



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

Análisis y desarrollo de una instalación de energía solar
térmica con almacenamiento mediante una parafina con
cambio de fase a 55°C

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de la Energía

AUTOR/A: Lasarte Pampló, Alicia

Tutor/a: Payá Herrero, Jorge

Cotutor/a: Cazorla Marín, Antonio

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA



ANÁLISIS Y DESARROLLO DE UNA INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA CON ALMACENAMIENTO MEDIANTE UNA PARAFINA CON CAMBIO DE FASE A 55°C

AUTORA: Lasarte Pampló, Alicia

TUTOR: Payá Herrero, Jorge

COTUTOR:  Cazorla Marín, Antonio

Curso Académico: 2022-23 

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría dar las gracias a mis tutores de TFG, Jorge y Toni, por haberme brindado la oportunidad de trabajar con vosotros durante todo este tiempo y haber confiado en mí para desarrollar el trabajo de fin de grado en el Instituto Energético de la Universitat Politècnica de València. Gracias de antemano, por toda la ayuda y dedicación.

A todos mis compañeros del IIE por toda la ayuda recibida y en especial a Alejandro y a Edgar por haberme ayudado con toda la puesta en marcha de la instalación del depósito de PCMs, ya que han sido unas semanas de mucho trabajo y entrega.

Finalmente, me gustaría agradecer a todos mis compañeros y amigos, a toda mi familia y en particular a mis padres y a mi hermana Irene, por el apoyo recibido durante estos años.

¡Muchas gracias a todos!

RESUMEN

El presente trabajo consiste, en primer lugar, en analizar el funcionamiento de una instalación de energía solar térmica con un captador solar plano y otro con tubos de vacío. Para ello, se realizarán ensayos experimentales y se analizarán posteriormente las medidas. Se evaluarán las prestaciones incidiendo especialmente en ciertos indicadores como por ejemplo el rendimiento de los colectores. En segundo lugar, se estudiará el acoplamiento con un depósito que contiene una parafina con cambio de fase a 55°C. De esta manera, la instalación tendrá también la opción de almacenamiento con energía latente. Finalmente, se realizará un análisis técnico-económico de la implantación de depósitos de almacenamiento de energía latente en instalaciones de agua caliente sanitaria.

Palabras clave: Almacenamiento energía térmica; Material cambio de fase; Instalación experimental; Energía solar térmica.

RESUM

El present treball consisteix, en primer lloc, a analitzar el funcionament d'una instal·lació d'energia solar tèrmica amb un captador solar pla i un altre amb tubs de buit. Per a això, es realitzaran assajos experimentals i s'analitzaran posteriorment les mesures. S'avaluaran les prestacions incidint especialment en uns certs indicadors com per exemple el rendiment dels col·lectors. En segon lloc, s'estudiarà l'acoblament amb un depòsit que conté una parafina amb canvi de fase a 55 °C. D'aquesta manera, la instal·lació tindrà també l'opció d'emmagatzematge amb energia latent. Finalment, es realitzarà una anàlisi tecnicoeconòmica de la implantació de depòsits d'emmagatzematge d'energia latent en instal·lacions d'aigua calenta sanitària.

Paraules clau: Emmagatzematge energia tèrmica; Material canvi de fase; Instal·lació experimental; Energia solar tèrmica.

ABSTRACT

The present work consists, firstly, in analysing the operation of a solar thermal installation with a flat plate solar thermal collector and another with vacuum tubes. Experimental tests will be carried out and the measurements will be analysed. The benefits will be evaluated focusing especially in key performance indicators such as the performance of the collectors. Secondly, the coupling with a tank containing a phase change paraffin at 55°C will be studied. In this way, the installation will also have the option of storage with latent heat. Finally, a technical-economic analysis of the implementation of latent energy storage tanks in domestic hot water facilities will be carried out.

Keywords: Thermal energy storage; Phase change material; Experimental installation; Solar thermal energy.

ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

MEMORIA.....	1
PRESUPUESTO	82
ANEXOS	90

ÍNDICE GENERAL DE LOS CONTENIDOS

MEMORIA.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	5
1.1. Contexto.....	6
1.2. Objetivos	7
2. ANTECEDENTES	9
2.1. Solar térmica de baja temperatura	9
2.1.1. Radiación solar y potencial en España	9
2.1.2. Evolución de la tecnología de solar térmica de baja temperatura en España	10
2.1.3. Componentes y equipos de la instalación.....	11
2.1.4. Colectores solares de baja temperatura más utilizados	14
2.1.5. Balance energético de un captador	15
2.1.6. Aplicaciones de solar térmica de baja temperatura	16
2.1.7. Normativa.....	17
2.1.8. Tendencias y avances	17
2.2. Almacenamiento térmico.....	18
2.2.1. Definición de almacenamiento térmico.....	18
2.2.2. Tipos de almacenamiento térmico.....	18
2.2.3. Diseño de sistemas de almacenamiento térmico latente.....	19
2.2.4. Materiales de cambio de fase en almacenamiento de calor latente.....	20
2.2.5. Criterios de selección de PCM.....	22
2.2.6. Características generales de la parafina.....	22

2.2.7.	Aplicaciones de instalaciones solares de baja temperatura junto con almacenamiento latente	23
2.2.8.	Tendencias y avances en el almacenamiento	24
3.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	25
3.1.	Emplazamiento.....	25
3.2.	Descripción general de la instalación solar térmica de baja temperatura	25
3.2.1.	Captadores solares	26
3.2.2.	Circuito hidráulico	27
3.2.3.	Sistema de control y medición	32
3.3.	Descripción general de la instalación de almacenamiento térmico latente.....	33
3.3.1.	Depósito	33
3.3.2.	Sistema de control y medición	34
3.3.3.	Material de cambio de fase.....	35
3.4.	Descripción del conjunto de ambas instalaciones	36
3.4.1.	Puesta en marcha.....	36
4.	Metodología de ensayo.....	39
4.1.	Metodología de ensayo para la instalación solar del IIE.....	39
4.1.1.	Estudio de la normativa actual y comparación con la instalación	39
4.1.2.	Metodología de ensayo.....	41
4.1.3.	Ensayos realizados de manera individual con el captador plano y con el captador de tubos de vacío con temperatura descendente	43
4.1.	Metodología de ensayo para depósito latente del IIE	46
4.1.1.	Ensayos de carga y descarga realizados con el almacenamiento latente con la resistencia térmica	48
5.	CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL	51
5.1.	Prestaciones de los captadores solares	51
5.1.1.	Comparación del rendimiento experimental y fabricante y observar qué diferencias hay en el porcentaje	51
5.1.2.	Estudio de la reproducibilidad para temperaturas de entrada de 30-45-60°C para diferentes ensayos	54
5.1.3.	Impacto del caudal sobre el calor absorbido y el rendimiento de cada colector.....	55
5.1.4.	Determinación del porcentaje de etilenglicol en la instalación.....	60
5.1.5.	Análisis de las incertidumbres de los instrumentos usados para medir el caudal: coriolis y rotámetros trabajando de manera individual.....	60
5.1.6.	Rapidez de los ensayos con o sin depósito de inercia.....	60
5.2.	Prestaciones del depósito	61

5.2.1.	Estudio de una carga y una descarga para temperaturas de impulsión de 70 y 35°C respectivamente y estudio del comportamiento del PCM	61
5.2.2.	Estudio de las pérdidas térmicas del depósito latente	67
5.2.3.	Estimación del tiempo necesario para carga el depósito a partir de los colectores solares de la instalación.....	69
6.	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO.....	71
6.1.	Análisis económico y medioambiental.....	73
6.1.1.	Presupuesto.....	73
6.1.2.	Estudio de viabilidad económica y ambiental.....	74
7.	CONCLUSIONES	75
8.	REFERENCIAS.....	77
	PRESUPUESTO	82
1.	PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR CON ACUMULADOR.....	84
1.1.	Cuadro de precios unitarios: mano de obra y materiales	84
1.1.1.	Cuadro de mano de obra.....	84
1.1.1.	Cuadro de materiales	84
1.2.	Cuadro de precios descompuestos y cuadro de precios N°1 y N°2.....	84
1.3.	Mediciones y presupuesto	86
1.4.	Resumen de capítulos	86
2.	PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR CON DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO LATENTE....	87
2.1.	Cuadro de precios unitarios: mano de obra y materiales	87
2.1.1.	Cuadro de mano de obra.....	87
2.1.2.	Cuadro de materiales	87
2.2.	Cuadro de precios descompuestos y cuadro de precios N°1 y N°2.....	87
2.3.	Mediciones y presupuesto	89
2.4.	Resumen de capítulos	89
	ANEXOS	90
1.	ECUACIONES POLINÓMICAS PARA TRATAMIENTO Y USO COMPUTACIONAL.....	93
2.	ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE.....	94
2.1.	Estimación de las medidas de incertidumbre	94
2.2.	Especificaciones de incertidumbre de los instrumentos de medida	95
2.2.1.	Coriolis “Micro Motion CMF025”	95
2.2.2.	Rotámetro “Yokogawa”	96
2.2.3.	Piranómetro “CMP3”	96
2.2.4.	Termorresistencia “RTD Clase 1/10DIN”.....	97
2.2.5.	Termopar “Tipo T”	97

2.3.	Incertidumbre en un resultado determinado a partir de “EES”	97
3.	CÁLCULOS ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO	101
3.1.	Demanda de energía térmica	101
3.2.	Cálculo de la contribución solar	102
3.3.	Volumen de acumulación y área de captadores	102
3.4.	Pérdida por orientación e inclinación	103
3.5.	Dimensionado del circuito hidráulico	104
3.6.	Bomba de circulación	108
3.7.	Vaso de expansión.....	109
3.8.	Aislamiento.....	110
3.9.	Potencia del intercambiador	111
3.10.	Depósito de acumulación.....	111
3.11.	Cálculo del ahorro anual	111
4.	CERTIFICADO “CHEQ4”	112
5.	PLIEGO DE CONDICIONES INSTALACIÓN SOLAR ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO	114
5.1.	Colector solar térmico “ESCOL FMAX 2.4”	114
5.2.	Estructura cubierta inclinada para 1 captador.....	115
5.3.	Depósito de acumulación “CORAL VITRO-SERPENTÍN “de LAPESA	116
5.4.	Bomba de circulación	117
6.	PLIEGO DE CONDICIONES INSTALACIÓN SOLAR IIE.....	119
6.1.	Bomba “Wilo 20/6”	119
6.2.	Captador plano “AVANT SOLAR”	122
6.3.	Captador de tubos de vacío “SUNMAX 6 58/1800”	123
6.4.	Sistema de convección natural/forzada.....	124
6.5.	Coriolis “Micro Motion CMF025”	125
6.6.	Rotámetro “Yokogawa 15-150”	126
6.7.	Rotámetro “Yokogawa 20-230”	127
6.8.	Rotámetro “Yokogawa 38-380”	128
6.9.	Depósito de inercia	129
6.10.	Piranómetro “CMP3”	130
6.11.	Resistencia interna del depósito de inercia modelo “RA 01 091”	131
6.12.	Intercambiador de placas.....	132
6.13.	Enfriadora “CIAT AQUALIS 28”	133
6.14.	Vaso de expansión.....	136
6.15.	Parafina RT55	137

7.	COMUNICACIONES EN CONGRESOS	138
7.1.	Comunicación en el congreso CYTEF 2022 con título “Prácticas de laboratorio con una instalación de captadores solares térmicos en condiciones ambientales reales”	138
7.2.	Comunicación aceptada para el congreso 13CNIT “Practical lesson comparing the real outdoor performance of two solar termal collectors”	139
7.3.	Comunicación aceptada para el congreso 13CNIT “Innovate practical lesson on termal energy storage for sanitary hot water applications”	140
8.	RELACIÓN DEL TRABAJO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA AGENDA 2030.....	141

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible.	8
Figura 2. Alteración de la radiación solar tras su paso por la atmósfera [11].....	9
Figura 3. Radiación global sobre superficie horizontal [kWh/m ²] en Europa [13].....	10
Figura 4. Capacidad de energía solar térmica instalada en la UE en 2021 [16].	11
Figura 5. Figura general del funcionamiento de una instalación solar térmica [17].	12
Figura 6. Captador plano y de tubos de vacío en el techo del edificio del Instituto de Construcción en Olsztyn.....	16
Figura 7. Tipos de almacenamiento de energía térmica.....	18
Figura 8. Clasificación de las sustancias usadas para almacenamiento térmico [33]......	20
Figura 9. Instalación solar con almacenamiento térmico latente.....	23
Figura 10. Emplazamiento de la instalación (ref. V.8P.0.36 en la Universitat Politècnica de València) [40].	25
Figura 11. Esquema de la instalación solar térmica de baja temperatura.....	26
Figura 12. Fotografía del captador solar plano y del captador de tubos de vacío.....	26
Figura 13. Circuito hidráulico de la instalación solar térmica de baja temperatura.....	27
Figura 14. Bomba de rotor sumergible “WILO Star 20/6”.	28
Figura 15. Coriolis “Micro Motion CMF-025M300NB”.	28
Figura 16. Rotámetros regulables “Yokogawa” a la entrada de cada uno de los captadores solares.	29
Figura 17. Intercambiador de placas “AlfaLaval CB26-16” y válvula de tres vías.	29
Figura 18. Depósito de inercia.....	30
Figura 19. Vasos de expansión.	30
Figura 20. Funcionamiento normal de la instalación y funcionamiento con el sistema de convección.....	31
Figura 21. Esquema de los termopares y termorresistencias distribuidas en el circuito primario de la instalación solar.....	31
Figura 22. Esquema de termopares y termorresistencias distribuidas en los colectores solares.	32
Figura 23. Piranómetro “KIPP & ZONEN CMP-3”	32
Figura 24. Cuadro eléctrico de control.....	33
Figura 25. Vista superior y vista frontal del depósito de PCM del IIE [29]......	34
Figura 26. Posición de los termopares dentro del tanque de almacenamiento latente.	35
Figura 27. Curva entalpía-temperatura de la parafina RT55 medido por RUBITHERM [44]......	35
Figura 28. Representación esquemática de la instalación solar térmica con el depósito de almacenamiento latente.	36
Figura 29. Manómetro usado para la comprobación del fugado.	36
Figura 30. Depósito con los termopares y tarjeta del Datalogger para la comprobación del correcto funcionamiento de los termopares.	37
Figura 31. Instalación caudalímetro volumétrico en circuito primario y circuito hidráulico del depósito.....	37
Figura 32. Preparación de los termopares y termorresistencias del depósito.	38
Figura 33. Introducción de la parafina dentro del depósito.	38
Figura 34. Metodología de ensayo de la instalación solar.	42
Figura 35. Temperatura ambiente y temperaturas de entrada y salida del captador plano, ensayo 10 de junio de 2022.....	43

