstract**

The freeze protection is essential in the majority of solar thermal installations. Therefore, there are different methods of protection against freezing of flat plate solar thermal collectors, all of them with certain limitations. This paper demonstrates, in a theoretical and experimental way, that the increase of volume and pressure produced inside a solar collector during freezing process can be absorbed through the use of flexible silicone peroxide tubes under all exposure conditions. The parameter values of rD , rV and t that optimize the geometric configuration have been calculated. A collector prototype with silicones peroxide has experimentally comply with the Standard ISO 9906:2013, including freeze resistance test, without any significant influence on its efficiency or pressure drop. Therefore, silicon peroxide tubes present an inexpensive, effective, reliable and maintenance-free freeze protection system for flat plate solar collectors.

Taxonomy

Energy Engineering, Environmental Engineering

Keywords

Solar collector, freeze protection, silicone peroxide.

[Additional Information](#)[View](#)[Referescas](#)[View](#)

Manuscript Details

Manuscript number	ATE_2017_1202
Title	EXPERIMENTAL AND NUMERICAL STUDY ON A FREEZE PROTECTION SYSTEM FOR FLAT-PLATE SOLAR COLLECTORS WITH SILICONE PEROXIDE TUBES
Article type	Research Paper

Abstract

The freeze protection is essential in the majority of solar thermal installations. Therefore, there are different methods of protection against freezing of flat plate solar thermal collectors, all of them with certain limitations. This paper demonstrates, in a theoretical and experimental way, that the increase of volume and pressure produced inside a solar collector during freezing process can be absorbed through the use of flexible silicone peroxide tubes under all exposure conditions. The parameter values of rD , rv and ϵ that optimize the geometric configuration have been calculated. A collector prototype with silicones peroxide has experimentally comply with the Standard ISO 9806:2013, including freeze resistance test, without any significantly influence on its efficiency or pressure drop. Therefore, silicon peroxide tubes present an inexpensive, effective, reliable and maintenance-free freeze protection system for flat plate solar collectors

Keywords	Solar collector; freeze protection; silicone peroxide.
Taxonomy	Energy Engineering, Environmental Engineering
Corresponding Author	Jonathan Vera Medina
Corresponding Author's Institution	National renewable energy center (CENER)
Order of Authors	Jonathan Vera Medina, Isidoro Lillo Bravo, Javier Hernández Romero, Miguel Larrañeta Gómez-Caminero
Suggested reviewers	Alberto García de Jalón, Fabienne Sallaberry, Laura Ruiz Fuentes, Luis Gonzalez Monroy

Submission Files Included in this PDF

File Name [File Type]

FREEZE PROTECTION PAPERrev6.docx [Manuscript File]

To view all the submission files, including those not included in the PDF, click on the manuscript title on your EVISE Homepage, then click 'Download zip file'.

EXPERIMENTAL AND NUMERICAL STUDY ON A FREEZE PROTECTION SYSTEM FOR FLAT-PLATE SOLAR COLLECTORS WITH SILICONE PEROXIDE TUBES.

Vera-Medina, J.¹, Lillo-Bravo, I.², Hernández, J.², Larrañeta M.²

¹ Solar Thermal Energy Department, National Renewable Energy Centre (CENER)

² Department of Energy Engineering, University of Seville

Corresponding author:

Jonathan Vera. National Renewable Energy Centre (CENER), C/ Isaac Newton, N^o4. Pabellón de Italia, 5^a Planta SO, 41092, Seville, Spain.

Phone number: (+34)948252800

E-mail: jvera@cener.com

Highlights

- A numerical analysis and experimental validation of a freeze protection method on flat-plate solar collector, based on flexible silicone peroxide tubes, is presented.
- The collector prototype passes all tests according to the Standard ISO 9806:2013.
- The influence on the efficiency and pressure drop of the collector prototype is evaluated.

Abstract

The freeze protection is essential in the majority of solar thermal installations. Therefore, there are different methods of protection against freezing of flat plate solar thermal collectors, all of them with certain limitations. This paper demonstrates, in a theoretical and experimental way, that the increase of volume and pressure produced inside a solar collector during freezing process can be absorbed through the use of flexible silicone peroxide tubes under all exposure conditions. The parameter values of r_D , r_V and ϵ that optimize the geometric configuration have been calculated. A collector prototype with silicones peroxide has experimentally comply with the Standard ISO 9806:2013, including freeze resistance test, without any significantly influence on its efficiency or pressure drop. Therefore, silicon peroxide tubes present an inexpensive, effective, reliable and maintenance-free freeze protection system for flat plate solar collectors.

Keywords

Solar collector; freeze protection; silicone peroxide.

1 Introduction

The use of water in loop heat pipes is widespread due to its high thermal performance, low cost and is non-toxic. Nevertheless, water has high expansion when cooled down to a sub-freezing temperature, which leads to the breakage of the pipe [1-3].

Flat plate collectors are popular in low temperature heating applications and there are undergoing constant development in terms of size reduction, materials, efficiency and durability [4,5]. Flat-plate solar collector absorbers have selective surfaces consist of a thin upper layer, which is highly absorbent to shortwave solar radiation but relatively transparent to longwave thermal radiation, deposited on a surface that has a high reflectance and a low emittance for longwave radiation [6]. Therefore the absorbers are made typically of good thermal conductors, mostly copper or aluminum, both are rigid. There are other materials, more flexibles, used to a lesser extent such as EPDM, polypropylene, polyethylene or polymers, although their thermal conductivity and efficiency are low, it has the advantage of their low cost manufacturing and light weight [7-9].

The heat transfer fluid of a flat plate solar collector is typically water and in some applications air [10,11]. There are currently developments to improve the thermal conductivity of water adding nano-sized particles of high thermal conductivity like carbon or metals [12,13]. However, this does not prevent when the water contained in the absorber of a flat plate solar collector is frozen, its volume and pressure increases, which can lead to the breakage of the absorber. To avoid breakage of the absorber, different methods of freeze protection have been developed in flat-plate collector installations.

The main method used in the freeze protection is the addition of propylene glycol to the water circulating inside the absorber tubes of the solar collector [14-16]. However, this method's main disadvantage is the degradation of the antifreeze with time as well as its high cost [17,18]. Other methods are:

- The recirculation of water in the collector loop [19,20] which requires forced circulation. This method can lead to a high energy loss and, in some cases, may cause reliability problems if electric power is not available to activate the recirculation pumps at the required time
- Recirculation in reverse flow [21]. This method can lead to a high energy loss.
- The installation of an electric resistance along the tubes containing the water in the collector [22,23] but this can lead to high electricity consumption.
- Drain back system [24]. One of the main disadvantages of the drain back solar water heater is the significant source of the heat loss when the pump is not working, such as during the night exposure.
- The automatic drain-down of the installation [25]. These systems require of a special control and drained water cannot be recovered.
- There are other cases where the water storage and solar collector are on the same device in order to be always kept above the freezing temperature. For instance, this is the case of the system called Integrated Collector/Storage Solar Water Heaters, ICSSWH, based on a patented device in 1891 [26,27]. This method can lead to a high night energy loss.

- Other methods of protection with a solar heating system on two-phase using acetone or methanol as working fluid [28,29], but the thermal capacity is significantly reduced.

As described in the bibliography the different methods of protection have advantages and disadvantages. Bickle L. W. [30] proposed a method of protection based on introducing a flexible tube into the rigid tube of the absorber on the flat-plate solar collector. This method was later patented [31], although the patent is now expired [32]. However, this reference and the patent neither indicated the characteristics of the material of flexible tube to be used nor the behavior of the proposed model in a real solar collector. Additionally, the study neither investigated the behavior of the flexible tube when the solar collector reaches high temperatures nor its influence on other characteristics of the solar collector (e.g. efficiency and pressure drop). Hence the proposed system Bickle L. W. [30] had not been verified to comply with the current regulations.

In this paper, we propose a theoretical study complemented with an experimental validation of a flat plate solar thermal collector which uses flexible silicone peroxide pipes filled with air for a passive system of freeze protection compared with a commercial collector without flexible silicone peroxide pipes. Both collectors have been tested according to Standard ISO 9806:2013 (efficiency, freeze resistance, pressure drop and behavior at high temperatures tests).

Such method introduces a hollow flexible tube of external diameter D filled with air inside the tubes of the absorber of the solar collector, with internal diameter D_{rig} , so that the increase of volume produced in the freezing of the water, is compensated by the contraction of the air contained inside the silicone peroxide flexible tube located inside the pipe where the water circulates as shown in Fig. 1. The silicone peroxide tube must allow volume variation reliably and durably without any negative effect on the operation of the absorber.

Low cost and high durability under all operating conditions were the main criteria for selecting the flexible tube material. After the analysis of multiple materials, including different types of teflon and silicones, we propose the use of flexible silicone tube, and within this material, the silicone tubing blended with organic peroxide for its best performance against the platinum-cured silicone tubing, since it withstands higher temperatures and has a better physical compression capability.

Other advantages of silicone peroxide are the following: They have high resistance to compression deformation, non-toxic, weather resistant, ozone resistant, radiation and moisture resistant and is not expensive. It is also suitable for food and sanitary use and therefore could be used in direct solar systems. The main drawback is its low resistance to vapors above 403 K. Table 1 shows its mechanical properties [33].

In addition, this freeze protection system could be used in other applications such as loop heat pipes or car radiators.

2 Theoretical model

The geometric configuration of the whole new absorber tube is given by the parameter r_D which relates the inner diameter of the copper rigid pipe of the absorber, D_{rig} and the inner diameter of the silicone peroxide flexible tube $D(T_r, p_r)$ at reference condition (i.e. water at temperature $T_r = 277$ K and a pressure $p_r = 10^5$ Pa).

$$r_D = \frac{D_{rig}}{D(T_r, p_r)} \quad (1)$$

Parameter ε relates the diameter of the flexible tube at initial conditions (T_i, p_i) and at final conditions (T_f, p_f) .

$$\varepsilon(T_i, p_i, T_f, p_f) = \frac{D(T_i, p_i) - D(T_f, p_f)}{D(T_i, p_i)} \quad (2)$$

Parameter r_v relates the volume of inner air of the flexible tube at initial conditions (T_i, p_i) and at final conditions (T_f, p_f) .

$$r_v = \frac{V_a(T_i, p_i) - V_a(T_f, p_f)}{V_a(T_i, p_i)} \quad (3)$$

The relationship between the parameters r_D , r_v and ε is given by equations 9 and 10 and have been obtained as follows. It has been assumed that the thickness of the silicone flexible tube containing air is despised.

The water volumes at the initial and final condition of the freezing process of the copper pipe are given by equations 4 and 5:

$$V_w(T_f, p_f) = \frac{\pi}{4} \cdot L_{tub} \cdot (D_{rig}^2 - D^2(T_f, p_f)) \quad (4)$$

$$V_w(T_i, p_i) = \frac{\pi}{4} \cdot L_{tub} \cdot (D_{rig}^2 - D^2(T_i, p_i)) \quad (5)$$

The variation of the water volume inside the copper pipe $\Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f)$ depends on the variation of the specific volume of the water $\Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f)$ as is shown in equation 6:

$$\Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f) = m_w \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) = \rho_w(T_i, p_i) \cdot \frac{\pi}{4} \cdot L_{tub} \cdot (D_{rig}^2 - D^2(T_i, p_i)) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \quad (6)$$

The relationship between final and initial volume of water inside copper tube in freezing process is given by equation 7:

$$V_w(T_f, p_f) = V_w(T_i, p_i) + \Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f) \quad (7)$$

Substituting equations (4) (5) (6) in (7) and clearing the diameter of the flexible tube at the final condition, $D(T_f, p_f)$ result equation 8

$$D(T_f, p_f) = \sqrt{D^2(T_i, p_i) \cdot (1 + \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \cdot \rho_w(T_i, p_i)) - \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \cdot \rho_w(T_i, p_i) \cdot D_{rig}^2} \quad (8)$$

The parameter ε is related to the parameters r_D and r_v defined according to expressions 1 and 3, through equations 2 and 8

$$\varepsilon = 1 - \sqrt{\left(1 + \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \cdot \rho_w(T_i, p_i)\right) - \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) \cdot \rho_w(T_i, p_i) \cdot r_D^2} \quad (9)$$

$$r_V = 2\varepsilon - \varepsilon^2 \quad (10)$$

The behavior of the different substances, liquid water, ice, air and silicone, has been characterized by the state thermal equations in table 2.

Fig. 2 and Fig. 3 show that by varying the temperature of water and air from 273 K to 277 K the maximum increase in specific volume of water occurs, outside these ranges the volume variation of the water are not significant and its behavior does not vary with the pressure. In the case of air, the variation of the air volume in that temperature range is very small and this variation does depend significantly on the pressure variation.

The increase of the diameters of copper and silicone tubes during the freezing process is shown in Fig. 1, where increase of volume of water by freezing, $\Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f)$ must be absorbed by a reduction of volume of flexible silicone with air inside, without reaching high pressures on the whole. Therefore, this protection system does not prevent the freezing of the water but limits the maximum pressures that the solar collector reaches during its operation.

When $\varepsilon = 1$ a maximum contraction of the flexible tube are produced, resulting also a value of $r_v = 1$ in these conditions. The maximum value achievable by r_D occurs when the largest volume increase of the water is reached in the freezing process, with $\varepsilon = 1$. According to Fig.2 is verified that the conditions of maximum variation of the volume of pure water are practically when passing from $T_i = 277$ K; $p_i = 10^5$ Pa to $T_f = 273.15$ K; $p_f = 10^5$ Pa, resulting a maximum volume variation of water $\Delta v_{ewmax}(277 \text{ K}, 10^5 \text{ Pa}, 273.15 \text{ K}, 10^5 \text{ Pa}) = 9.09 \cdot 10^{-5} \text{ m}^3/\text{kg}$. Substituting this value together a density with $\rho_w(T_i, p_i) = 999.97 \text{ kg/m}^3$, in equation 9, is obtained $r_{DMAX} = 3.45$

In Fig. 4 shows the relationship between the three parameters, r_D , r_v and ε .

If a value of r_D is too low, the volume of water available between the inner diameter of the silicone tube and the copper tube would be too small, and the water velocity would be very high, if it is desired to keep the mass flow rate of water in the absorber with great pressure drop. If a value of r_D is too close to the maximum value of 3.45, the air inside the flexible tube would exert a high pressure on the assembly and the copper tube may break, as shown in Fig. 4.

For the device to work properly, the variations of volume of the flexible tube with air on the inside in passing from initial condition T_i, p_i , which corresponds the initial diameter $D(T_i, p_i)$, to final condition T_f, p_f , which corresponds the final diameter $D(T_f, p_f)$, must allow to absorb the volume variations of the water inside the absorber tube when freezing, checking that the final pressure p_f is less than the maximum pressure supported by the rigid tube, thus avoiding its break. This relationship between temperatures, pressures and geometry is determined by the equation 25 that has been deduced as follows:

Since it has been assumed that the copper tube of the absorber is rigid, $\Delta V_{rig} = 0$ being:

$$\Delta V_{rig} = \Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f) + \Delta V_a(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (15)$$

Where

$$\Delta V_w = V_w(T_f, p_f) - V_w(T_i, p_i) \quad (16)$$

$$\Delta V_a = V_a(T_f, p_f) - V_a(T_i, p_i) \quad (17)$$

The equation above is an equation as a function of p and T.

$$m_w \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + m_a \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (18)$$

Assuming there are no leaks, water mass m_w and air mass m_a keep constant and equal to those at the initial condition.

$$v_{ew}(T_i, p_i)^{-1} \cdot V_w(T_i, p_i) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + v_{ea}(T_i, p_i)^{-1} \cdot V_a(T_i, p_i) \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (19)$$

Dividing the above expression by the total volume of the inside of the pipe V_{rig} , it would remain that:

$$r_w(T_i, p_i)^{-1} \cdot r_w(T_i, p_i) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + v_{ea}(T_i, p_i)^{-1} \cdot r_a(T_i, p_i) \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (20)$$

Being the new parameters:

$$r_w(T_i, p_i) = \frac{V_w(T_i, p_i)}{V_{rig}} = \frac{A_w(T_i, p_i)}{A_{rig}} \quad (21)$$

$$r_a(T_i, p_i) = \frac{V_a(T_i, p_i)}{V_{rig}} = \frac{A_a(T_i, p_i)}{A_{rig}} = \left(\frac{D(T_i, p_i)}{D_{rig}} \right)^2 \quad (22)$$

$$r_w(T_i, p_i) = 1 - r_a(T_i, p_i) = 1 - \left(\frac{D(T_i, p_i)}{D_{rig}} \right)^2 \quad (23)$$

$$v_{ew}(T_i, p_i)^{-1} \cdot \left(1 - \left(\frac{D(T_i, p_i)}{D_{rig}} \right)^2 \right) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + v_{ea}(T_i, p_i)^{-1} \cdot \left(\frac{D(T_i, p_i)}{D_{rig}} \right)^2 \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (24)$$

Equation 25 represents equation 24 after substituting D_{rig} of equation 1.

$$v_{ew}(T_i, p_i)^{-1} \cdot (1 - r_D^{-2}) \cdot \Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f) + v_{ea}(T_i, p_i)^{-1} \cdot r_D^{-2} \cdot \Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f) = 0 \quad (25)$$

This equation 25 relates the temperatures and pressures that are reached inside the copper tube from an initial condition at temperature T_i and pressure p_i to another final condition at temperature T_f and pressure p_f , according to geometry r_D , so that there is no volume variation in the rigid copper pipe. Subsequently it is verified that there is no rupture in the copper pipes and that the final pressure reached in the process p_f is less than the maximum pressure supported by the copper tube, p_{max} .

$$p_f(T_i, p_i, r_D, T_f) < p_{max} \quad (26)$$

3 Experimental analysis

For the experimental analysis, a geometry has been taken in which the inner diameter of the absorber tubing is 8 mm and the inner diameter of silicone tube of 3 mm under initial conditions of 277 K and 10^5 Pa, which makes the value of r_D equal to $r_D = 2.67$, $\varepsilon = 0.31$ and $r_V = 0.53$. This value of r_D is less than the permissible theoretical maximum of 3.45. In the calculations, the hypothesis of despise the thickness of the silicone flexible tube was made.

Particularizing the equation 25 for geometry of $r_D = 2.67$, initial pressure $p_i=10^5$ Pa and initial temperature $T_i= 273$ K for the final temperatures between 278 K and 253 K, the final pressure is determinate, p_f . Figure 5 shown that the final pressure, p_f for different temperatures during the freezing process does not exceed to $3.3 \cdot 10^5$ Pa, well below the maximum pressure supported by the copper tube. Other represented geometry for different values of r_D and different pressures and temperatures can be analyzed for freezing processes.

Fig. 5 shows the configuration corresponding to the hollow flexible pipe is feasible according to the results of the model proposed for $r_D=2.67$.

Particularizing the equation 25 for geometry of $r_D = 2.67$, in overheating process, initial pressure $p_i=10^5$ Pa and initial temperature $T_i= 315$ K for the final temperatures between 315 K and 415 K, the final pressure is determinates by overheating process. Fig. 6 shown that the maximum final pressure does not exceed $3.8 \cdot 10^5$ Pa. Other geometries represented by different values of r_D and different values of pressures and temperatures can be analyzed for overheating process.

For the experimental validation of the results, a commercial reference collector with an aperture area of 1.87m^2 has been used. It is a collector with an absorber type helix of 1.29 l and a copper tube of inside diameter 6 mm and thickness 1 mm.

The manufactured prototype is identical to the previous one (same absorber surface, glass, absorber and posterior insulation) and a helix of the same length has been placed that the commercial one but with copper pipe of inner diameter 8 mm and thickness 1 mm and a hollow silicone tube of inner diameter 3 mm and thickness 1 mm. This configuration means that the collector has a capacity of 1.24 liters (Fig. 7).

Both collectors have been testing according to Standard ISO 9806:2013(freeze resistance, efficiency, behavior at high temperatures and pressure drop tests).

From the point of view of costs, in the implementation of the prototype we used approximately 23 meter of flexible tube, which represents a ratio of 12.3 lineal meter/ m^2 of collector aperture area. The cost of the lineal meter has been 0.2 €, which has meant a collector total cost of 4.6 €. The reference collector has a cost of production of the order of 2.46 € / m^2 of collector aperture area. Taking into account these data, the cost of the proposed protection system is of the order of 3% the cost of the collector, with no maintenance costs.