Figura 36. Irradiancia global incidente sobre la superficie del colector plano, ensayo 10 de junio de 2022.....	43
Figura 37. Caudal trasegado por el captador plano, ensayo 10 de junio de 2022.....	44
Figura 38. Rendimientos teóricos y experimentales del ensayo realizado con el captador plano, ensayo 10 de junio de 2022.	44
Figura 39. Temperatura ambiente y temperaturas de entrada y salida del captador de tubos de vacío, ensayo 14 de junio de 2022.	45
Figura 40. Irradiancia global incidente sobre la superficie del colector de tubos de vacío, ensayo 14 de junio de 2022.....	45
Figura 41. Caudal trasegado por el captador de tubos de vacío, ensayo 14 de junio de 2022. .	46
Figura 42. Rendimientos teóricos y experimentales del ensayo realizado con el captador de tubos de vacío, ensayo 14 de junio de 2022.	46
Figura 43. Temperatura de entrada y salida al depósito de almacenamiento latente, ensayo 22 de junio de 2023.....	49
Figura 44. Temperatura media del PCM durante el ensayo de carga y descarga, ensayo 22 de junio de 2023.....	49
Figura 45. Temperatura del PCM para la cuarta columna y las tres filas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.....	50
Figura 46. Temperatura del PCM para la sexta columna y las tres filas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.....	50
Figura 47. Rendimientos teóricos y experimentales junto con barras de error del ensayo realizado con el captador, ensayo 10 de junio de 2022.....	51
Figura 48. Rendimientos teóricos y experimentales junto con barras de error del ensayo realizado con el captador de tubos de vacío el día 14 de junio de 2022.	52
Figura 49. Rendimientos teóricos y experimentales del ensayo realizado con el captador de tubos de vacío antes de la limpieza del captador, ensayo 29 de abril de 2022.....	53
Figura 50. Repetibilidad de rendimientos experimentales para ensayos con captador plano...	54
Figura 51. Repetibilidad de rendimientos experimentales para ensayos con el captador de tubos de vacío.	55
Figura 52. Calor absorbido por el captador plano en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.....	56
Figura 53. Salto térmico (DT) obtenido en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.....	56
Figura 54. Rendimiento experimental y teórico del captador plano en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.....	57
Figura 55. Calor absorbido por el captador de tubos de vacío en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.	58
Figura 56. Salto térmico (DT) obtenido en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.....	58
Figura 57. Rendimiento experimental y teórico del captador plano en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.....	59
Figura 58. Temperaturas del PCM para la primera fila con sus 7 columnas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.	66
Figura 59. Temperaturas del PCM para la fila central con sus 7 columnas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.	66
Figura 60. Temperaturas del PCM para la tercera fila con sus 7 columnas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.	66

Figura 61. Temperatura media del PCM en la zona muerta y en la zona del serpentín y temperatura ambiente, ensayo de 23- 25 de junio de 2023.	67
Figura 62. Pérdidas térmicas para cada tramo horario, ensayo 23-25 de junio de 2023.	68
Figura 63. Transmitancia térmica zona útil, ensayo 23-25 de junio de 2023.	69
Figura 64. Situación de la vivienda [49].	71
Figura 65. Plano vista perfil de la vivienda.	71
Figura 66. Datos de ensayo del captador plano SOL 200.	72
Figura 67. Captador ESCOSOL FMAX 2.4 de Salvador Escoda.	72
Figura 68. Depósito de acumulación CV120M 1M de LAPESA.	72
Figura 69. Bomba “Comfort 15-14 B PM” de GRUNDFOS.	72
Figura 70. Presupuesto de ejecución material (PEM) desglosado de la instalación solar con acumulador e instalación solar con almacenamiento latente.	74
Figura 71. Incertidumbres del captador plano para temperaturas de entrada de 30°C, ensayo 10 de junio de 2022.	97
Figura 72. Incertidumbres del captador plano para temperaturas de entrada de 45°C, ensayo 10 de junio de 2022.	98
Figura 73. Incertidumbres del captador plano para temperaturas de entrada de 60°C, ensayo 10 de junio de 2022.	98
Figura 74. Incertidumbres del captador de tubos de vacío para temperaturas de entrada de 30°C, ensayo 14 de junio de 2022.	99
Figura 75. Incertidumbres del captador de tubos de vacío para temperaturas de entrada de 45°C, ensayo 14 de junio de 2022.	99
Figura 76. Incertidumbres del captador de tubos de vacío para temperaturas de entrada de 60°C, ensayo 14 de junio de 2022.	100
Figura 77. Radiación, temperatura de red y temperatura ambiente de Godelleta.	101
Figura 78. Consumo diario y ocupación estacional de la vivienda unifamiliar.	101
Figura 79. Ángulo de acimut, ángulo de inclinación y porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.	103
Figura 80. Concentración (% en peso) de propilenglicol.	104
Figura 81. Densidad de la disolución de propilenglicol en función de la temperatura.	105
Figura 82. Viscosidad la disolución de propilenglicol en función de la temperatura.	105
Figura 83. Calor específico de la disolución en función de la temperatura.	106
Figura 84. Pérdidas de carga para tuberías de cobre, utilizando agua a 45°C.	107
Figura 85. Factor de corrección de temperatura.	107
Figura 86. Curvas características de altura de impulsión y potencia de la bomba.	109
Figura 87. Temperatura máxima de la mezcla en el circuito (°C).	109

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características comparativas de los captadores solares [17].	14
Tabla 2. Ventajas e inconvenientes de los PCMs orgánicos.	21
Tabla 3. Ventajas e inconvenientes de los PCMs inorgánicos.	21
Tabla 4. Características técnicas de ambos captadores solares.	26
Tabla 5. Características principales del depósito de almacenamiento latente.	34
Tabla 6. Valores de incertidumbre de los equipos de la instalación.	39

Tabla 7. Rendimiento experimental y de fabricante del captador plano para cada tramo, ensayo 10 de junio de 2022.....	51
Tabla 8. Rendimiento experimental y de fabricante del captador de tubos de vacío para cada tramo, ensayo 10 de junio de 2022.....	52
Tabla 9. Tabla resumen de los puntos representativos del ensayo con el captador plano, ensayo 18 de julio de 2022.....	57
Tabla 10. Tabla resumen de los puntos representativos del ensayo con el captador de tubos de vacío, ensayo 18 de julio de 2022.	59
Tabla 11. Incertidumbres para rotámetros y coriolis con el caudal máximo a 30°C.	60
Tabla 12. Tiempo de ensayo de la carga y la descarga del ensayo realizado el 22 de junio de 2023.	61
Tabla 13. Resultados de la carga y descarga realizada el 20 de junio de 2023.....	63
Tabla 14. Rendimiento final de ambos ensayos para el depósito de almacenamiento latente.	64
Tabla 15. Tabla resumen de los números adimensionales.	65
Tabla 16. Pérdidas térmicas para cada uno de los tramos, ensayo 23 de junio 2023.	68
Tabla 17. Tabla resumen de irradiancia, energía captada por captador, horas de carga y horas diarias de irradiancia.	70
Tabla 18. Presupuesto de la instalación solar con depósito de acumulación.....	73
Tabla 19. Presupuesto de la instalación solar con almacenamiento latente de 55°C.	73
Tabla 20. Periodo de retorno para instalación solar con depósito de acumulación y con almacenamiento latente	74
Tabla 21. Coeficientes para una ecuación polinómica de un fluido compuesto por agua y etilenglicol.....	93
Tabla 22. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres del Coriolis “Micro Motion CMF025”.....	95
Tabla 23. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres del Rotámetro “Yokogawa” del captador plano.....	96
Tabla 24. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres del Rotámetro “Yokogawa” captador de tubos.	96
Tabla 25. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres del Piranómetro “CMP3”.....	96
Tabla 26. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres de las termorresistencias “RTD 1/10 DIN”.	97
Tabla 27. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres de los termopares “Tipo T”.....	97
Tabla 29. Caudal, diámetro, velocidad y pérdidas de carga totales.	108
Tabla 29. Datos necesarios para la selección de la bomba.	108
Tabla 30. Aislamiento de tubería en función del diámetro exterior y la temperatura del fluido.	110
Tabla 31. Ahorro anual.....	111

MEMORIA

AUTOR: LASARTE PAMPLÓ, ALICIA

TUTOR: PAYÁ HERRERO, JORGE

COTUTOR: CAZORLA MARÍN, ANTONIO

ÍNDICE MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN.....	5
1.1.	Contexto.....	6
1.2.	Objetivos.....	7
2.	ANTECEDENTES.....	9
2.1.	Solar térmica de baja temperatura.....	9
2.1.1.	Radiación solar y potencial en España.....	9
2.1.2.	Evolución de la tecnología de solar térmica de baja temperatura en España....	10
2.1.3.	Componentes y equipos de la instalación.....	11
2.1.3.1.	Sistemas de captación.....	12
2.1.3.2.	Sistema de intercambio.....	12
2.1.3.3.	Sistema de acumulación.....	12
2.1.3.4.	Circuito hidráulico.....	12
2.1.3.5.	Sistema de regulación y control.....	13
2.1.3.6.	Sistema auxiliar o de apoyo.....	14
2.1.4.	Colectores solares de baja temperatura más utilizados.....	14
2.1.5.	Balance energético de un captador.....	15
2.1.6.	Aplicaciones de solar térmica de baja temperatura.....	16
2.1.7.	Normativa.....	17
2.1.8.	Tendencias y avances.....	17
2.2.	Almacenamiento térmico.....	18
2.2.1.	Definición de almacenamiento térmico.....	18
2.2.2.	Tipos de almacenamiento térmico.....	18
2.2.3.	Diseño de sistemas de almacenamiento térmico latente.....	19
2.2.4.	Materiales de cambio de fase en almacenamiento de calor latente.....	20
2.2.5.	Criterios de selección de PCM.....	22
2.2.6.	Características generales de la parafina.....	22
2.2.7.	Aplicaciones de instalaciones solares de baja temperatura junto con almacenamiento latente.....	23
2.2.8.	Tendencias y avances en el almacenamiento.....	24
3.	DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....	25
3.1.	Emplazamiento.....	25
3.2.	Descripción general de la instalación solar térmica de baja temperatura.....	25
3.2.1.	Captadores solares.....	26
3.2.2.	Circuito hidráulico.....	27

3.2.3.	Sistema de control y medición	32
3.3.	Descripción general de la instalación de almacenamiento térmico latente	33
3.3.1.	Depósito	33
3.3.2.	Sistema de control y medición	34
3.3.3.	Material de cambio de fase	35
3.4.	Descripción del conjunto de ambas instalaciones	36
3.4.1.	Puesta en marcha	36
4.	Metodología de ensayo	39
4.1.	Metodología de ensayo para la instalación solar del IIE	39
4.1.1.	Estudio de la normativa actual y comparación con la instalación	39
4.1.2.	Metodología de ensayo	41
4.1.3.	Ensayos realizados de manera individual con el captador plano y con el captador de tubos de vacío con temperatura descendente	43
4.1.	Metodología de ensayo para depósito latente del IIE	46
4.1.1.	Ensayos de carga y descarga realizados con el almacenamiento latente con la resistencia térmica	48
5.	CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL	51
5.1.	Prestaciones de los captadores solares	51
5.1.1.	Comparación del rendimiento experimental y fabricante y observar qué diferencias hay en el porcentaje	51
5.1.2.	Estudio de la reproducibilidad para temperaturas de entrada de 30-45-60°C para diferentes ensayos	54
5.1.3.	Impacto del caudal sobre el calor absorbido y el rendimiento de cada colector	55
5.1.4.	Determinación del porcentaje de etilenglicol en la instalación	60
5.1.5.	Análisis de las incertidumbres de los instrumentos usados para medir el caudal: coriolis y rotámetros trabajando de manera individual	60
5.1.6.	Rapidez de los ensayos con o sin depósito de inercia	60
5.2.	Prestaciones del depósito	61
5.2.1.	Estudio de una carga y una descarga para temperaturas de impulsión de 70 y 35°C respectivamente y estudio del comportamiento del PCM	61
5.2.2.	Estudio de las pérdidas térmicas del depósito latente	67
5.2.3.	Estimación del tiempo necesario para carga el depósito a partir de los colectores solares de la instalación	69
6.	ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO	71
6.1.	Análisis económico y medioambiental	73
6.1.1.	Presupuesto	73
6.1.2.	Estudio de viabilidad económica y ambiental	74

7. CONCLUSIONES	75
8. REFERENCIAS.....	77

1. INTRODUCCIÓN

El cambio climático y la degradación ambiental constituyen una gran amenaza para el mundo. Ante el aumento de la población, así como la progresiva degradación del medio ambiente provocada por la actividad humana, tomar medidas para proteger el medio ambiente es una prioridad [1]. Por lo tanto, es de gran importancia la implementación de estrategias medioambientales como Green Deal [2] para alcanzar el objetivo de neutralidad climática para 2050.