3.1 Freeze resistance test

This is the main test for the object of the work and therefore the solar collector with the silicone peroxide tube inside was subjected to 20 freeze-thaw cycles according to section 15 of ISO 9806: 2013, with freezing temperatures between $-20^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ during 40 minutes and thaw condition to $15^{\circ}\text{C} \pm 2^{\circ}\text{C}$ during 40 minutes, plus a rest time of 20 minutes. Fig. 8 show a freeze-thaw cycle (T). The prototype passes the freeze resistance test satisfactorily.

3.2 Performance test

This test determines the performance curve of collector, according to section 20 of ISO 9806:2013. The most common model of the performance of a thermal solar collector is well defined in this Standard as the dependence between the performance thermal η with respect to the global solar irradiance G , and the temperature difference between the average temperature of the fluid circulating in the collector t_m and the ambient air temperature t_a as follows:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{(t_m - t_a)}{G} - a_2 \cdot \frac{(t_m - t_a)^2}{G} \quad (26)$$

The average temperature of the fluid circulating in the collector is the average of inlet temperature t_{in} and outlet temperature t_e .

$$t_m = \frac{(t_{in} - t_e)}{2} \quad (27)$$

Fig. 9 shows the performance curve of two tested collectors, the collector with inner silicone and reference collector

The performance difference ($\Delta\eta_R$) is defined as:

$$\Delta\eta_R = \eta_{C.Ref} - \eta_{C.Sil} \quad (28)$$

Table 3 shows as the performance curve of both collectors has a maximum difference lower than 2%.

Table 4 and table 5 shows the instantaneous efficiency curves, based on the aperture area, obtained to the reference collector and collector with inner silicone.

3.3 Exposure test

The exposure test provides operating conditions which are likely to occur during real service and also allows the collector to "settle", such that subsequent qualification tests are more likely to give repeatable results. Both collectors pass the exposure test satisfactorily for a class A test condition according to section 11 of ISO 9806:2013.

3.4 Pressure drop test across a collector

The biggest drawback of introducing a flexible pipe into the absorber tube is the increase in pressure drop. Fig. 10 shown the experimental values of the pressure drop in each collector

are represented as a function of the water flow through the absorber, after testing both collectors according to section 28 of the Standard ISO 9806:2013.

The pressure drop across a collector (Δl_p) is defined as:

$$\Delta l_p = C.P.C.Sil - C.P.C.Ref \quad (29)$$

Table 6 shows as the pressure drop between both collectors has a maximum difference lower than 9.5 kPa for these study flow.

Through this test, it is observed that the pressure drop increase with the flow is slightly higher in the case of collector with silicone tube.

4 Conclusions

In this work, it has been demonstrated theoretically and experimentally that the hollow flexible silicone peroxide tube prevent breaking the absorber tube absorbing water volume variations. In addition, it has been demonstrated that the solar collector with the flexible tube passes all durability tests according to the Standard ISO 9806:2013. Therefore, silicon peroxide tubes present an inexpensive, effective, reliable and maintenance-free freeze protection system.

This study showed that the performance of the proposed collector prototype (with silicone peroxide tube) is similar to the standard commercial collector. The efficiency and the pressure drop curves of the proposed collector prototype shows only minor deviations compared to the standard (reference) commercial collector.

The silicone peroxide has low resistance to steam with temperature above 403 K, this is considered as a limitation for proposed system. Consequently, the proposed system is recommended to be installed in facilities with controlled overheating process. In this sense, using forced circulation systems is favored over using thermosyphon systems, because the differential control unit activates the overheating protection mechanism of the collector. Hence once the temperature exceeds 403 K, the circulation pump may be activated to cool the collector.

5 Appreciations

Thanks to the Termicol, S.L. company for helping us in manufacturing the prototypes.

References

- [1] C. Petit, B. Siedel, D. Gloriod, V. Sartre, F. Lefèvre, F. Bonjour. Adsorption-based antifreeze system for loop heat pipes. *Applied Thermal Engineering* 78 (2015) 704-711.
- [2] Z. Wang, W. Yang, A review on loop heat pipe for use in solar water heating *Energy Build.* 79 (2014) 143-154.
- [3] Yu F. Maydanik, M.A. Chernysheva, V.G. Pastukhov, Review: loop heat pipes with flat evaporators, *Applied Thermal Engineering* 67 (1) (2014) 294-307.
- [4] S. A. kalogirou. Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science* 30 (3) (2004) 231-295.
- [5] B. Norton. Anatomy of a solar collector: Developments in Materials, Components and Efficiency Improvements in Solar Thermal Collector Systems. *Refocus* 7 (3) (2006) 32-355.
- [6] J.A. Duffie, W.A. Beckman. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons, Inc, New York, (1980).
- [7] G. Martinopoulos, D. Missirlis, G. Tsilingiridis, K. Yakinthos, N. Kyriakis. CDF modeling of a polymer solar collector. *Renewable Energy* 35 (7) (2010) 1499-1508.
- [8] J. Jyothi, H. Chaliyawala, G. Srinivas, H.S. Nagaraja, H. C. Barshilia. Design and fabrication of spectrally selective TiAlC/TiAlCN/TiAlSiCN/TiAlSiCO/TiAlSiO tandem absorber for high-temperature solar thermal power applications. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 140 (2015) 209-216.
- [9] D. Del Cola, A. Padovana, M. Bortolatoa, M. Dai Prèa , E. Zambolinb. Thermal performance of flat plate solar collectors with sheet-and-tube and roll-bond absorbers. *Energy* 58 (2013) 258-269
- [10] S. Chamoli, R. Chauhan, N.S. Thakur, J.S. Saini. A review of the performance of double pass solar air heater. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 16 (2012) 481-492.
- [11] A.A. Razak, Z.A.A. Majid, W.H. Azmi, M.H. Ruslan , Sh. Choobchian, G. Najafi , K. Sopian. Review on matrix thermal absorber designs for solar air collector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 64 (2016) 682-693.
- [12] M.A. Alima, Z. Abdin, R. Saidur, A. Hepbasli, M.A. Khairul, N.A. Rahim, A. Zamzaman, M. KeyanpourRad, M. KianiNeyestani, M. Tajik, J. Abad. Analyses of entropy generation and pressure drop for a conventional flat plate solar collector using different types of metal oxide nanofluids. *Energy Build* 66 (2013) 289-296.
- [13] J. Jyothi, H. Chaliyawala, G. Srinivas, H.S. Nagaraja, H. Barshilia. An experimental study on the effect of Cu-synthesized/EG nano fluid on the efficiency of flat-plate solar collectors. *Renewable Energy* 71 (2014) 658-664.
- [14] H. Imura, Y. Koito, M. Mochizuki, H. Fujiura. Start-up from the frozen state of two-phase thermosyphons. *Applied Thermal Engineering* 25 (17-18) (2005) 2730-2739.

- [15] W. A. Beckman, J. Thornton, S. Long. Control problems in solar domestic hot water systems. *Solar Energy* 53 (3) (1994) 233-236.
- [16] O. Lottin, C. Epiard. Thermodynamic properties of some currently used water-antifreeze mixtures when used as ice slurries, Purdue University, International Refrigeration and Air Conditioning Conference, 2000.
- [17] J. R. Clifton, W. J. Rossiter Jr., P.W. Brown. Degraded aqueous glycol solutions: pH values and the effects of common on suppressing pH decreases. *Solar Energy Materials* 12 (1985) 77-86.
- [18] W. J. Rossiter Jr., MC Godette, P.W. Brown, K.G. Galuk. An investigation of the degradation of aqueous ethylene glycol and propylene glycol solutions using ion chromatography". *Solar Energy Materials* 11 (1985) 455-467.
- [19] K.A. Laing, J.N. Laing. Freeze protection for hot water systems. US Patent US6622930 B2, 2003.
- [20] K. Hudon, T. Merrigan, J. Burchand, J. Maguire. Low-cost solar water heating research and development roadmap. Technical Report NREL/TP-5500-54793, 2012.
- [21] R. Tang, Z. Sun , Z. Li, Y. Yu, H. Zhong, C. Xia. Experimental investigation on thermal performance of flat plate collectors at night. *Energy Conversion and Management* 49 (10) (2008) 2642-2646.
- [22] B. A. Wilcox, C.S. Barnaby. Freeze protection for flat-plate collectors using heating. *Solar Energy* 19 (6) (1977) 745-746.
- [23] D.E. Prapas. Improving the Actual Performance of Thermosiphon Solar Water Heaters. *Renewable Energy* 6 (4) (1995) 399-406.
- [24] R. Botpaev, Y. Louvet, B. Perers, S. Furbo, K. Vajen. Drainback solar thermal systems: a review." *Solar Energy* 128 (2016) 41-60.
- [25] J. Burch, J. Salasovich. Water consumption from freeze protection valves for solar water heating systems. ISES Solar World Congress Orlando, Florida August 6-12, 2005. NREL/CP-550-37696.
- [26] C. M. Kemp. Apparatus for utilizing the sun's rays for heating water. US Patent No. 451384. 1881-4-28, 1881.
- [27] M. Smyth, P.C. Eames, B. Norton. Techno-economic appraisal of an integrated collector/storage solar water heater. *Renewable Energy* 29 (9) (2004) 1503-1514.
- [28] A. Ordaz-Flores, O. García-Valladares, V.H. Gómez. Findings to improve the performance of a two-phase flat plate solar system, using acetone and methanol as working fluids. *Solar Energy* 86 (4) (2012) 1089-1098.
- [29] E. Mathioulakis, V. Belessiotis. A new heat-pipe type solar domestic hot water system. *Solar Energy* 72 (1) (2002) 13-20.