En la actualidad, gracias a las estrategias impulsadas por la UE, muchos países están trabajando en la transición hacia un sistema energético donde se impulsa la innovación verde, las inversiones estratégicas, el conocimiento y el desarrollo de capacidades para conseguir reducir las emisiones de efecto invernadero y la dependencia de los combustibles fósiles.

España es uno de los países de la UE que se ha comprometido en reducir las emisiones de efecto invernadero tanto en el ámbito de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, mediante el Protocolo de Kioto y el Acuerdo de París, como en el de la Unión Europea. Por tanto, los próximos objetivos que se han planteado para 2030 son los siguientes [3]:

- Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 40% con respecto a 1990 en 2030.
- Elevar la cuota de renovables en el consumo de energía final por encima del 27%, que posteriormente se aumentó al 32%.
- Mejorar la eficiencia energética en al menos un 27%, objetivo que aumentó con posterioridad al 32,5%.
- Tomar medidas urgentes para alcanzar un objetivo mínimo del 10% de las interconexiones de electricidad en 2020 y del 15% en 2030.

En el siguiente trabajo, se plantea estudiar una instalación donde se combina la energía solar térmica junto con un depósito de almacenamiento térmico latente. La energía solar térmica se puede utilizar para la producción de agua caliente sanitaria y calefacción de edificios y procesos industriales, mientras que el almacenamiento térmico es una forma útil de almacenar energía térmica, lo que puede conceder flexibilidad a los sistemas energéticos. Dado que en muchas aplicaciones hay demanda de calor por la noche, cuando no hay radiación solar, la única alternativa para tener una fracción solar elevada consiste en almacenar calor.

Ambos sistemas pueden jugar un papel clave en el cumplimiento de los objetivos propuestos para 2030, particularmente en términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, con el uso de energía solar térmica en lugar de combustibles fósiles y a la mejora de la eficiencia energética, esto se debe a que tanto la energía solar térmica como el almacenamiento térmico están en constante investigación y durante los últimos años se han publicado una gran cantidad de artículos que presentan investigaciones acerca de la mejora de los sistemas actuales. Esto ha provocado una mejora tanto de los diseños, como de la eficiencia, como del desarrollo de nuevos prototipos.

1.1. Contexto

El siguiente Trabajo Fin de Grado (TFG) surge a partir de dos becas de colaboración concedidas por el área térmica del Instituto de Ingeniería Energética (IIE) de la Universitat Politècnica de València en los cursos 2021-2022 y 2022-2023. El contenido del TFG se ha realizado íntegramente en el contexto de ambas becas de colaboración.

El Instituto de Ingeniería Energética (IIE) [4] es una institución dentro de la universidad la cual en los últimos 20 años ha sido un instituto de referencia en I+D+i dentro del campo de la energía. Dentro del mismo hay 5 áreas de investigación distintas, en él se encuentra el área térmica, que se centra en la investigación relacionada con la transmisión de calor, modelado de flujos y sistemas térmicos y energéticos entre otras líneas.

La primera beca de colaboración en el IIE arrancó en diciembre de 2021 y finalizó en julio de 2022, esta consistía en la formación sobre la monitorización, control y adquisición de datos y la formación en balances de energía y el cálculo de rendimientos tanto teóricos como experimentales de una instalación formada por un captador solar plano y uno de tubos de vacío.

La segunda beca de colaboración dio comienzo en febrero de 2022 y finalizó en julio de 2023, y se focalizó en la formación sobre sistemas de almacenamiento de energía térmica, la instrumentación de un depósito de almacenamiento latente, su puesta a punto y el análisis posterior de las medidas experimentales.

La instalación solar de baja temperatura surgió con motivo docente, es así como esta instalación se muestra en las prácticas de la asignatura de “Tecnologías Avanzadas de Energía Solar Térmica” en el Máster Universitario en Tecnología Energética para el Desarrollo Sostenible (MUTEDS) para que los alumnos puedan medir los rendimientos de manera experimental y posteriormente poder compararlos con los datos proporcionados por el fabricante. De este modo, gracias a esta instalación el alumnado es capaz de comprender de mejor manera conceptos tratados en clase como el balance de energía, rendimientos e incertidumbres de medida.

El depósito de almacenamiento latente sin embargo, fue un proyecto que se realizó a partir de una colaboración entre el Instituto de Ingeniería Energética y ACCIONA Infraestructuras [5], donde el objetivo principal era conocer en qué medida el uso de PCMs podía favorecer la eficiencia energética, así como el ahorro económico.

1.2. Objetivos

El siguiente Trabajo de Fin de Grado (TFG) tiene una serie de objetivos. En primer lugar, se analizará el funcionamiento de una instalación solar térmica de baja temperatura constituida por un captador plano y captador de tubos de vacío. De esta manera, se realizarán una serie de ensayos en condiciones medioambientales reales para posteriormente estudiar las medidas. Para este apartado, se distinguen dos tipos de objetivos, principales y secundarios. Son los siguientes:

Objetivos principales:

- Comparar el rendimiento experimental con el de fabricante y observar qué diferencias hay en porcentaje.
- Estudiar la reproducibilidad para temperaturas de entrada de 30-45-60°C para diferentes ensayos.
- Estudiar el impacto del caudal sobre el calor absorbido y el rendimiento de cada colector.

Objetivos secundarios:

- Determinar el porcentaje de etilenglicol en la instalación.
- Analizar las incertidumbres de los instrumentos usados para medir el caudal: coriolis y rotámetros trabajando de manera individual.
- Distinguir si es más rápido calentar con la resistencia térmica o enfriar by-passeando el depósito de inercia.

En segundo lugar, se explicará la puesta en marcha del acoplamiento de un depósito con almacenamiento latente en la instalación solar, así como el análisis experimental para la caracterización del proceso de carga y descarga del mismo. Para este apartado, se distinguen los siguientes objetivos:

- Estudiar una carga y una descarga para temperaturas de impulsión de 70 y 35°C respectivamente y estudiar el comportamiento del PCM.
- Estudiar las pérdidas térmicas del depósito latente.
- Estimar el tiempo necesario para cargar el depósito a partir de los colectores solares de la instalación.

Finalmente, y a modo de aplicación práctica, se realizará un análisis técnico-económico de la implantación de una instalación solar térmica para agua caliente sanitaria con un depósito de almacenamiento de energía latente y sensible en una vivienda unifamiliar situada en Godolleta.

Objetivos medioambientales:

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible [6] son una serie de metas establecidas por la Unión Europea para lograr un futuro mejor y más sostenible a nivel mundial. Se trata de 17 objetivos que abarcan una gran cantidad de desafíos globales referidos a la pobreza, desigualdad, cambio climático, degradación ambiental, paz y justicia con el objetivo de alcanzarlos todos ellos en 2030. En nuestro caso, el consiguiente trabajo tiene como objetivo incidir en los siguientes objetivos:

- **Objetivo 7: Energía asequible y no contaminante.** La investigación en instalaciones solares con almacenamiento latente puede ayudar a reducir el consumo de electricidad en los edificios y ayudar a mejorar la eficiencia energética a nivel mundial.
- **Objetivo 11: Ciudades y comunidades sostenibles.** Este tipo de instalaciones puede ayudar a reducir la contaminación ambiental y a mejorar la gestión energética a nivel doméstico.
- **Objetivo 12: Producción y consumo responsables.** Gracias a instalaciones como la estudiada se podría alcanzar de aquí a 2030, objetivos como el uso eficiente y gestión sostenible de los recursos a nivel energético.
- **Objetivo 13: Acción por el clima.** Buscar soluciones para mejorar los problemas actuales con los que cuenta el almacenamiento latente y, por otro lado, puede contribuir a la reducción de emisiones de efecto invernadero.



Figura 1. Objetivos de Desarrollo Sostenible.

2. ANTECEDENTES

2.1. Solar térmica de baja temperatura

En todo el mundo, la energía solar térmica se utiliza principalmente para agua caliente sanitaria (ACS) y en calefacción de espacios de una o múltiples viviendas familiares [7]. Calentar ACS durante el verano es una de las formas más sencillas y, por tanto, una de las maneras más económicas de aprovechar la energía solar térmica. Sin embargo, otros tipos de aplicaciones están creciendo. En Europa central los sistemas combinados para ACS y calefacción ya han alcanzado altas cuotas de mercado. También se están desarrollando proyectos con la energía solar térmica para aplicaciones industriales y agrícolas, sistemas de calefacción urbana y los llamados sistemas colectivos utilizados en viviendas multifamiliares, hospitales y hoteles [8].

El objetivo del siguiente estado de arte es proporcionar una base sólida y contextual de la energía solar térmica, además trata de mostrar distintos ejemplos de instalaciones solares térmicas semejantes al trabajado y, por tanto, ayudará a comparar si sus conclusiones son semejantes a las del presente trabajo.

2.1.1. Radiación solar y potencial en España

El Sol es una estrella situada a una distancia media de $1,5 \times 10^{11} \text{m}$ de la Tierra, con una temperatura superficial de 5778K. El origen de la energía solar está en las reacciones de fusión nuclear que se producen en su núcleo. Debido a las altas presiones que existen en esta zona del Sol, los átomos de hidrógeno se fusionan para formar helio, liberando en este proceso una gran cantidad de energía [9].

Esta energía liberada en el núcleo produce elevadas temperaturas, y por mecanismos de radiación emite energía en forma de ondas electromagnéticas que corresponden a la de un cuerpo negro a la temperatura de 5778K. La radiación solar es un importante soporte energético de los procesos físicos y biológicos de nuestro planeta, esta impulsa a la productividad de las plantas y la distribución de la vegetación siendo un factor clave en las ciencias agrícolas y forestales, además, es útil para la producción de energía térmica o eléctrica [10].

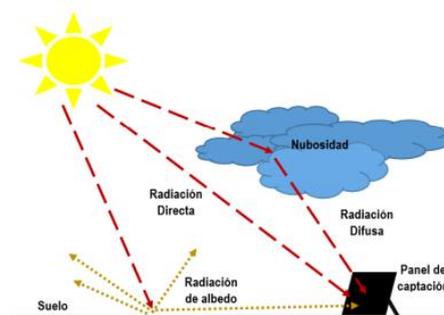


Figura 2. Alteración de la radiación solar tras su paso por la atmósfera [11].

La radiación solar que llega a la Tierra varía según la ubicación geográfica, la hora del día, la estación del año y las condiciones meteorológicas. Está compuesta por tres tipos de radiación electromagnética, que se diferencia por su longitud de onda y energía, son la radiación ultravioleta, la radiación visible y la radiación infrarroja [9]. Además, podemos clasificar la

radiación solar en función de su dirección y en su forma de llegar a la superficie terrestre como radiación directa, radiación difusa y radiación de albedo como se muestra en la Figura 2.

En el caso de España, como podemos observar en la Figura 3, es un país con alto potencial para la generación de energía solar térmica debido a su ubicación geográfica y por su alto nivel de horas de sol al año [12]. De hecho, España es uno de los países de Europa con mayor irradiación solar media anual, alcanzando en algunas zonas del sur más de 1800 kWh/m² al año.

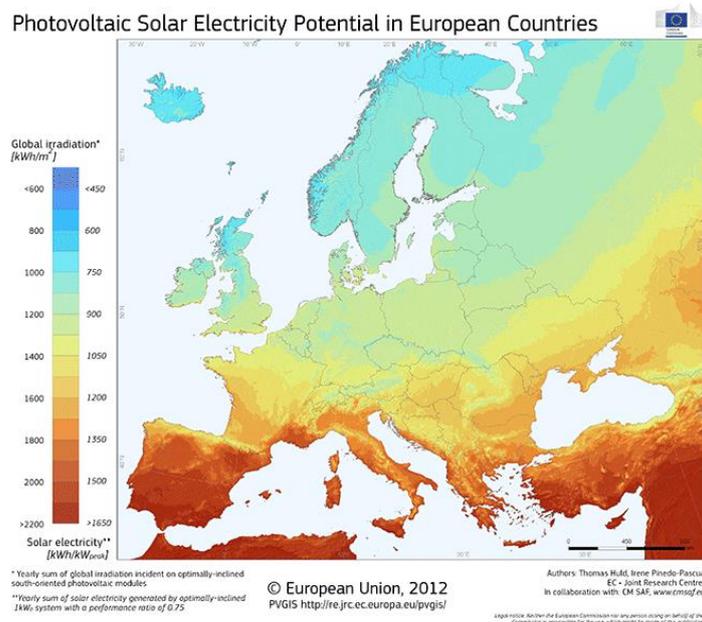


Figura 3. Radiación global sobre superficie horizontal [kWh/m²] en Europa [13].

Ahora bien, hay que tener en cuenta que la intensidad de la radiación solar en España varía según la época del año, la latitud y la altitud. Normalmente, la intensidad es más alta en zonas del sur, aunque las zonas del litoral y las islas suelen tener una mayor cantidad de radiación solar que las zonas de interior.

2.1.2. Evolución de la tecnología de solar térmica de baja temperatura en España

La energía solar térmica de baja temperatura en España se ha producido a un ritmo muy desigual a lo largo de las últimas décadas [14]. A finales de los años 70 y principios de los años 80, se produjo un gran auge de la energía solar térmica en España debido en parte al alto precio del petróleo y al interés por las energías renovables. Se incentivó la instalación de sistemas solares térmicos en viviendas y en edificios públicos, además, aparecieron un gran número de empresas tanto de fabricación de captadores solares como de instaladores.

Durante el último tramo de este periodo, la energía solar térmica se paralizó casi por completo porque no todos los instaladores y fabricantes proporcionaban las suficientes garantías técnicas de calidad y fiabilidad de los equipos, lo que provocó que algunas instalaciones no dieran los resultados previstos. Consecuentemente, tanto los fabricantes como los instaladores que no concedieron un servicio de calidad cesaron su actividad.

Posteriormente, durante los años 90, la crisis energética desapareció prácticamente debido a un fuerte descenso de los precios de la energía. A pesar de esto, los fabricantes e instaladores

que continuaron realizaron mejoras significativas en aspectos de calidad y garantías. También se mejoró considerablemente el mantenimiento de las instalaciones.

Ahora bien, desde el año 2000 aproximadamente el interés por las energías renovables ha resurgido. Se han potenciado algunas ayudas para fomentar la energía solar térmica, sin embargo, sigue siendo una energía marginal en España en comparación con las demás energías renovables. Por ejemplo, con la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación (CTE) las instalaciones de energía solar térmica han incrementado su presencia en el sector de la edificación debido a que en el apartado HE 4 “Contribución mínima de energía renovable para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria” [15] obliga a los edificios de nueva construcción que la contribución mínima de energía procedente de fuentes renovables cubra parte de la demanda de ACS.

En definitiva, la energía solar térmica no ha tenido tanto apoyo como otras energías renovables desarrolladas en España. A pesar de esto, gracias a distintas iniciativas se ha podido observar un pequeño impulso de esta energía, de hecho, España en 2021 era el quinto país con mayor capacidad solar térmica instalada en la UE [16] como se muestra la Figura 4, además, gracias a esta energía se consiguió reducir 1.212.602 t_{CO2} en 2021 [7].



Figura 4. Capacidad de energía solar térmica instalada en la UE en 2021 [16].

2.1.3. Componentes y equipos de la instalación

Una instalación solar térmica está formada por un sistema de captación que es el encargado de recolectar la radiación solar y convertirla en energía térmica, la cual se almacena en un subsistema de almacenamiento. El subsistema de control regula el funcionamiento de la instalación y garantiza su seguridad, mientras el subsistema de consumo distribuye la energía térmica a los puntos de uso. El sistema auxiliar es una opción que se utiliza para complementar la producción de energía en momento de baja radiación solar.

A continuación, se explicarán los sistemas más detalladamente:

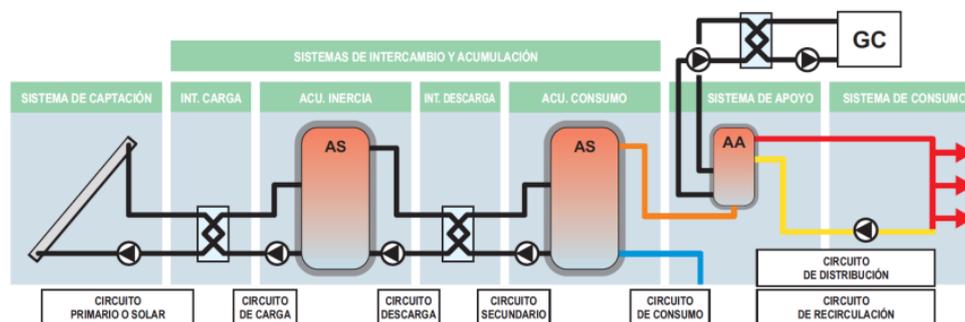


Figura 5. Figura general del funcionamiento de una instalación solar térmica [17].

2.1.3.1. Sistemas de captación

El proceso de producción de la energía solar térmica de baja temperatura consiste en poseer de unos captadores solares que serán los encargados de absorber la energía solar y convertirla en calor a partir de la radiación solar incidente sobre estos. Además de producir calor, estos deben estar diseñados para soportar la continua exposición en condiciones exteriores y para resistir las temperaturas extremas, tanto altas como bajas.

2.1.3.2. Sistema de intercambio

El sistema de intercambio tiene como función la transferencia de calor entre diferentes circuitos. La transferencia puede ser directa, donde el agua de consumo es el fluido de trabajo de los captadores o indirecta, donde el fluido de trabajo se trata de un circuito independiente, separado por un intercambiador.

Se suele utilizar los sistemas indirectos debido a que los sistemas directos pueden ocasionar problemas como depósitos calcáreos, heladas o presiones elevadas en el circuito primario.

2.1.3.3. Sistema de acumulación

El sistema de acumulación sirve para almacenar el calor generado por los captadores solares durante los períodos en los que la demanda de calor es baja o nula, de esta manera el calor puede ser utilizado cuando sea necesario. Este debe de disponer de un volumen suficiente para almacenar toda la energía captada a lo largo del día, es por ello por lo que es recomendable que se tenga una relación entre el volumen acumulado V en litros y la superficie de captadores A en m^2 del orden de $V/A=75$ litros/ m^2 . Esto se debe a que, con la radiación solar de la que se dispone en España, y dados los rendimientos habituales de los colectores, cada m^2 de captador permite calentar aproximadamente 75 litros diarios de agua fría de red hasta 60°C. Así pues, podemos clasificar en acumulación de inercia o de consumo.

2.1.3.4. Circuito hidráulico

El circuito hidráulico es una parte esencial ya que es el encargado de garantizar el correcto funcionamiento del sistema. Este está integrado por las bombas de circulación, tuberías con su aislamiento, válvulas, vasos de expansión, purgadores y accesorios entre otros que

interconectan los diferentes sistemas. Podemos distinguir 7 tipos de circuitos: primario, de carga, de descarga, secundario, de consumo, de distribución y de recirculación.

- **Bomba de circulación**

La bomba de circulación se utiliza para impulsar el fluido caloportador a través del circuito hidráulico para garantizar un flujo constante y eficiente, además, debe ser resistente a la corrosión y a las incrustaciones calcáreas como bronce o acero inoxidable.

- **Tuberías**

Las tuberías del circuito primario son utilizadas para transportar el fluido térmico entre los colectores solares y el depósito de almacenamiento de agua caliente. Estas tuberías suelen ser de cobre o de acero inoxidable, y deben de soportar las condiciones extremas de funcionamiento en función de su ubicación. En general no se recomienda el uso de tuberías plásticas para el circuito primario debido a que hoy en día no se sabe exactamente acerca de su resistencia a elevadas temperaturas y presiones, en cambio para el circuito secundario y de consumo se pueden usar tuberías de cobre, de acero inoxidable y de materiales plásticos que cumplan con la normativa actual.

- **Válvulas y accesorios hidráulicos**

Las válvulas se utilizan para controlar el flujo térmico a través del circuito. Las principales válvulas y accesorios hidráulicos son: válvula de corte, válvula de seguridad, válvulas antirretornos, válvulas de regulación de caudal o equilibrado, válvulas de presión diferencial, válvula mezcladora, válvula de llenado automático de agua de red y equipos de medida como termómetros, manómetros, caudalímetros y contadores de energía.

- **Vasos de expansión**

Los vasos de expansión se utilizan para compensar la expansión térmica del fluido térmico a medida que se calienta. Estos vasos contienen una membrana elástica que se expande y se contrae a medida que el fluido térmico se calienta y se enfría.

- **Purgadores**

Los purgadores se utilizan para eliminar el aire del circuito hidráulico, lo que puede interferir con la circulación del fluido térmico y reducir la eficiencia del sistema. Se suelen utilizar junto con una válvula de corte ya que no evitan la entrada de aire en el circuito en caso de que se genere depresión interior.

2.1.3.5. Sistema de regulación y control

El sistema de regulación y control tiene como objetivo la regulación de los componentes que forman la instalación como los captadores solares, la bomba de circulación, así como del control de parámetros como la presión y la temperatura. Así pues, su función principal es proteger la instalación solar contra posibles daños o fallos del sistema.

2.1.3.6. Sistema auxiliar o de apoyo

El sistema auxiliar o de apoyo consiste en un conjunto de dispositivos que ayudan a mejorar la eficiencia y el rendimiento del sistema. Puede ser una caldera de gas, un calentador eléctrico o cualquier otro tipo de dispositivo que permita calentar el agua en el acumulador en caso de que la energía solar no sea la suficiente para satisfacer las necesidades de energía del usuario. De esta manera se garantiza un suministro de agua caliente en todo momento.

2.1.4. Colectores solares de baja temperatura más utilizados

En la siguiente tabla, se muestran y comparan las principales características de los captadores solares más utilizados en instalaciones solares térmicas de baja temperatura para la producción de agua caliente sanitaria:

	Planos		Tubos de vacío
	No selectivo	Selectivo	Heat-pipe y en U
Rendimiento: Factor de ganancia	≈ 0.9	≈ 0.8	≈ 0.6
Rendimiento: Factor de pérdidas (W/m ² .K)	6,0 - 8,0	3,0 - 5,0	2,0 - 3,1
Temperatura de estancamiento (°C)	120-160	180-220	200-239
Relación de superficie apertura/bruta	> 0,9		< 0,6
Espesor de la cubierta de vidrio	2 a 4		1,6 a 2,1
Resistencia de la cubierta de vidrio	Mayor		Menor
Durabilidad: principal problema	Entrada de agua al interior		Pérdida del vacío
Resistencia al viento	Elevada		Menor

Tabla 1. Características comparativas de los captadores solares [17].

- Captador solar plano

Los captadores solares planos son los captadores más utilizados en Europa, el 80,44% de la capacidad total instalada en 2020 se trataban de captadores planos [7].

Disponen de un elemento denominado absorbedor que está hecho de un material oscuro y resistente al calor, cobre o aluminio, y su función es absorber la radiación que ha pasado a través de la cubierta. El rendimiento del captador depende del tipo y calidad del tratamiento superficial del absorbedor, y se clasifican en selectivos y no selectivos. Por otra parte, el circuito hidráulico se encuentra debajo del absorbedor y está formado por una serie de tubos o canales por donde circula un fluido caloportador, que puede ser agua o agua con anticongelante, y este asegura que el calor generado se aproveche de manera eficiente. Ambos se alojan en una carcasa aislada por la parte trasera para evitar las pérdidas térmicas y por la parte delante se encuentra la cubierta transparente, donde su función principal es permitir el paso de la radiación solar protegiendo el absorbedor de las condiciones ambientales externas.

Los captadores solares planos se suelen utilizar en aplicaciones donde se alcanzan temperaturas entre 60 y 80°C, como producción de ACS, climatización de piscinas, calefacción por suelo radiante, climatización, procesos industriales, etc.[18]

- Captador solar de tubos de vacío

Los captadores solares de tubos de vacío por otro lado son los más utilizados a nivel mundial, el 68,83% de la capacidad total instalada en 2020 a nivel mundial se trataba de captadores de tubos de vacío [7].

El captador de tubos de vacío está formado por una serie de tubos conectados hidráulicamente a un colector. El absorbedor está ubicado en el interior del tubo donde se lleva a cabo el vacío. El vacío reduce las pérdidas térmicas, tanto de convección como conducción, la cual cosa ayuda a alcanzar elevadas temperaturas. En general, este tipo de captadores presentan mejores rendimientos en días fríos, ventosos o nublados. Hay varios tipos de captadores de tubos de vacío entre los que destacan los de flujo directo, los de flujo indirecto o heat-pipe y los de flujo indirecto sin heat-pipe.

Se suelen utilizar los captadores de tubos de vacío para aplicaciones donde se alcancen temperaturas entre 80 y 100°C, como aplicaciones de calefacción por radiadores, climatización mediante máquina de absorción, etc.[18]

2.1.5. Balance energético de un captador

A nivel práctico, el rendimiento experimental de un colector se define como la relación entre la potencia térmica útil (Q_u) extraída del captador solar, que es la cantidad de energía térmica que se puede extraer del colector solar y utilizar para calentar el fluido caloportador, y la irradiancia térmica. Este puede expresarse con la siguiente expresión:

$$\eta = \frac{Q_u}{A_u \cdot G_t} = \frac{\dot{m} \cdot C_p \cdot (T_s - T_e)}{A_u \cdot G_t} \quad (1)$$

η : Rendimiento del captador.

\dot{m} : Caudal de fluido que circula por el captador (kg/h).

C_p : Calor específico del fluido caloportador (kJ/kg K).

T_s : Temperatura de salida del fluido (°C).

T_e : Temperatura de entrada del fluido (°C).

A_u : Área útil del captador (m²).

G_t : Irradiancia total sobre la superficie del captador (W/m²).

El rendimiento de un captador se puede establecer mediante un modelo físico matemático que es función de las condiciones de trabajo y se puede comprobar que la transformación de la energía radiante en energía térmica se realiza conforme a la expresión de la forma [16]:

$$\eta = F_R \cdot (\tau \cdot \alpha) - F_R \cdot U_L \cdot \frac{T_e - T_a}{G_t} \quad (2)$$

$F_R \cdot (\tau \cdot \alpha)$: Rendimiento óptico del captador, también denominado factor de eficiencia óptica.

$F_R \cdot U_L$: Coeficiente de pérdidas térmicas (W/ K m²).

T_a : Temperatura ambiente (°C).