- [30] L. W. Bickle. Passive Freeze Protection for Solar Collectors. *Solar Energy* 17 (6) (1975) 373-374.
- [31] E. Reed Stuart, R Tillman, W. Wahle Harold, O.H. Homeworth. Flexible insert for heat pipe freeze protection. *Applied Thermal Engineering* 17 (6) (1997) V-VI.
- [32] <http://documents.allpatents.com/l/18749894/US5579828A>
- [33] A. Colas, R. Malczewski, K. Ulman. *Silicone Tubing for Pharmaceutical Processing*. Dowcorning, 2004.
- [34] J. S. Thomsen, T. J. Hartka. Strange Carnot cycles; thermodynamics of a system with a density extremum. *Am. J. Phys.*30 (1962) 26-33.
- [35] J.J. Morgan, W. Stumm, J.D. Hem. Updated by Staff. Water. In: Anonymous Kirk-Othmer Encyclopedia of Chemical Technology: John Wiley & Sons, 2000.
- [36] E.W. Lemmon, M.O. Mclinden, M.L. Huber. REFPROP Reference Fluid Thermodynamic and Transport Properties. NIST Standard Reference Database 23, Version 7.0, Physical and Chemical Properties Division ,2002.
- [37] K. A. Waters. Properties of common engineering materials. ESDU DATA ITEM: ESDU 8041, 1984. Modify 2008.

FIGURES

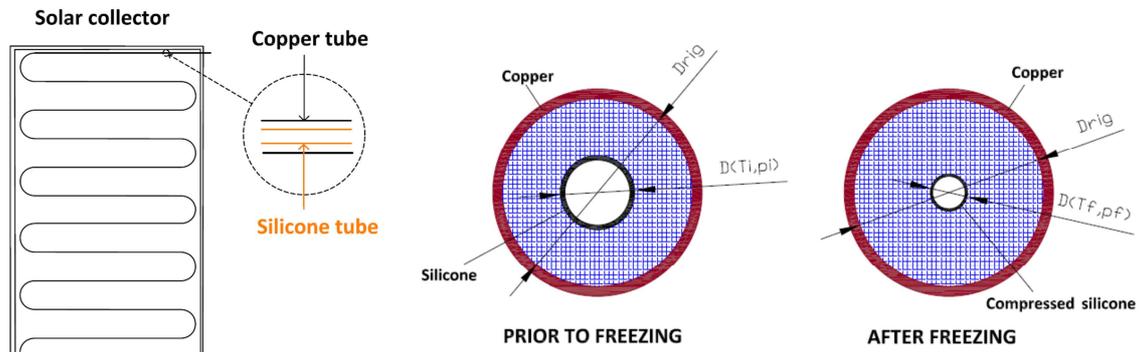


Fig 1. Collector with silicone tube.

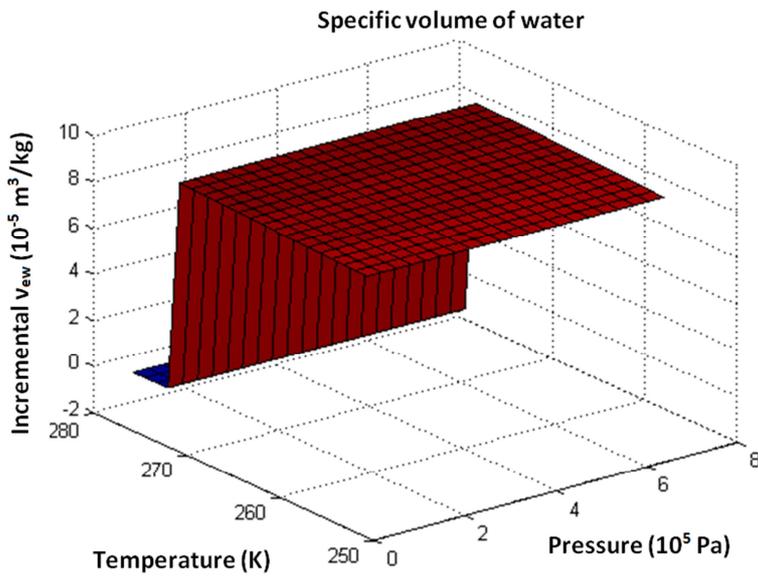


Fig 2. Incremental specific volume of water according to equations 11 and 12 of table 2

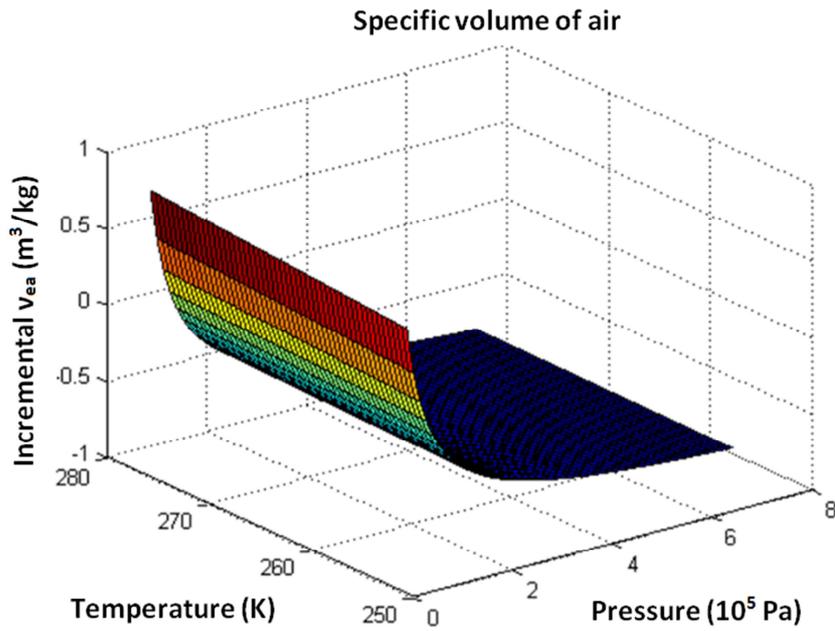


Fig 3. Incremental specific volume of air according to equation 13 of table 2

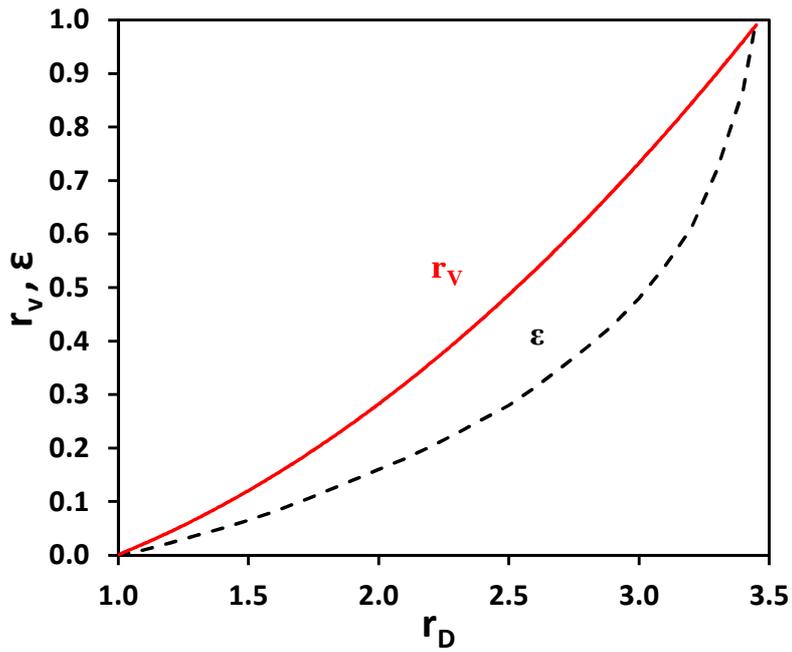


Fig 4. Variation of ϵ and r_v parameters for diferent geometry r_D

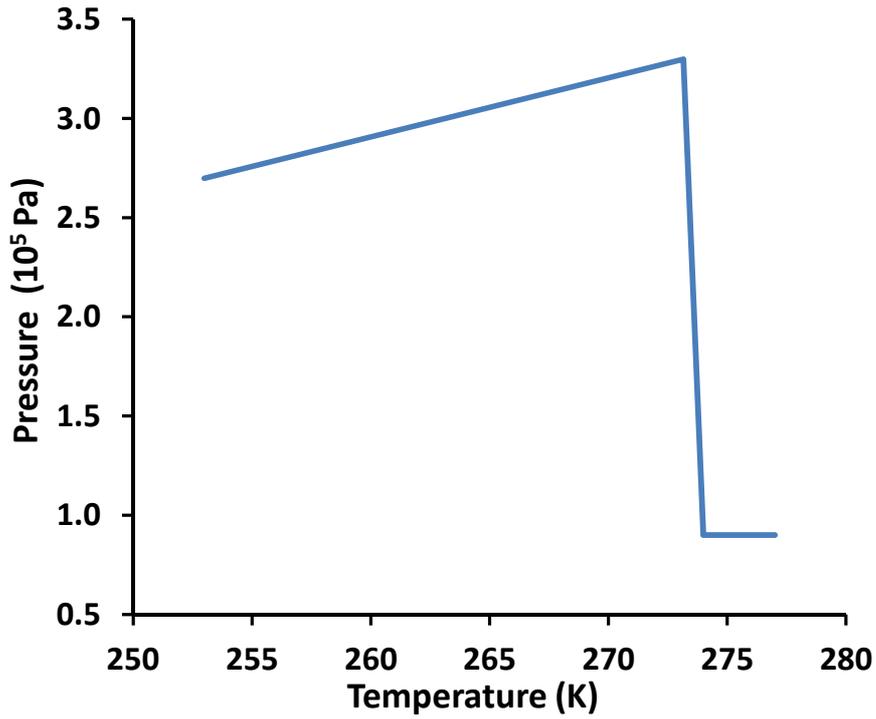


Fig 5. Final pressure that would reach the copper pipe as a function of the final temperature for values of $T_i=273$ K, $p_i= 1$ bar, and geometry $r_D=2.67$.

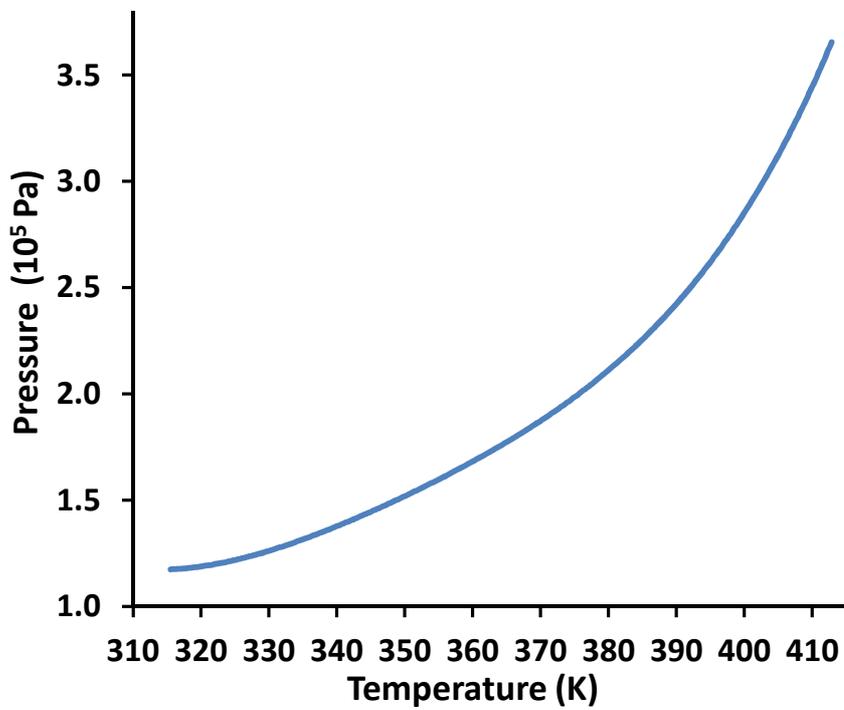


Fig 6. Temperature and pressure values reached.

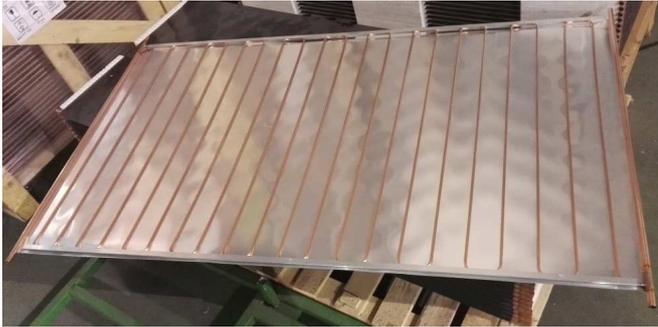


Fig 7. Collector absorber

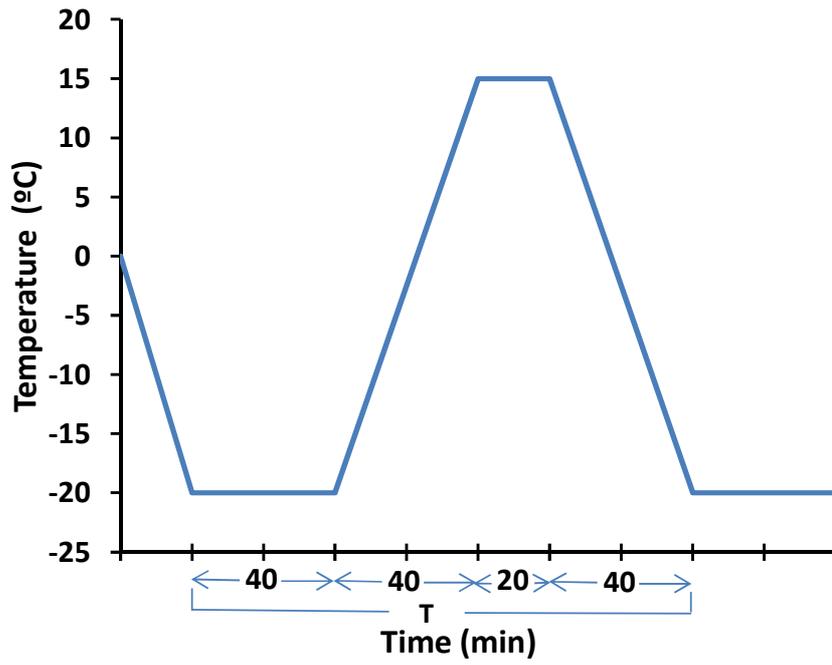


Fig 8. Freeze-thaw cycles

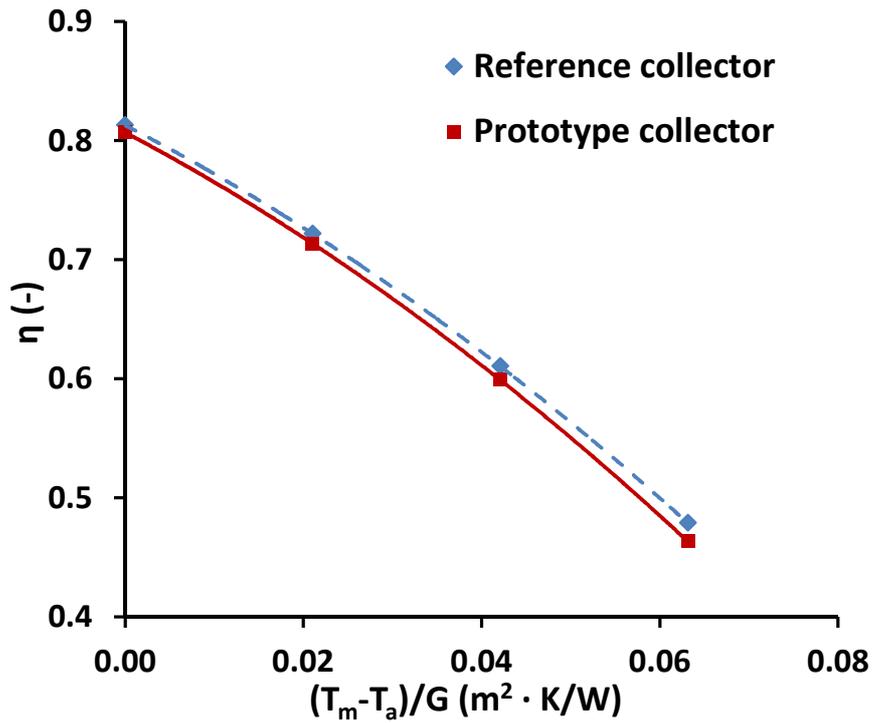


Fig 9. Adjustment of the quadratic efficiency curve with respect to the aperture area and average temperature of fluid for two collectors.

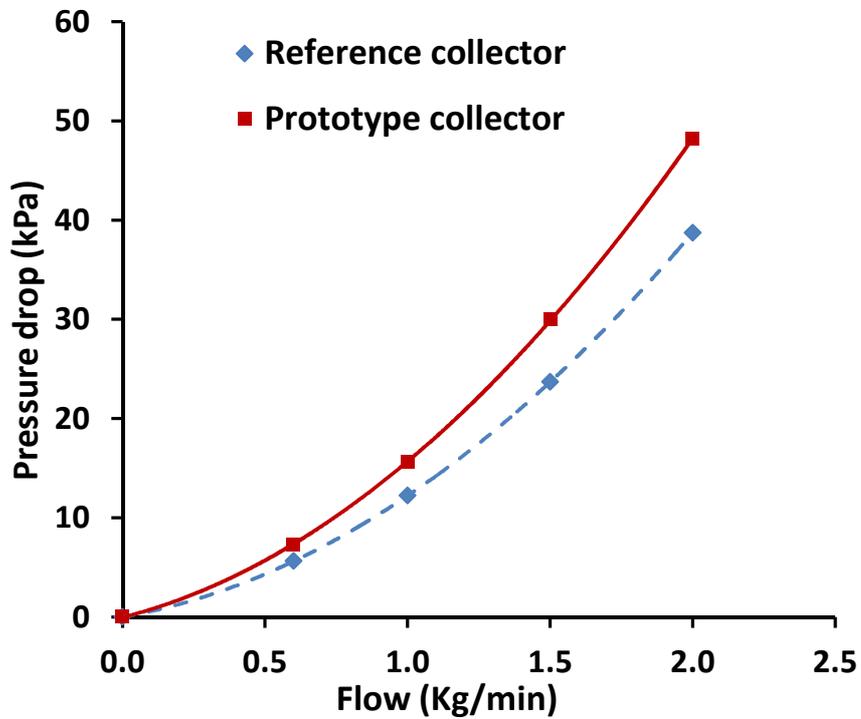


Fig 10. Pressure drop with respect of flow for two collectors.

TABLES

Table 1. Mechanical properties of silicone peroxide.

	Unit	Silicone
Tensile Strength	MPa	6.8-8.7
	psi	990-1265
Elongation at break	%	570-795
Hardness	Shore	A: 50-80
Brittle temperature	K	193
Max. Operating temperature	K	488

Table 2. Thermal equations of state used for liquid water, ice, silicone and air

Reference	Material	T-p range	Equations used	Parameters
[34]	Liquid water	273.15 – 288.15K 0.1 -10 MPa	$v_{ew}(T_f, p_f) = v_{e0cw} (1 + \lambda (T_f - T_{0w} + a \cdot p_f)^2 - k_0 \cdot p_f)$ (11)	$v_{e0cw} = 1.00008 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ $\lambda = 8 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-2}$ $T_{0w} = 277 \text{ K}$ $a = 2 \cdot 10^{-7} \text{ m s}^2 \text{ K}/\text{kg}$ $k_0 = 5 \cdot 10^{-10} \text{ m s}^2/\text{kg}$
[35]	Ice	150 K-273.15 K 0.1 -10 MPa	$v_{esol}(T_f, p_f) = v_{e0sol} \exp(\alpha_{vsol} (T_f - T_{0sol}) - k_{Tsol} (p_f - p_{0sol}))$ (12)	$v_{e0sol} = 1.091 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3/\text{kg}$ $\alpha_{vsol} = 171.6 \cdot 10^{-6} \text{ K}^{-1}$ $k_{Tsol} = 0.12 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$ $T_{0sol} = 273.3 \text{ K}$ $p_{0sol} = 101325 \text{ Pa}$
[36]	Air	59.75K-2000K 1-2000MPa	$v_{ea}(T_f, p_f) \rightarrow \text{RefProp Program}$ (13)	RefProp Program
[37]	Silicone	250 K-500K 0.05 -10 MPa	$v_{esil}(T_f, p_f) = v_{e0sil} \exp(\alpha_{vsil} \cdot (T_f - T_{0sil}) - k_{Tsil} (p_f - p_{0sil}))$ (14)	$v_{e0sil} = 5.555 \cdot 10^{-4} \text{ m}^3/\text{kg}$ $\alpha_{vsil} = 1.71 \cdot 10^{-4} \text{ K}^{-1}$ $k_{Tsil} = 2 \cdot 10^{-7} \text{ Pa}^{-1}$ $T_{0sil} = 273.3 \text{ K}$ $p_{0sil} = 101325 \text{ Pa}$