U_L no es constante, tiene cierta dependencia de la temperatura, es por ello por lo que la función lineal anterior se ajusta a una función cuadrática. El rendimiento del captador solar se puede expresar mediante un modelo matemático extraído de la normativa UNE-EN 12975:

$$\eta = \eta_0 - k_1 \cdot \frac{T_m - T_a}{G_t} - k_2 \cdot \frac{(T_m - T_a)^2}{G_t} \text{ siendo } T_m = \frac{T_e + T_{as}}{2} \quad (3)$$

k_1 : Coeficiente de pérdidas lineal (W/ K m²).

k_2 : Coeficiente de pérdidas cuadrático (W/ K² m²).

T_m : Temperatura media entre la entrada y la salida (°C).

El rendimiento experimental siempre es dependiente de un caudal de ensayo y una superficie de referencia, que habitualmente hace referencia al área de apertura.

2.1.6. Aplicaciones de solar térmica de baja temperatura

Existen ciertos artículos donde se estudia de manera experimental el rendimiento de un captador plano y uno de tubos de vacío, algunos de ellos los siguientes:

El siguiente trabajo [19] se llevó a cabo en el techo del Instituto de Construcción de la Universidad de Warmia y Marzury en Olsztyn del 1 de mayo de 2017 al 30 de septiembre del 2017. Se comparó la eficiencia de los captadores de placa plana y de los de tubos de vacío y se realizaron los cálculos de los rendimientos en función de la irradiación media, la temperatura ambiente, la temperatura de entrada y la temperatura de salida de los captadores. Por otra parte, otro dato a tener en cuenta es que el techo tenía una inclinación de 45° y estaban orientados en dirección suroeste.

Se observó que cuando se alcanzaba la máxima irradiación, se conseguían mejores rendimientos. También se observó que la eficiencia era mayor cuando la diferencia entre la temperatura del factor de funcionamiento dentro de la instalación y la temperatura ambiente era cero, lo que indicaba que el colector no daba calor al exterior y por tanto llegaba al rendimiento óptimo, por lo que a medida que aumentaba la diferencia de temperaturas disminuía el rendimiento de la instalación. Finalmente, los colectores de tubo de vacío eran más eficientes en el periodo de primavera-verano que los colectores de placa plana.



Figura 6. Captador plano y de tubos de vacío en el techo del edificio del Instituto de Construcción en Olsztyn.

En otro estudio [20] usaron el software “TRNSYS”, se llevó a cabo una comparación de los rendimientos de los colectores de placa plana y los colectores de tubo de vacío. Las pruebas se realizaron utilizando simulaciones de agua como fluido caloportador con un caudal fijo y variando la temperatura de entrada al colector.

Se observó que la temperatura máxima de salida del colector plano era más alta que la de tubos de vacío la mayor parte del tiempo. El colector de tubos de vacío funcionaba mejor en zonas de clima frío y se desaconsejaba el uso de colectores planos en áreas de clima frío debido a las pérdidas térmicas y en áreas de clima cálida recomendaban usar captadores planos porque aprovechan la alta temperatura ambiental que calienta el fluido.

2.1.7. Normativa

Los principales estándares para probar los sistemas y componentes solares y térmicos son los siguientes. Toda esta normativa es necesario que se considere durante la fase de planificación y puesta en marcha de una instalación solar térmica.

Prueba del sistema:

- **ISO 9459-2**, *Calentamiento solar. Sistemas de calentamiento de agua caliente sanitaria. Parte 2: Métodos de ensayo exteriores para la caracterización y predicción del rendimiento anual de los sistemas solares* [21].
- **ISO 9459-5**, *Calentamiento solar. Sistemas de calentamiento de agua sanitaria. Parte 5: Caracterización de desempeño del sistema mediante ensayos y simulación por computadora del sistema completa.*
- **EN 12976**, *Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 1: Requisitos generales*[22] y *Parte 2: Métodos de ensayo* [23].

Pruebas de colectores solares:

- **EN ISO 9806**, *Energía solar. Captadores solares térmicos. Métodos de ensayo* [24].
- **EN 12975**, *Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 1: Requisitos generales y Parte 2: Métodos de ensayo* [25], [26].

2.1.8. Tendencias y avances

Para alcanzar los objetivos del marco 2030 es necesario acentuar los esfuerzos en el ámbito del I+D+i en el sector energético [27]. En la energía solar térmica se está apostando por la mejora en el almacenamiento térmico, la mejora de la eficiencia térmica de los captadores solares y la combinación de la energía solar térmica con otras energías renovables. A continuación, se exponen las mejoras mencionadas anteriormente:

- Mejora de la tecnología de almacenamiento térmico: actualmente está en periodo de investigación. Aun así, se cree que esta tecnología es esperanzadora ya que puede mejorar la eficiencia de las instalaciones solares térmicas. Las investigaciones van encaminadas al desarrollo de nuevos prototipos que permitan un mejor intercambio de calor.
- Mejora de los captadores solares térmicos: se están desarrollando nuevos materiales y diseños de captadores que permitan tener unos mejores rendimientos y unos menores costes que los captadores actuales. Aunque también se están investigando unos nuevos captadores híbridos que combinan la energía térmica con la fotovoltaica.
- Combinar la energía solar térmica con otras energías renovables: las investigaciones se centran en desarrollar aplicaciones que combinen de manera efectiva estas energías.

2.2. Almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico va a tener un papel clave en la transición energética ya que además de proporcionar una mayor flexibilidad en áreas relacionadas con el aprovechamiento del calor o frío en procesos industriales y en la calefacción y refrigeración de viviendas y edificios [28][29], causará una disminución en la dependencia de los combustibles fósiles. Esto se debe a que, si se almacena el calor necesario durante las horas diurnas, en las horas nocturnas se puede satisfacer la demanda sin necesidad de una caldera de combustibles fósiles.

El objetivo del siguiente estado de arte es proporcionar una base sólida y contextual del almacenamiento térmico. Este trata de mostrar distintos ejemplos de diferentes investigaciones llevadas a cabo similares al estudiado y cotejar las conclusiones.

2.2.1. Definición de almacenamiento térmico

El almacenamiento térmico es un proceso en el que la energía térmica se almacena en un medio para su posterior uso. La energía puede almacenarse en forma de calor sensible o latente y se utiliza para poder satisfacer la demanda energética, además ayuda a maximizar la eficiencia energética de los sistemas térmicos porque ayuda a satisfacer las fluctuaciones aleatorias en demanda [30].

Las aplicaciones del almacenamiento térmico las podemos clasificar en mecánicas, químicas, magnéticas y térmicas. Todas ellas tienen un gran potencial y la comunidad científica está intentando desarrollarlas porque el almacenamiento térmico proporciona una solución prometedora para superar el desajuste entre la demanda y la oferta mediante el almacenamiento y la liberación de calor o frío en determinadas condiciones, mejorando así la eficiencia del sistema [31]. Algunos de estos beneficios son: aumento de la eficiencia energética, flexibilidad en la gestión de la energía, reducción de los gases de efecto invernadero y reducción de los costos energéticos.

2.2.2. Tipos de almacenamiento térmico

Actualmente, existen tres tipos de almacenamiento de energía térmica:

- Almacenamiento de calor sensible
- Almacenamiento de calor latente
- Almacenamiento termoquímico

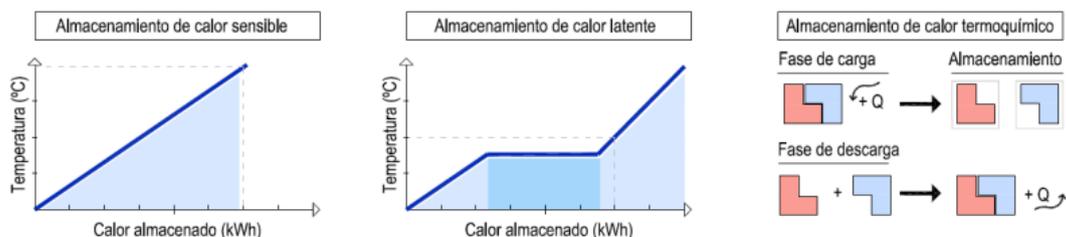


Figura 7. Tipos de almacenamiento de energía térmica.

El almacenamiento de calor sensible consiste en aumentar o disminuir la temperatura de un material, ya sea sólido o líquido, sin que se produzca un cambio de fase. La energía que es capaz

de almacenar el material depende de la cantidad de material utilizado, del calor específico del mismo, que normalmente suele ser elevado, y del incremento de temperatura producido (Ecuación (4)).

$$Q = \int_{T_i}^{T_f} m \cdot C_p \cdot dT = m \cdot C_p \cdot (T_f - T_i) \quad (4)$$

Este tipo de almacenamiento suele presentar un bajo coste de los materiales, a excepción de los aceites refinados y los metales líquidos [32]. Ahora bien, un gran inconveniente es que es necesario una elevada cantidad de material y un salto térmico grande para obtener grandes cantidades de energía. Además, otro inconveniente del que se suele hablar menos, y no por ello deja de ser importante, es el coste del depósito. Por ejemplo, para almacenar agua caliente líquida a presión, el coste del depósito para soportar la presión, más el coste del aislamiento, no son nada despreciables.

El almacenamiento de calor latente se basa en la capacidad de ciertos materiales para absorber y liberar energía térmica cuando cambian de fase, es decir, cuando pasan de estado sólido a líquido o de líquido a gas, sin aumentar significativamente su temperatura. Como se puede observar en la Figura 7 en el almacenamiento latente también está implicado el almacenamiento de calor sensible antes del cambio de fase y después, es por ello por lo que la cantidad de energía almacenada se puede estimar como:

$$Q = \int_{T_1}^{T_2} m \cdot C_{p_sól} dT + m \cdot \Delta h + \int_{T_2}^{T_3} m \cdot C_{p_líq} dT \quad (5)$$

De entre los posibles cambios de fase, el más interesante es el de sólido a líquido, ya que, aunque la cantidad de energía almacenada es inferior que, entre otros cambios de estado, la variación de volumen es menor [33]. Los principales materiales empleados en este tipo de sistemas son: las parafinas, los ácidos grasos y los alcoholes.

El almacenamiento termoquímico consiste en la absorción y liberación de energía cuando se rompen y se reforman los enlaces moleculares en una reacción química reversible. Así pues, el calor almacenado depende de la cantidad de masa de reactivo (m), la fracción reaccionada (a_r) y el calor de reacción por unidad de masa (Δh) [34]. La energía almacenada puede estimarse como:

$$Q = m \cdot a_r \cdot \Delta h \quad (6)$$

Las reacciones termoquímicas presentan una elevada capacidad de almacenamiento térmico (hasta 350 kWh/m³), dependiendo de la reacción, pero para ello necesitan elevadas temperaturas (aproximadamente 130°C) haciendo que su aplicación no sea adecuada en estrategias de acondicionamiento pasivo [33].

2.2.3. Diseño de sistemas de almacenamiento térmico latente

El almacenamiento de calor latente es una técnica muy atractiva, ya que proporciona una alta densidad de almacenamiento de energía y tiene la capacidad de almacenar calor como sensible como latente a una temperatura constante correspondiente a la temperatura de cambio de fase.

Existen gran cantidad de artículos que estudian la mejora del almacenamiento de energía térmica de calor latente a partir de un sistema de energía solar, estos tratan de mejorar la transferencia de calor entre el PCM y el agua a baja temperatura del usuario.

Este tipo de estudios se pueden llevar a cabo mediante simulaciones numéricas como, por ejemplo, el siguiente estudio [35], que trataba de determinar cuánto afectaban varios parámetros a la transferencia de calor de la parafina y se analizó la relación de aspecto, la temperatura de fusión de la parafina y la potencia de calentamiento del calentador eléctrico. Sus conclusiones fueron que la transferencia de calor se volvía más uniforme cuando la relación de aspecto era más baja, cuanto mayor era la temperatura de fusión de la parafina más tiempo tardaba el PCM en alcanzar un estado estable y la potencia de calentamiento tenía poco efecto en el rendimiento de transferencia de calor de la parafina.

Otra investigación [36] realizó un estudio numérico de tres depósitos de almacenamiento latente para su integración en una instalación solar térmica. En él se desarrolló un modelo matemático para predecir la efectividad del diseño geométrico y las condiciones de operación, además también se realizó un análisis de sensibilidad sobre el tipo de PCM y las propiedades termofísicas del PCM.

2.2.4. Materiales de cambio de fase en almacenamiento de calor latente

El almacenamiento latente presenta grandes ventajas frente a los otros tipos de almacenamiento [33]:

- Gran densidad de almacenamiento (superior a la del calor sensible y similar al almacenamiento termoquímico).
- Reducción de las pérdidas energéticas debidas a la variación de temperatura (necesarias en el almacenamiento sensible).
- Posibilidad de seleccionar la temperatura de trabajo (carga y descarga) según las necesidades.

En la siguiente Figura 8 se muestra una clasificación de las sustancias, usadas para almacenamiento latente, en función de las propiedades físicas.