Table 3. Energy efficiency difference between reference and prototype collectors

$T_m - T_a / G \text{ (m}^2 \cdot \text{K/W)}$	0	0.021	0.042	0.063
$\Delta \eta_R \text{ (%)}$	0.600	0.832	1.147	1.547

Table 4. Parameters of collector efficient curve with silicone peroxide

Collector with flexible tube			
Parameter	Value	Standard deviation	Unit
η_0	0.807	0.01	--
a_1	3.942	0.286	W/ m ² ·K
a_2	0.025	0.002	W/ (m ² ·K ²)

Table 5. Parameters of reference collector efficient curve

Reference collector			
Parameter	Value	Standard deviation	Unit
η_0	0.813	0.012	--
a_1	3.852	0.293	W/ m ² ·K
a_2	0.024	0.002	W/ (m ² ·K ²)

Table 6. Pressure drop difference, Δlp

Flow rate (Kg/min)	0	0.6	1	1.5	2
Δlp (kPa)	--	1.7	3.4	6.3	9.5

Nomenclature

$A_a(T_i, p_i) (m^2)$ → Total area in any cross section to the axis of the cylinder occupied by the flexible tube at the initial condition

$A_{rig} (m^2)$ → Total area in any cross section to the axis of the inner cylinder to the rigid pipe at the initial condition

$A_w(T_f, p_f)(m^2)$ → Total area in any cross section to the axis of the cylinder occupied by the water at the initial condition

$a_1 (W/(m^2K))$ → Heat loss coefficient at $(T_m - T_a) = 0$

$a_2 (W/(m^2 K^2))$ → Temperature dependence of the heat loss coefficient

$C.P._{C,Sil} (kPa)$ → Pressure drop across the collector with flexible tube

$C.P._{C,Ref} (kPa)$ → Pressure drop across the reference collector

$D(T_f, p_f)(m)$ → Inner diameter of the flexible tube at the final condition

$D(T_i, p_i) (m)$ → Inner diameter of the flexible tube at the initial condition

$D_{rig} (m)$ → Inner diameter of the copper tube

$\rho_w(T_i, p_i)(kg/m^3)$ → Water density at the initial condition

$L_{tub}(m)$ → Length of pipe

$m_w(kg)$ → Mass of water inside the rigid pipe

$m_a(kg)$ → Mass of air inside the silicone tube

$p_i(Pa)$ → Pressure at initial condition

$p_f(Pa)$ → Pressure at final condition

$r_a(T_i, p_i)$ → Ratio between initially air volume in the silicone flexible tube and total volume in the rigid pipe

$r_{D_{MAX}}$ → Maximum ratio between diameter of the rigid tube and diameter the silicone flexible inner tube during freezing process

$r_w(T_i, p_i)$ → Ratio between initially water volume and total volume of the rigid pipe

$T_i (K)$ → Temperature at initial condition

$T_f (K)$ → Temperature at final condition

$V_w(T_f, p_f)(m^3)$ → Volume of water under final temperature and pressure condition

$V_w(T_i, p_i)(m^3)$ → Volume of water under initial temperature and pressure condition

$v_{ea}(T_i, p_i) (m^3/kg)$ → Specific volume of air under initial temperature and pressure condition

$v_{ea}(T_f, p_f) (m^3/kg)$ → Specific volume of air under final temperature and pressure condition

$v_{esil}(T_f, p_f)(m^3/kg)$ → Specific volume of silicone at the final condition

$v_{esol}(T_f, p_f)(m^3/kg)$ → Specific volume of ice at the final condition

$v_{ew}(T_i, p_i)$ (m^3/kg) → Specific volume of water under initial temperature and pressure condition

$v_{ew}(T_f, p_f)$ (m^3/kg) → Specific volume of water under final temperature and pressure condition

V_{rig} (m^3) → Inner volume of the rigid pipe

$V_a(T_i, p_i)$ (m^3) → Inner volume of air of silicone tube under initial temperature and pressure condition

$V_a(T_f, p_f)$ (m^3) → Inner volume of air of silicone tube under final temperature and pressure condition

$V_w(T_i, p_i)$ (m^3) → Occupied volume by water under initial temperature and pressure condition

$V_w(T_f, p_f)$ (m^3) → Occupied volume by water under final temperature and pressure condition

$\Delta V_w(T_i, p_i, T_f, p_f)$ (m^3) → Incremental volume of water (between the initial and final condition)

ΔV_{rig} (m^3) → Incremental volume inside of metallic rigid pipe

$\Delta V_a(T_i, p_i, T_f, p_f)$ (m^3) → Incremental volume of air inside the silicone tube (between the initial and final condition)

Δv_{ewmax} (m^3/kg) → Incremental maximum specific volume of water in the freezing process

$\Delta v_{ew}(T_i, p_i, T_f, p_f)$ (m^3/kg) → Incremental specific volume of water (between the initial and final condition)

$\Delta v_{ea}(T_i, p_i, T_f, p_f)$ (m^3/kg) → Specific volume increased of air inside the silicone tube (between initial and final condition)

η_0 → Zero-loss collector efficiency

$\eta_{c,Ref}$ → Efficiency of the reference collector

$\eta_{c,Sil}$ → Efficiency of collector with flexible tube

ANEXO III: PATENTES SOLICITADAS

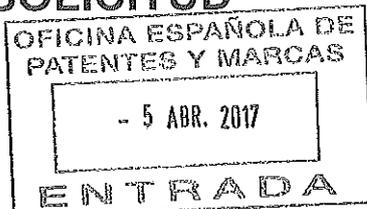
Las patentes solicitadas con relación a esta tesis doctoral son:

1. I. Lillo, J. Vera. «Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona». *Oficina Española de Patentes y Marcas*, nº de solicitud P201700418, 2017.



Nº SOLICITUD: P 201700418	
FECHA Y HORA DE ENTRADA EN OEPM:	
FECHA Y HORA DE ENTRADA EN LUGAR DISTINTO A LA OEPM: 29-3-17 1400	
LUGAR DE PRESENTACIÓN SEVILLA	CODIGO

INSTANCIA DE SOLICITUD



1. IDENTIFICACIÓN DE LA SOLICITUD

(1) MODALIDAD: <input checked="" type="checkbox"/> PATENTE DE INVENCION <input type="checkbox"/> MODELO DE UTILIDAD		(3) EXPEDIENTE PRINCIPAL O DE ORIGEN:	
(2) TIPO DE SOLICITUD: <input type="checkbox"/> ADICIÓN A LA PATENTE <input type="checkbox"/> SOLICITUD DIVISIONAL <input type="checkbox"/> CAMBIO DE MODALIDAD <input type="checkbox"/> TRANSFORMACIÓN SOLICITUD PATENTE EUROPEA <input type="checkbox"/> ENTRADA EN FASE NACIONAL DE SOLICITUD PCT		MODALIDAD: Nº SOLICITUD: FECHA PRESENTACIÓN:	

2. TÍTULO DE LA INVENCION (4)

CAPTADOR SOLAR PLANO CON TUBO DE PERÓXIDO DE SILICONA	
---	--

3. IDENTIFICACIÓN DEL SOLICITANTE

(5) APELLIDOS Y NOMBRE /DENOMINACIÓN SOCIAL UNIVERSIDAD DE SEVILLA				NIF/PASAPORTE Q41180011	
DIRECCIÓN POSTAL Secretariado de Transferencia del Conocimiento y Emprendimiento Paseo de las Delicias s/n (Pabellón de Brasil)		CÓDIGO POSTAL Y LOCALIDAD 41013 Sevilla	PROVINCIA Sevilla	PAÍS RESIDENCIA ES	CODIGO PAÍS RESIDENCIA ES
PAÍS DE NACIONALIDAD España		CÓDIGO PAÍS NACIONALIDAD ES	CNAE (6)	PYME (7)	
DIRECCIÓN CORREO ELECTRÓNICO qdelgado@us.es	Nº TELÉFONO FIJO 954488116	Nº TELÉFONO MÓVIL	(8) INDICACIÓN DEL MEDIO DE NOTIFICACIÓN PREFERENTE <input type="checkbox"/> CORREO POSTAL <input checked="" type="checkbox"/> CORREO ELECTRÓNICO		
PORCENTAJE DE TITULARIDAD (9): 100 %		NOTA: DE NO ESPECIFICARSE DICHO PORCENTAJE, LA OEPM PRESUMIRÁ IGUALES LAS CUOTAS DE LOS SOLICITANTES.			
EL SOLICITANTE TAMBIÉN (10) <input type="checkbox"/> SI ES INVENTOR:		<input checked="" type="checkbox"/> NO		MODO DE OBTENCIÓN DEL DERECHO: (11) <input checked="" type="checkbox"/> INVENCION LABORAL <input type="checkbox"/> CONTRATO <input type="checkbox"/> SUCESIÓN <input type="checkbox"/> OTROS (Especificar):	
(12) EL SOLICITANTE ES UNA UNIVERSIDAD PÚBLICA ESPAÑOLA		<input checked="" type="checkbox"/> SI			

4. OTROS SOLICITANTES Y/O INVENTORES (13)

<input checked="" type="checkbox"/> LOS DEMAS SOLICITANTES Y/O INVENTORES SE INDICAN EN HOJA COMPLEMENTARIA

Ejemplar para el expediente

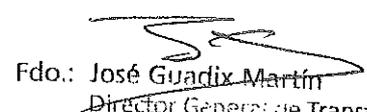
5. IDENTIFICACIÓN DEL REPRESENTANTE

(14) REPRESENTACIÓN		(15) Nº PODER GENERAL	
<input type="checkbox"/> EL SOLICITANTE NO ESTÁ REPRESENTADO	EL SOLICITANTE ESTÁ REPRESENTADO POR:	<input type="checkbox"/> AGENTE DE LA PROPIEDAD INDUSTRIAL	<input type="checkbox"/> OTRO REPRESENTANTE
(16) ACTUACIÓN POR MEDIO DE AGENTE	NOMBRE	CÓDIGO DE AGENTE	
(17) ACTUACIÓN POR MEDIO DE OTRO REPRESENTANTE		NOMBRE	DIRECCIÓN POSTAL
			N.I.F.
DIRECCIÓN CORREO ELECTRÓNICO		Nº TELÉFONO	(18) INDICACIÓN DEL MEDIO DE NOTIFICACIÓN PREFERENTE
			<input type="checkbox"/> CORREO POSTAL <input type="checkbox"/> CORREO ELECTRÓNICO

6. OTROS DATOS

(19) REIVINDICACIÓN DE PRIORIDAD	PAIS ORIGEN	CODIGO PAIS	FECHA	NÚMERO
<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO				
(20) EXPOSICIONES OFICIALES	NOMBRE		FECHA	LUGAR
<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO				
(21) EFECTUADO DEPÓSITO DE MATERIAL BIOLÓGICO	AUTORIDAD DE DEPÓSITO	CODIGO PAIS	FECHA	NÚMERO
<input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO				
LISTAS DE SECUENCIAS DE AMINOÁCIDOS Y ÁCIDOS NUCLEICOS				
La descripción contiene un listado de secuencias biológicas en concordancia con la norma ST.25 OMPI <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO				
Se adjunta un soporte de datos legible por ordenador que incluye el listado de secuencias biológicas en concordancia con la norma ST.25 OMPI <input type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO				
El solicitante declara por medio de esta instancia, que la información registrada en el soporte de datos legible por ordenador es idéntica a la contenida en el listado de secuencias biológicas incluido en la descripción de la versión escrita de esta solicitud <input type="checkbox"/>				
(22) EL SOLICITANTE SE ACOGE AL APLAZAMIENTO DE TASAS PREVISTO EN EL ART. 162 DE LA LEY 11/1986 DE PATENTES				<input type="checkbox"/> SI

7. ÍNDICE DE DOCUMENTOS QUE SE ACOMPAÑAN / FECHA Y FIRMA (23)

<input type="checkbox"/> DESCRIPCIÓN. Nº PÁGINAS: <input type="checkbox"/> Nº DE REIVINDICACIONES: <input type="checkbox"/> DIBUJOS. Nº PÁGINAS: <input type="checkbox"/> LISTA DE SECUENCIAS. Nº PÁGINAS: <input type="checkbox"/> SOPORTE LEGIBLE POR ORDENADOR DE LISTA DE SECUENCIAS <input type="checkbox"/> RESUMEN <input type="checkbox"/> FIGURA A PUBLICAR EN BOPI Nº: ____ <input type="checkbox"/> DOCUMENTO DE PRIORIDAD <input type="checkbox"/> TRADUCCIÓN DEL DOCUMENTO DE PRIORIDAD	<input type="checkbox"/> DOCUMENTO DE REPRESENTACIÓN <input type="checkbox"/> JUSTIFICANTE DEL PAGO DE TASA DE SOLICITUD <input type="checkbox"/> HOJA DE INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA <input type="checkbox"/> PRUEBAS DE LOS DIBUJOS <input type="checkbox"/> SOLICITUD CAP <input type="checkbox"/> OTROS:	FIRMA DEL SOLICITANTE O REPRESENTANTE  Fdo.: José Guadix Martín Director General de Transferencia de Tecnología
--	--	---

Ejemplar para el expediente

ADVERTENCIA: POR DISPOSICIÓN LEGAL LOS DATOS CONTENIDOS EN ESTA SOLICITUD PODRÁN SER PUBLICADOS EN EL BOLETÍN OFICIAL DE LA PROPIEDAD INDUSTRIAL E INSCRITOS EN EL REGISTRO DE PATENTES DE LA OEPM, SIENDO AMBAS BASES DE DATOS DE CARÁCTER PÚBLICO Y ACCESIBLES VÍA REDES MUNDIALES DE INFORMÁTICA

Título

Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona

Objeto de la invención

5 La presente invención tiene por objeto un captador solar plano con tubos de peróxido de silicona huecos con un gas en su interior, colocados en el interior de su absorbedor que permite mejorar el funcionamiento de los captadores solares térmicos planos cuando tienen riesgo de congelación evitando su rotura y manteniendo el rendimiento energético. Tiene su aplicación en el área de la ingeniería mecánica.

10

Estado de la técnica

El absorbedor de un captador solar plano es el elemento por el que circula el fluido caloportador del mismo. Este fluido es con frecuencia agua en estado líquido. Cuando el captador solar se somete a muy bajas temperaturas por heladas ambientales el fluido caloportador se congela, aumenta su volumen y presión y se rompe el absorbedor.

El principal método utilizado en la protección contra heladas de un captador solar es la adición de propilenglicol al agua que circula dentro del absorbedor del colector solar [1]. Sin embargo, las principales desventajas de este método son la degradación del anticongelante con el tiempo, no permite ser utilizado en sistemas directos y su alto coste. Otros métodos utilizados para la protección son:

• La recirculación de agua en el circuito colector [2,3], la cual que requiere de una circulación forzada. Este método puede conducir a una alta pérdida de energía y, en algunos casos, puede causar problemas de fiabilidad si no se dispone de energía eléctrica para activar las bombas de recirculación en el tiempo requerido.

• Recirculación en flujo inverso [4]. Este método puede conducir a una alta pérdida de energía en periodos nocturnos.

• La instalación de una resistencia eléctrica a lo largo de los tubos que contienen el agua en el captador, pero esto puede conducir a un alto consumo de electricidad.

- Sistemas de drenaje con recuperación [5]. Una de las principales desventajas del calentamiento del agua solar mediante los sistemas de drenaje con recuperación es la significativa de pérdida de calor cuando la bomba no está funcionando, tanto como durante la exposición nocturna.

5 • El drenaje al exterior de la instalación [6]. Estos sistemas requieren de un control especial y el agua drenada no puede ser recuperada.

• Hay otros casos en los que la acumulación de agua y el captador solar están en el mismo dispositivo para mantenerse siempre por encima de la temperatura de congelación. Por ejemplo, este es el caso del sistema llamado Integrated Collector/Storage Solar Water Heaters, ICSSWH, basado en un dispositivo patentado
10 en 1891 [7]. Este método puede conducir a una alta pérdida de energía nocturna.

- Otros métodos de protección con un sistema de calentamiento solar en dos fases utilizando acetona o metanol como fluido de trabajo [8,9], pero la capacidad térmica del fluido caloportador se reduce significativamente.

15 Referencias

[1] H. Imura, Y. Koito, M. Mochizuki, H. Fujiura. Start-up from the frozen state of two-phase thermosyphons. *Applied Thermal Engineering* 25 (17-18) (2005) 2730-2739.

[2] K.A. Laing, J.N. Laing. Freeze protection for hot water systems. US Patent US6622930 B2, 2003.

20 [3] K. Hudon, T. Merrigan, J. Burchand, J. Maguire. Low-cost solar water heating research and development roadmap. Technical Report NREL/TP-5500-54793, 2012.

[4] R. Tang, Z. Sun , Z. Li, Y. Yu, H. Zhong, C. Xia. Experimental investigation on thermal performance of flat plate collectors at night. *Energy Conversion and Management* 49 (10) (2008) 2642-2646.

25 [5] R. Botpaev, Y. Louvet, B. Perers, S. Furbo, K. Vajen. Drainback solar thermal systems: a review." *Solar Energy* 128 (2016) 41-60.

[6] J. Burch, J. Salasovich. Water consumption from freeze protection valves for solar water heating systems. ISES Solar World Congress Orlando, Florida August 6-12, 2005. NREL/CP-550-37696.

30 [7] M. Smyth, P.C. Eames, B. Norton. Techno-economic appraisal of an integrated collector/storage solar water heater. *Renewable Energy* 29 (9) (2004) 1503-1514.

[8] A. Ordaz-Flores, O. García-Valladares, V.H. Gómez. Findings to improve the performance of a two-phase flat plate solar system, using acetone and methanol as working fluids. *Solar Energy* 86 (4) (2012) 1089-1098.

[9] E. Mathioulakis, V. Belessiotis. A new heat-pipe type solar domestic hot water system. *Solar Energy* 72 (1) (2002) 13-20.

Descripción de las figuras

Figura 1.- Muestra de un captador solar térmico donde se indican:

1. Captador solar térmico.
- 10 2. Conexión de entrada
3. Conexión de salida
4. Absorbedor
5. Fluido caloportador
6. Tubo de peróxido de silicona
- 15 7. Gas

Figura 2.- Muestra una sección del tubo absorbedor antes del proceso de congelación del fluido caloportador (figura 2.A) y después del proceso de congelación del fluido caloportador (figura 2.B).

Figura 3.- Muestra de un detalle del sellado del tubo de peróxido de silicona tanto en la entrada como en la salida del captador donde se indican:

2. Conexiones de entrada del captador
3. Conexión de salida del captador
4. Absorbedor
5. Fluido caloportador
- 25 6. Tubo de peróxido de silicona.
7. Gas
8. Sellado lateral del tubo de peróxido de silicona

Descripción de la invención

30 El absorbedor de un captador solar plano es el elemento por el que circula el fluido caloportador. Este fluido es con frecuencia agua en estado líquido. Cuando el captador se somete a muy bajas temperaturas el fluido se congela, aumenta su volumen y se rompe el absorbedor. Por otro lado, el fluido caloportador también está expuesto a
35 temperaturas muy variables y en muchas ocasiones superan los 120°C y además dependiendo de la configuración del captador solar en la instalación solar del edificio el

fluido caloportador es el agua de consumo humano del edificio que vuelve caliente al ser humano por lo que no deben alterarse sus propiedades de forma nociva para el ser humano.

5 La presente invención se refiere a un captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco relleno de un gas, principalmente aire, que se coloca dentro del absorbedor de un captador solar. Este material permite absorber las variaciones de volumen que se producen en el fluido caloportador que ocurren por el hecho de pasar de estado líquido a estado sólido al congelarse. Este material soporta todas las condiciones de operación de temperatura y presión de un captador solar de forma
10 fiable y duradera, es barato e inocuo para el ser humano y el medioambiente.