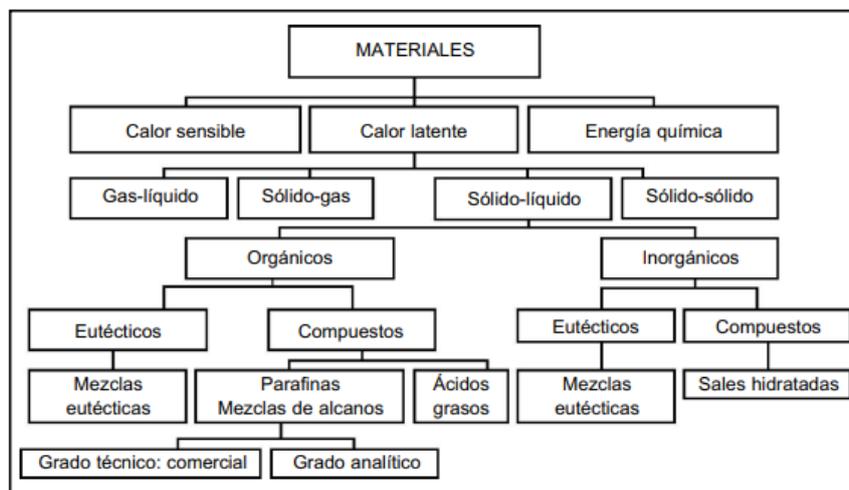


Figura 8. Clasificación de las sustancias usadas para almacenamiento térmico [33].

En el caso particular de la clasificación de PCM para calor latente sólido-líquido, los materiales se clasifican en dos grupos principales: orgánicos e inorgánicos. Por su comportamiento térmico y químico muy diferente, las propiedades de cada subgrupo que afectan al diseño de los sistemas de almacenamiento de energía térmica de calor latente que utilizan PCM [37], a continuación, se muestra la clasificación:

Los materiales orgánicos se obtienen a partir de productos derivados del petróleo, como hidrocarburos parafínicos, olefinas y ésteres. Los materiales orgánicos incluyen fusión congruente, que significa que se derriten y congelan repetidamente sin segregación de fases y la consiguiente degradación de su calor latente de fusión, generalmente no son corrosivos [37] Ahora bien, los PCM orgánicos se pueden clasificar en eutécticos y compuestos.

Los materiales inorgánicos son sales y metales puros, como el cloruro de sodio (NaCl), el nitrato de calcio ($\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$) y el aluminio (Al). Estos suelen ser más estables y tienen casi el doble de capacidad volumétrica de almacenamiento de calor latente ($250\text{-}400\text{ kg/dm}^3$) que los compuestos orgánicos ($128\text{-}200\text{ kg/dm}^3$) [37]. Los PCM inorgánicos también se pueden clasificar en eutécticos y compuestos.

Los eutécticos son mezclas de dos o más sustancias que se funden y solidifican a una temperatura constante y baja, llamada temperatura de fusión eutéctica, suelen ser mezclas de alcanos o ácidos grasos con diferentes puntos de fusión. Los compuestos son sustancias químicas puras que tienen un punto de fusión definido y una capacidad de almacenamiento de energía térmica constante.

A continuación, se presentan una serie de ventajas y desventajas con el uso de PCM orgánico e inorgánico [33]:

Ventajas	Inconvenientes
Fáciles de usar	Calor latente y entalpía más bajos
Estabilidad térmica y química	Baja conductividad térmica
No sufren subenfriamiento	Amplio rango de fusión*
No necesitan agente nucleador para solidificar	Grandes cambios de volumen durante el cambio de fase
No corrosivos	Reacción potencial con hormigón
Reciclables y ecológicamente inocuos	Potencialmente combustibles
	Más caros

*Especialmente las parafinas, por las diferentes longitudes de sus cadenas de carbono.

Tabla 2. Ventajas e inconvenientes de los PCMs orgánicos.

Ventajas	Inconvenientes
Generalmente baratos	El encapsulado y preparación para su uso ocasionan algunos problemas*
Densidad de almacenamiento térmico elevada	Su uso prolongado necesita de aditivos
Elevada conductividad térmica	Son susceptibles de subenfriamiento
Temperatura de cambio de fase claramente definida	Los aditivos utilizados para evitar una fusión incongruente reducen su capacidad de almacenamiento latente por unidad de volumen en más de un 25%
No inflamables	Potencialmente corrosivos con algunos metales
Reciclables y biodegradables	

* Las sales hidratadas absorben agua fácilmente y necesitan un encapsulado semipermeable (8).

Tabla 3. Ventajas e inconvenientes de los PCMs inorgánicos.

2.2.5. Criterios de selección de PCM

A la hora la selección de los materiales de cambio de fase es muy importante tener en cuenta distintos parámetros [27]:

- **Criterio termodinámico:**
 - Un punto de fusión que se encuentre dentro del rango de temperatura de funcionamiento deseado.
 - Un alto calor latente de fusión por unidad de masa, de modo que una menor cantidad de material almacena una cantidad dada de energía.
 - Poseer un alto calor específico en estado sólido y líquido para proporcionar efectos significativos adicionales en el almacenamiento térmico.
 - Poseer una alta conductividad térmica para facilitar la transferencia de calor.
 - La densidad del líquido y del sólido deben ser similares e, idealmente elevadas, para poder almacenar la mayor cantidad de calor por unidad de volumen.
 - Una baja variación de volumen durante el cambio de fase.
- **Criterio cinético:**
 - Durante la congelación, la masa fundida debe cristianizarse en su punto de termo-congelación. Esto se logra a través de una alta tasa de nucleación y tasa de crecimiento de los cristales.
 - Evitar problemas de histéresis, subenfriamiento o retardo al inicio de la solidificación.
- **Criterio químico:**
 - Estabilidad química
 - Sin descomposición química, por lo que se garantiza una alta vida útil del sistema latente.
 - No corrosividad a los materiales de construcción
 - El material no debe ser tóxico, ni inflamable y tampoco explosivo.
- **Criterio económico:**
 - Estar disponible en grandes cantidades a bajo coste.
 - Tener un razonable ciclo de vida útil de acuerdo con su costo.

2.2.6. Características generales de la parafina

La parafina es una mezcla de hidrocarburos de alcanos obtenidos durante el proceso de refinamiento del petróleo o a partir de materias bituminosas naturales. Después del refinamiento, las parafinas se tratan de una sustancia sólida, blanca, translúcida, inodora y no tóxica. La fórmula general de los hidrocarburos es C_nH_{2n+2} (n número de átomos de carbono) y n varía de 18 a 50.

Aunque la mayoría de los casos la parafina se trate de alcanos lineales, hay algunos que poseen ramificaciones y son llamados isoalcanos.

Desde el punto de vista técnico en sistemas de calefacción y refrigeración, las parafinas comerciales son interesantes debido a su temperatura de fusión.

2.2.7. Aplicaciones de instalaciones solares de baja temperatura junto con almacenamiento latente

El almacenamiento térmico latente con materiales de cambio de fase (PCM) es una técnica de almacenamiento de energía que ha ganado mucha atención en los últimos años. A continuación, se muestran algunas investigaciones sobre el estudio del rendimiento de instalaciones solares junto con sistemas de almacenamiento latente:

En el siguiente artículo [38] se llevó a cabo un estudio de la efectividad de la transmisión de calor usando PCM en un sistema de almacenamiento de energía solar para un sistema solar doméstico. Así pues, este comparó el rendimiento de la instalación con el uso de PCM y sin el uso de PCM. La instalación contaba con un captador solar plano de 2m² y un depósito de almacenamiento térmico, el fluido caloportador de la instalación era agua y se utilizó una parafina con una temperatura de fusión de 65±1°C.

Tras una serie de ensayos se observó que cuando la instalación trabajaba sin PCM la eficiencia de la instalación era de un 23,4% mientras que si se trabajaba con PCM la eficiencia aumentaba a un 40%. Además, también se estudió como variaba la capacidad de almacenamiento y resultó ser superior cuando la instalación trabajaba con PCM.

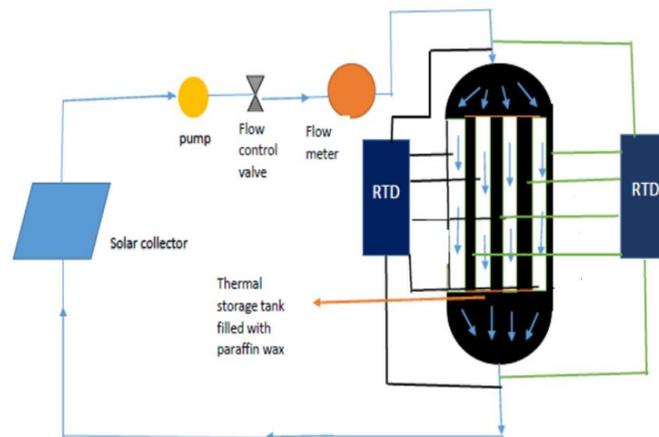


Figura 9. Instalación solar con almacenamiento térmico latente.

Por otro lado, el siguiente artículo [39] trataba de un estudio realizado en el Instituto Técnico en la ciudad de Erbil donde se trabajaba con una instalación de 10 paneles organizados en 2 filas de 5 paneles cada una con un ángulo de inclinación de 60° y orientación sur. El depósito de almacenamiento térmico Agua-PCM estaba constituido por un 81% de agua y un 17% de parafina PCM RT42 en 18 cilindros de aluminio.

Se observó que el uso de PCM en un depósito de almacenamiento térmico era una forma efectiva de disminuir las emisiones de efecto invernadero, también se estudió que el exceso de calor podía mantenerse en el PCM como calor latente durante el día y utilizarse para mantener el agua caliente y aceptable para el uso en todas las aplicaciones domésticas durante la noche. Además, se distinguió una mejora en el rendimiento de un 25% y, por último, mencionar que el uso de módulos cilíndricos donde situar el PCM era significativamente mejor que usar otro tipo de módulos con distintas formas.

2.2.8. Tendencias y avances en el almacenamiento

Uno de los principales problemas hoy en día es el referente al desajuste entre la radiación solar y la demanda de calor, por lo que muchas veces es necesario almacenar calor para poder utilizar posteriormente la energía almacenada. Es importante destacar que la rentabilidad de esta tecnología dependerá del contexto y las condiciones específicas de cada aplicación. A continuación, se muestran una serie de objetivos que se quieren llevar a cabo para mejorar la eficiencia de los dispositivos de almacenamiento térmico [27]:

- Diseño de nuevos sistemas de almacenamiento térmico, mejora de los sistemas de transferencia de calor y sistemas de control y monitoreo.
- Desarrollo de nuevos materiales de cambio de fase que posean una mayor densidad de almacenamiento que los actuales.

3. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

3.1. Emplazamiento

La instalación sometida a estudio se trata de un sistema solar térmico forzado de calentamiento de agua a baja temperatura junto con un depósito de almacenamiento térmico latente y un depósito de almacenamiento sensible. Está ubicada en la Universitat Politècnica de València, en particular en el laboratorio docente del Instituto Universitario de Investigación en Ingeniería Energética (IIE). Hasta ahora, dicha instalación se ha utilizado únicamente con fines docentes.



Figura 10. Emplazamiento de la instalación (ref. V.8P.0.36 en la Universitat Politècnica de València) [40].

3.2. Descripción general de la instalación solar térmica de baja temperatura

La instalación cuenta con dos captadores solares dispuestos paralelamente, se trata de un captador plano y un captador de tubos de vacío, los cuales cuentan con unas válvulas que pueden ser configuradas para trabajar ambos de manera conjunta (es decir en paralelo, con una misma temperatura de impulsión) o de manera independiente.

Únicamente está formado por el circuito primario, donde el intercambiador de placas hará el papel de la demanda disminuyendo la temperatura del sistema. Además, cuenta con un tanque de almacenamiento sensible, dentro del mismo se encuentra una resistencia eléctrica de 5,4 kW para regular la temperatura de impulsión del flujo caloportador y, por otro lado, el circuito también cuenta con una bomba de circulación para regular el caudal de entrada a los captadores solares.

La instalación solar se construyó en 2019 gracias al trabajo del personal del IIE, junto con algún TFG, becarios de colaboración o prácticas. Por lo tanto, en el inicio del presente TFG la puesta a punto de la instalación estaba realizada y faltaba por realizar la caracterización experimental.

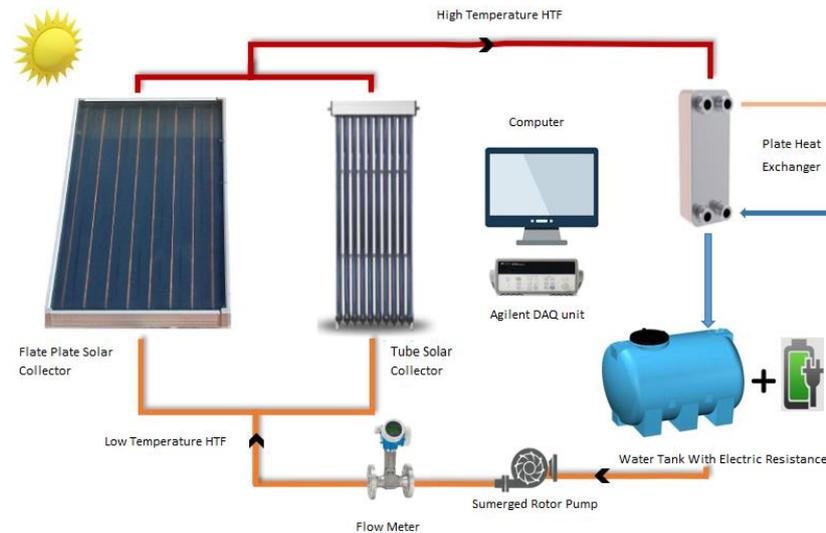


Figura 11. Esquema de la instalación solar térmica de baja temperatura.