La invención que nos ocupa se refiere a un captador solar plano con uno o varios tubos concéntricos de peróxido de silicona hueco, o de otra configuración geométrica, en la que en su interior pueda contener un gas, preferiblemente aire, colocados estos en el interior del absorbedor de un captador solar plano.

15 El captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior colocado dentro del absorbedor absorbe las dilataciones, que se producen en el fluido caloportador del interior del absorbedor al congelarse éste sin afectar al absorbedor. El proceso es totalmente pasivo y no consume energía. Además soporta temperaturas superiores a 130°C sin degradarse. Por otro lado, el tubo de peróxido de silicona es
20 compatible con todos los materiales en los que está en contacto como el fluido caloportador, normalmente agua, el gas interior, normalmente aire y con los materiales propios del absorbedor normalmente cobre o aluminio.

Además el tubo de peróxido de silicona tiene una muy baja rugosidad por lo que no afecta significativamente a las propiedades energéticas del captador solar,
25 básicamente su rendimiento energético y la caída de presión.

Desde el punto de vista sanitario y ambiental, el captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior es inocuo para el ser humano, es decir, no es tóxico ni reaccionante con el agua para que pueda utilizarse en instalaciones solares directas que es lo que ocurre cuando el fluido caloportador
30 caliente que pasa por el absorbedor es el que recibe el ser humano.

Desde el punto de vista económico, el captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco es competitivo con otras soluciones de prevención del riesgo de heladas

Modo de realización de la invención

A continuación se describe un modo de realización de la invención basado en las figuras.

5 Al absorbedor (4), preferiblemente en forma de serpentín, se le conectan las conexiones soldadas de entrada (2) y salida (3) requeridas para el captador solar y se le sueldan las superficies selectivas. Todo el proceso de soldadura del absorbedor debe ser anterior a la incorporación del tubo de silicona.

10 Se introduce el tubo de peróxido de silicona (6) en el interior del absorbedor. Se sella y cierra la entrada y salida del tubo de peróxido de silicona (8) por fusión u otro procedimiento.

El volumen del tubo de peróxido de silicona debe poder absorber la variación de volumen del fluido caloportador al congelarse, según proceso 2.A y 2.B de la figura 2. Por ejemplo, en la realización preferente el fluido caloportador es agua, por lo que en este caso, el diámetro interior del tubo del absorbedor debe ser igual o inferior a 3,5 veces el diámetro interior del tubo de peróxido de silicona cuando el agua está a 25°C y 1 bar.

Una vez realizado el absorbedor con las superficies selectivas incorporadas al mismo y el tubo de peróxido de silicona en su interior se continúa con la fabricación del captador en su proceso normal, que en una realización preferente es incorporar aislante posterior y lateral al absorbedor, protección posterior y lateral del aislante, cubierta frontal de vidrio y marco con juntas de estanqueidad.

La presente invención también puede ser aplicada a captadores solares planos sin cubierta.

25

30

Reivindicaciones

- 1.- Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior colocado dentro del absorbedor caracterizado porque el tubo de peróxido de silicona absorbe dilataciones que se producen en el fluido caloportador del interior del absorbedor al congelarse éste sin afectar al absorbedor.
5
2. Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior según reivindicación 1, caracterizado porque el tubo de peróxido de silicona es compatible con temperaturas superiores a 130°C sin degradarse.
3. Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior según reivindicaciones anteriores, caracterizado porque el tubo de peróxido de silicona es compatible con el fluido caloportador, preferentemente agua.
10
4. Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior según reivindicaciones anteriores, caracterizado porque el tubo de peróxido de silicona es compatible con el gas interior, preferentemente aire
5. Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior según reivindicaciones anteriores, caracterizado porque el tubo de peróxido de silicona es compatible con los materiales del absorbedor preferentemente cobre o aluminio.
15
- 6.-Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior según reivindicaciones anteriores, caracterizado porque la baja rugosidad del tubo de peróxido de silicona mantiene el rendimiento energético del captador solar
20
- 7.-Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior según reivindicaciones anteriores, caracterizado porque el tubo de peróxido de silicona pueden ser uno o varios tubos.
- 8.-Captador solar plano con tubo de peróxido de silicona hueco con gas en su interior según reivindicaciones anteriores, caracterizado porque el tubo de peróxido de silicona puede tener cualquier geometría.
25

Figuras

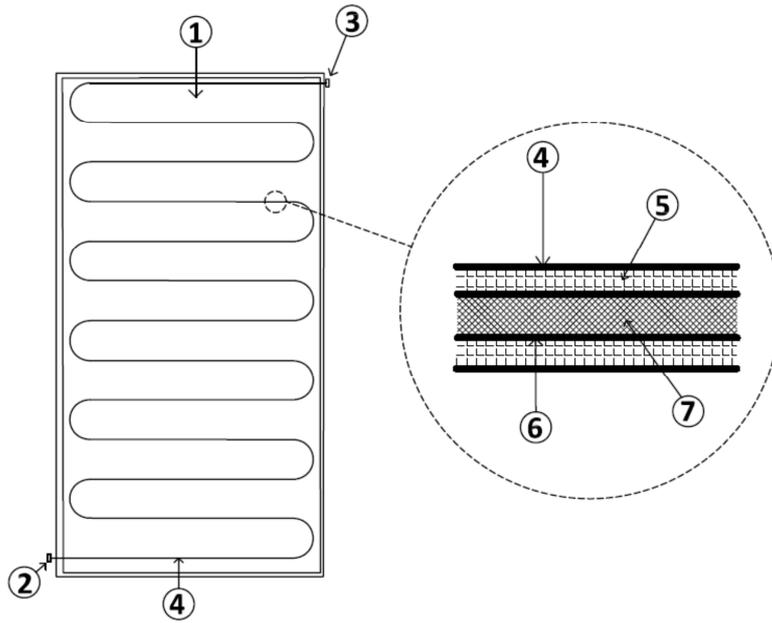


Figura 1

5

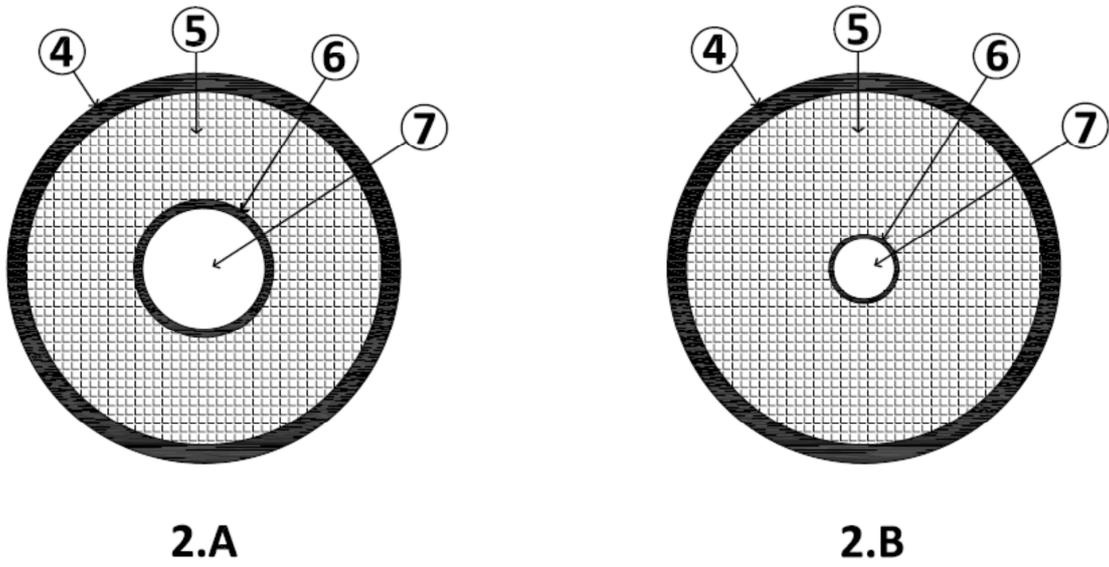


Figura 2

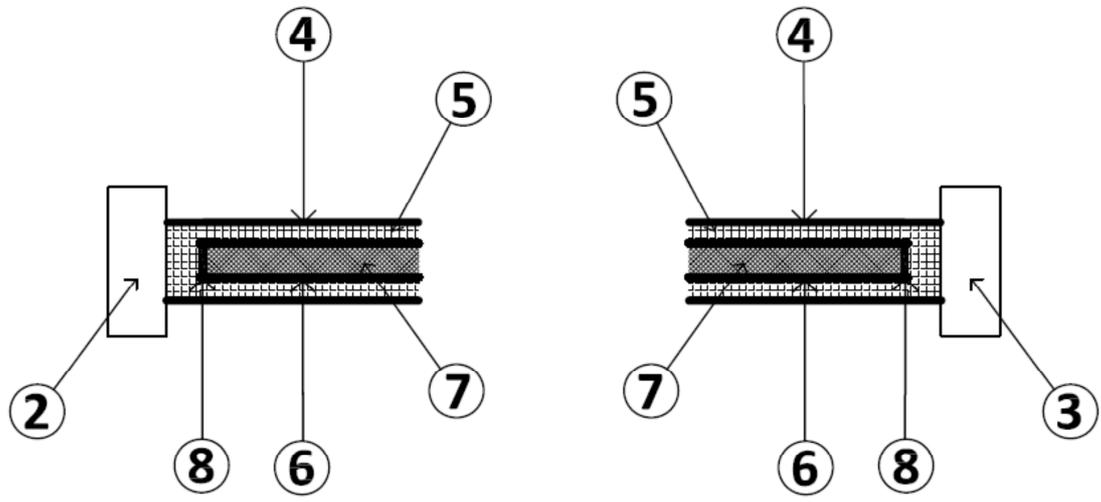


Figura 3

5

10

15

Resumen

La presente invención tiene por objeto un captador solar plano con tubos de peróxido de silicón huecos con un gas en su interior, colocados en el interior de su absorbedor que permite mejorar el funcionamiento de los captadores solares térmicos planos cuando tienen riesgo de congelación evitando su rotura y manteniendo el rendimiento energético. Tiene su aplicación en el área de la ingeniería mecánica.