3.2.1. Captadores solares

La instalación cuenta con un captador plano modelo “Avant Solar AS-20VC” y un captador de tubos de vacío modelo “Escosol SUNMAX 6 58/1800”. Sus características más relevantes quedan recogidas en la Tabla 4. Para datos técnicos más concretos, el lector puede referirse al anexo “6. Pliego de condiciones instalación solar IIE”. Estos están orientados al sur y están elevados una cierta altura respecto del suelo para evitar posibles sombras producidas por el entorno y colocados sobre una estructura metálica a 45º sobre el eje horizontal.



Figura 12. Fotografía del captador solar plano y del captador de tubos de vacío.

	Captador plano	Captador de tubos de vacío
Rendimiento óptico η_o	0,786	0,70
Factor de pérdidas lineales k_1	3,811	1,45
Factores de pérdidas cuadráticas k_2	0,019	0,027
Área de apertura (m ²)	2,00	0,57

Tabla 4. Características técnicas de ambos captadores solares.

Para poder controlar la temperatura de entrada a los captadores solares es necesario disipar el calor absorbido por los mismos mediante un intercambiador de placas. En primer lugar, se hace un ajuste de la temperatura mediante el PID 2 el cual regula el caudal de agua fría del intercambiador de placas. Seguidamente, mediante el PID 1, el cual regula el calor entregado por la resistencia eléctrica ubicada en el depósito de agua, se hace un ajuste más preciso de la temperatura de impulsión del fluido caloportador.

Los demás componentes necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación (válvulas, bomba de circulación, coriolis...) están ubicados en un armario situado en la parte posterior de la instalación solar. En este quedan protegidos todos los equipos de la instalación del desgaste producido por las condiciones exteriores, y a su vez, ayuda a que el alumnado pueda entender más fácilmente el circuito hidráulico.



Figura 13. Circuito hidráulico de la instalación solar térmica de baja temperatura.

3.2.2. Circuito hidráulico

Los componentes más importantes del circuito primario son:

- **Fluido caloportador:** mezcla de agua con un 30% de etilenglicol para evitar la congelación del fluido durante las épocas más frías del año. El grado de mezcla con anticongelante es aproximado, y dado que el calor específico depende de éste, uno de los sub-objetivos del trabajo es medir el grado de mezcla de anticongelante.

- **Bomba de circulación:** se trata de una bomba de rotor sumergible “WILO Star 20/6” de tres velocidades, normalmente se trabaja con la velocidad más baja. Se encuentra ubicada entre la salida del depósito sensible y la entrada de los captadores solares.



Figura 14. Bomba de rotor sumergible “WILO Star 20/6”.

- **Coriolis:** se trata de un medidor coriolis “Micro Motion CMF-025M300NB” y un transmisor que permite una medición más precisa del caudal total impulsado por la instalación.



Figura 15. Coriolis “Micro Motion CMF-025M300NB”.

- **Rotámetros:** la instalación dispone de 3 rotámetros “Yokogawa”. Uno es general y no regulable y está ubicado antes del coriolis mientras tanto, los otros dos son regulables y están dispuestos en la entrada de cada uno de los captadores solares que conforma la instalación.



Figura 16. Rotámetros regulables “Yokogawa” a la entrada de cada uno de los captadores solares.

- **Intercambiador de placas:** sustituirá la demanda que se produciría en caso de que la instalación estuviera conectada a una vivienda. Se trata de un intercambiador “AlfaLaval CB26-16”, cuenta con 16 placas y dispone de una válvula de 3 vías que regula el caudal de agua fría por el intercambiador, se regula con el PID 2, y permite enfriar el fluido caloportador.



Figura 17. Intercambiador de placas “AlfaLaval CB26-16” y válvula de tres vías.

- **Depósito de inercia:** se trata de un depósito de 30 litros de acero inoxidable, de diámetro 310 mm y longitud 450 mm, aislado y colocado en posición horizontal, dentro del cual se encuentra una resistencia eléctrica de 5,4 kW cuya potencia es controlada con el PDI 1. El depósito se ubica después del intercambiador de placas y antes de la bomba.



Figura 18. Depósito de inercia.

- **Enfriadora:** se trata de una enfriadora “CIAT AQUALIS 28”, no está representada en la Figura 21. Tiene la finalidad de enfriar el fluido que se envía por el intercambiador de placas.
- **Vasos de expansión:** hay dos vasos de expansión de 12 litros para cada rama de los captadores para que la instalación pueda funcionar con ambos captadores en paralelo o individualmente y, así pues, si el fluido de la instalación se calienta en exceso, este amortiguará las variaciones de volumen.



Figura 19. Vasos de expansión.

- **Sistema de convección natural/forzado:** se trata de un sistema de convección natural modelo “DISIP 2-3 2 colectores 2000” de Escosol. Puede darse el caso de que el fluido caloportador supere la temperatura de 90°C lo que puede producir cavitación, corrosión y deterioro de la instalación, es por ello por lo que en condiciones normales de funcionamiento el sistema de convección estará desconectado del circuito mediante la

válvula termostática pero cuando la bomba no esté conectada, si hay gran aporte solar el fluido puede aumentar su temperatura rápidamente. Por tanto, el sistema de convección entrará en funcionamiento y el fluido que sale de los paneles a alta temperatura será desviado hacia este dispositivo donde cederá calor por convección por el entorno.

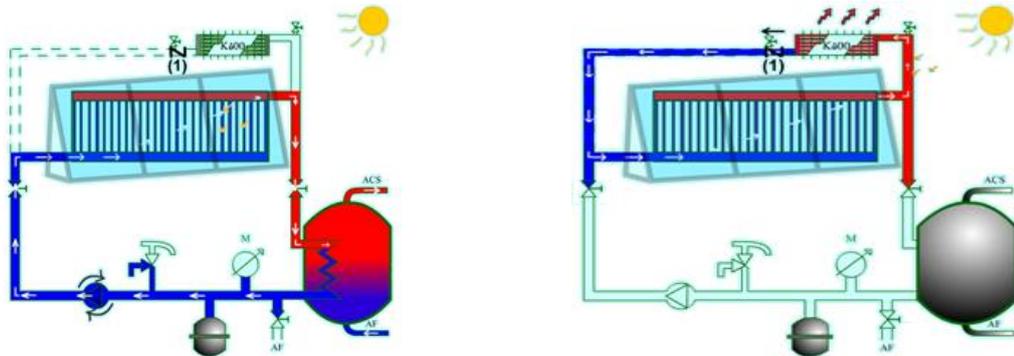


Figura 20. Funcionamiento normal de la instalación y funcionamiento con el sistema de convección.

Elementos auxiliares: válvulas de corte, válvulas antirretornos, válvulas de alivio, purgadores y manómetros. Estos se pueden observar en la Figura 21 y en la Figura 22.

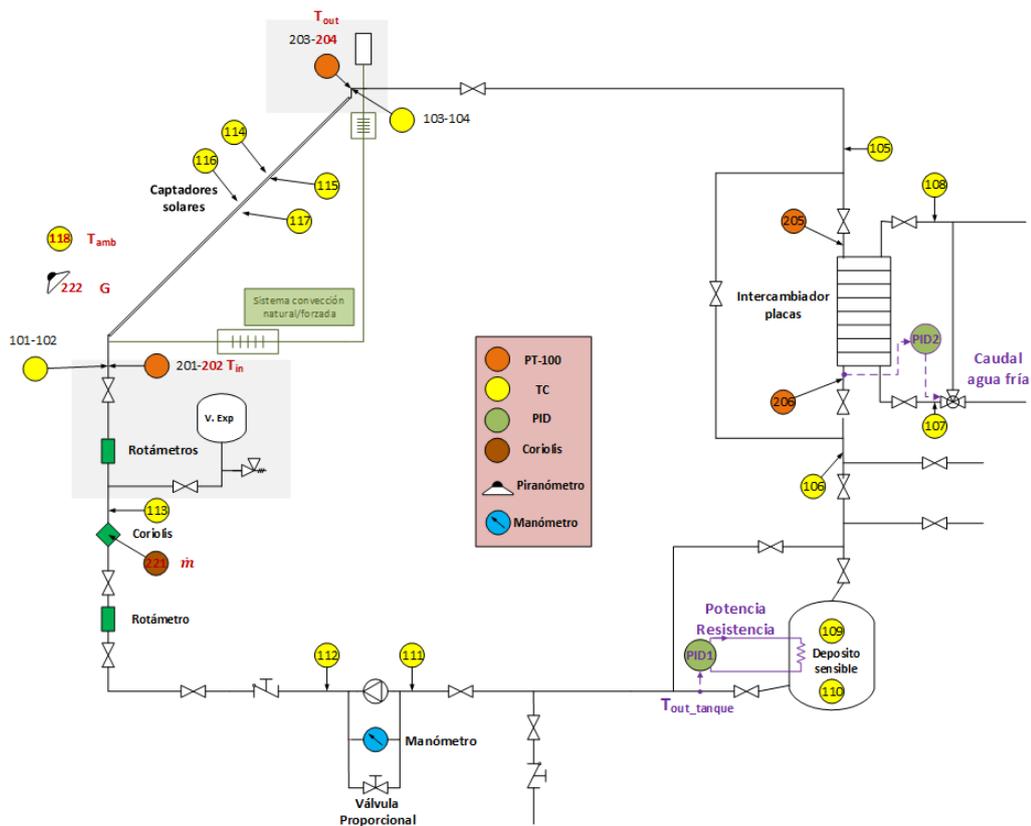


Figura 21. Esquema de los termopares y termorresistencias distribuidas en el circuito primario de la instalación solar.

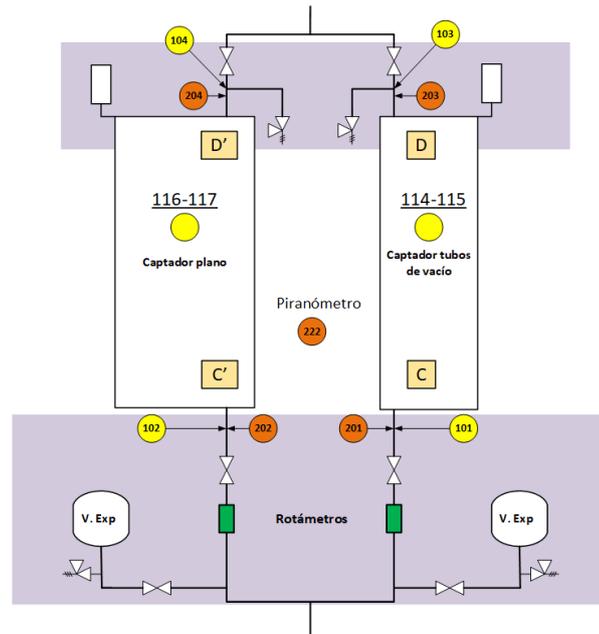


Figura 22. Esquema de termopares y termorresistencias distribuidas en los colectores solares.

3.2.3. Sistema de control y medición

Los instrumentos de medición con los que cuenta la instalación son:

- **Termopares y termorresistencias:** se dispone de termorresistencias “RTD PT 1/10DINB”, con una precisión de $\pm 0,03K$, para medir la temperatura de entrada y salida de los captadores solares, mientras tanto, también se dispone de termopares “tipo T”, con una precisión de $\pm 0,15K$, para tener un control menos preciso de las temperaturas de la instalación, pero ayudan a tener un mayor control de esta en caso de tener algún error en alguna de las partes del circuito. Podemos observar la ubicación de cada uno de los termopares y termorresistencias medidos en la Figura 21.
- **Piranómetro:** se trata de un piranómetro “KIPP & ZONEN CMP-3” que mide la irradiancia global incidente sobre la superficie inclinada de los captadores solares. Este se encuentra sobre una estructura construida a medida para que su disposición e inclinación sea lo más similar a la de los captadores.



Figura 23. Piranómetro “KIPP & ZONEN CMP-3”.

- **Datalogger:** se trata de un registrador de datos “Agilent 34972A” que registra todas las medidas de temperatura, radiación y caudal (coriolis) en un intervalo de registro de tiempo de 10 segundos.

Por otro lado, también encontramos el cuadro eléctrico donde la función principal del mismo es controlar la instalación eléctrica y proteger tanto a las personas como a los aparatos que haya conectados a la red. En él encontramos:

- Interruptor de corte general.
- Interruptor tensión válvula de 3 vías.
- Botones de encendido (verdes) y botones de parada (rojos) de la bomba de circulación y de la resistencia que se encuentra dentro del tanque de inercia.
- Luces de indicación del encendido de la bomba de circulación y de la resistencia (verdes).
- Luces de alarma de la resistencia, presostato y motor (rojas).
- Controlador resistencia (PID 1): en el display se marca la temperatura de entrada deseada en los captadores y este controla la potencia de la resistencia.
- Controlador válvula (PID 2): en el display se marca la temperatura de salida del intercambiador de placas hacia el depósito de inercia y este controla la válvula de 3 vías para regula el caudal de agua fría que entra por el intercambiador de placas.
- Termostato: interruptor de seguridad que corta la alimentación a la instalación si la temperatura sube por encima de 95°C. El sensor está a la salida del tanque de inercia.



Figura 24. Cuadro eléctrico de control.

3.3. Descripción general de la instalación de almacenamiento térmico latente

3.3.1. Depósito

El depósito de almacenamiento latente térmico fue diseñado por el IIE a partir de un estudio realizado con anterioridad con un depósito comercial de almacenamiento de hielo [41]. El intercambiador de este estaba hecho con tubos de polietileno ya que el agua se empleaba como PCM y esta presenta una buena compatibilidad con el plástico.

El depósito desarrollado por el IIE [42] consiste en un intercambiador con tubos de cobre debido a que el material de cambio de fase que se iba a utilizar era diferente del agua, el cobre es más compatible con otros PCM que con polietileno, y además facilita la realización de soldaduras entre tubos.

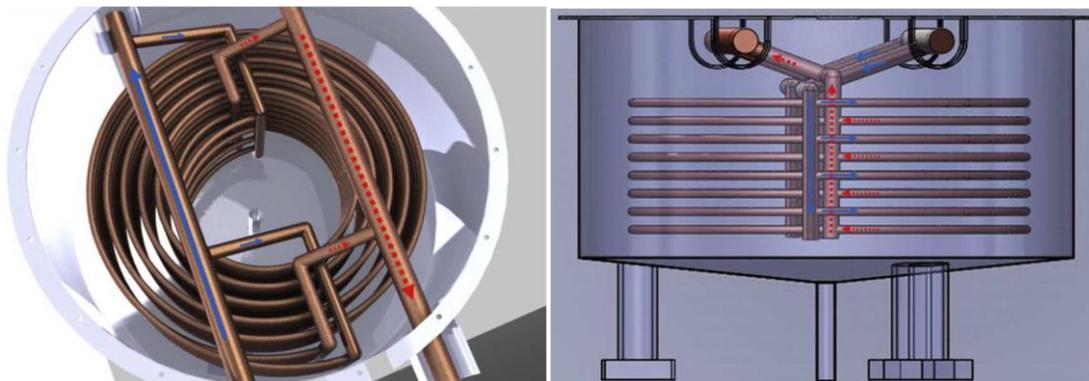


Figura 25. Vista superior y vista frontal del depósito de PCM del IIE [29].

La Figura 25 muestra la geometría del prototipo desarrollado por el IIE. Este cuenta con una tubería de entrada (impulsión) y una de salida (retorno), mientras que la configuración interior está formada por 8 espirales dispuestas horizontalmente en planos que alternan recorridos centrífugos y centrípetos [43]. Por otra parte, la pared del depósito es de acero INOX AISI 316L y, además, cuenta con un aislamiento exterior de poliuretano 150 mm. En la Tabla 5 se muestran las características más importantes del depósito:

Características	Valor
Material del tubo	Cobre
Material del depósito	INOX AISI 316 L
Distancia horizontal entre tubos	41 mm
Distancia vertical entre tubos	37 mm
Longitud del tubo	13,3 mm
Diámetro interno del tubo	12 mm
Diámetro externo del tubo	16 mm
Área total de transferencia de calor	5,75 m
Número de vueltas de la espiral	6
Número de tubos	8
Volumen total de PCM	240 l
Volumen de PCM alrededor de los tubos	170 l
Volumen de PCM en el centro	33 l
Volumen de PCM en el sistema de drenaje	28 l
Aislamiento exterior	Poliuretano 150 mm

Tabla 5. Características principales del depósito de almacenamiento latente.

3.3.2. Sistema de control y medición

Como muestra la Figura 26, se han colocado 21 termopares “tipo T” para medir la temperatura del PCM, con una precisión de $\pm 0,15K$, en 3 filas y 7 columnas diferentes. La nomenclatura de cada termopar (T_{ij}) viene dado por el subíndice i , que representa el número de la fila y el subíndice j , que representa el número de la columna.

Por otra parte, las temperaturas de suministro y retorno del tanque LHTS se miden con una termorresistencia “RTD PT 1/10DINB”, con una precisión de $\pm 0,03K$. Por lo que es de gran

importancia ya que ambas temperaturas se utilizarán posteriormente para llevar a cabo balances de potencia y energía. Además, cuenta con una cámara para poder observar el cambio de fase de la parafina durante la realización de los ensayos.

Añadir, que se ha incorporado un caudalímetro magnético con una incertidumbre de $\pm 2,64$ kg/h para poder saber el caudal trasegado por la enfriadora y posteriormente, realizar balances de potencia y energía.

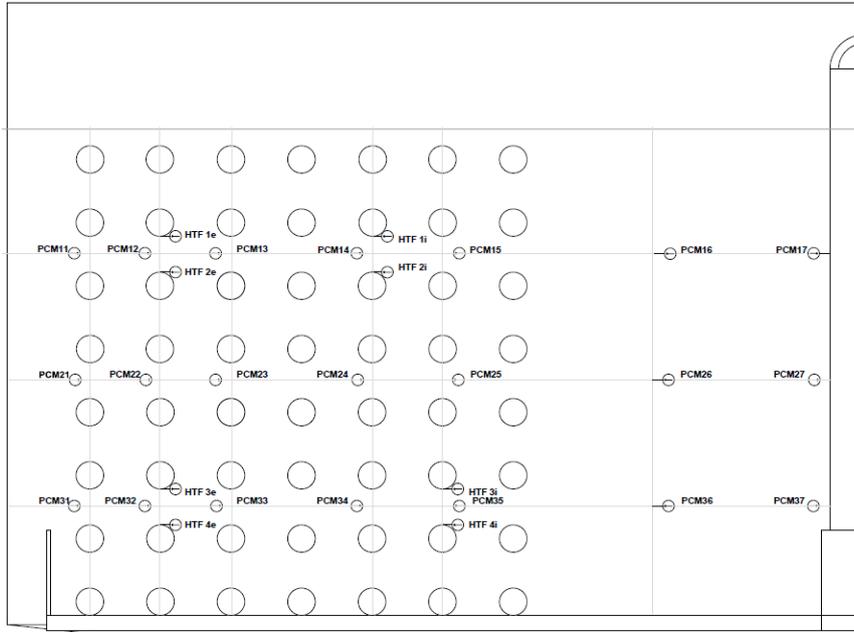


Figura 26. Posición de los termopares dentro del tanque de almacenamiento latente.

3.3.3. Material de cambio de fase

El material utilizado como material de cambio de fase se trata de parafina con una temperatura de fusión de $55 \pm 1^\circ\text{C}$. El conjunto de ensayos se ha establecido teniendo en cuenta la curva de entalpía-temperatura del PCM proporcionada por el fabricante RUBITHERM mediante calorimetría de triple capa como se observa en la Figura 27. Se puede apreciar claramente cómo el cambio de fase no es exactamente a 55°C , sino que ocurre de forma progresiva en el rango de temperaturas de $50-58^\circ\text{C}$ aproximadamente.

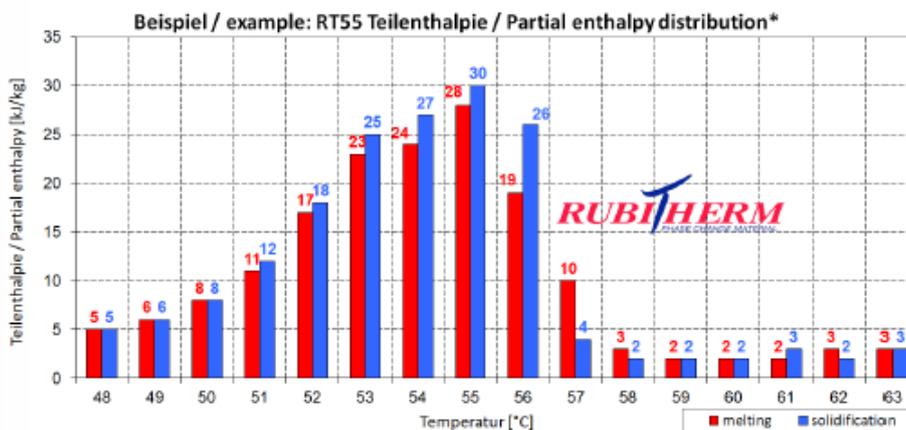


Figura 27. Curva entalpía-temperatura de la parafina RT55 medido por RUBITHERM [44].

3.4. Descripción del conjunto de ambas instalaciones

En el siguiente apartado, se hará una breve descripción de ambas instalaciones funcionando de manera conjunta y se explicará de manera concisa la puesta en marcha del acoplamiento del depósito latente a la instalación solar térmica de baja temperatura.

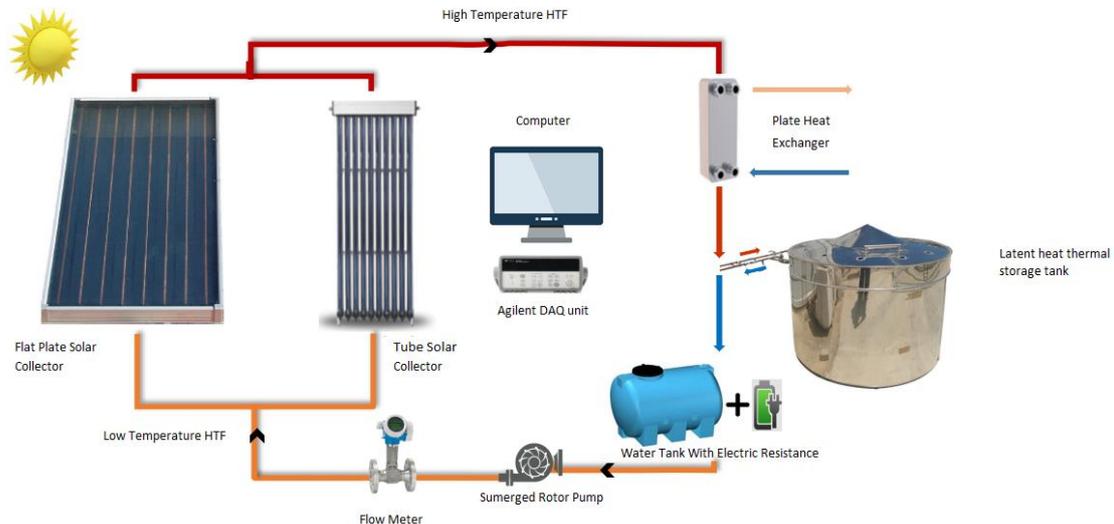


Figura 28. Representación esquemática de la instalación solar térmica con el depósito de almacenamiento latente.

Como se observa en la Figura 28 la instalación consta de un circuito primario donde se encuentran los captadores solares, el intercambiador de placas y ambos depósitos, el depósito de almacenamiento latente y el depósito de almacenamiento sensible. Ahora bien, dependiendo del tipo de ensayo que se quiera llevar a cabo y del uso que se le quiera dar, cabe la posibilidad de by-passear tanto el depósito de almacenamiento sensible como el depósito de almacenamiento latente.

3.4.1. Puesta en marcha

A continuación, se hará una breve explicación de la puesta en marcha de la instalación. En primer lugar, destacar que el depósito de almacenamiento latente había estado mucho tiempo sin ser ensayado, por tanto, se realizó una comprobación del intercambiador del depósito para confirmar que este no tenía ninguna fuga. Se introdujo nitrógeno por el intercambiador a una presión de 6 bar y a temperatura ambiente de 20°C y se dejó durante un día entero para ver si la presión disminuía o se mantenía constante.



Figura 29. Manómetro usado para la comprobación del fugado.

Por otro lado, el depósito ya contaba con una serie de termopares y se realizó una revisión de su correcto posicionamiento y funcionamiento. Una vez revisados y comprobados, se procedió a nombrarlos correctamente, a insertar los termopares faltantes y se añadió una regleta con 3 termopares adicionales entre la columna 5 y 7 como se observa en la Figura 26.

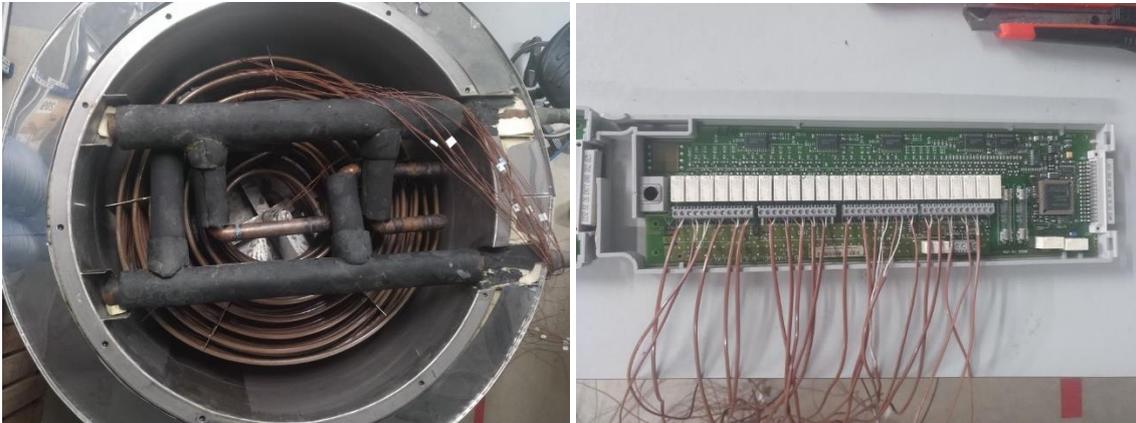


Figura 30. Depósito con los termopares y tarjeta del Datalogger para la comprobación del correcto funcionamiento de los termopares.

Se trasladó el depósito a la instalación solar y las vinientes tareas consistieron en instalar un pasamuros en el depósito para poder pasar los termopares de dentro del depósito, la instalación de una caja de conexiones, pasar los termopares y termorresistencias por el falso techo del laboratorio docente hasta el punto de adquisición de los datos e introducirlos en las tarjetas del Datalogger.

Posteriormente, se realizó la contratación de una empresa externa para realizar el acoplamiento hidráulico de ambas instalaciones, además, estos se encargaron de colocar dos sondas de temperatura a la entrada y salida del depósito de almacenamiento latente, de la colocación de dos termorresistencias a la entrada y salida del flujo proveniente de la enfriadora, de la instalación de un caudalímetro magnético para conocer el caudal proveniente de la enfriadora y del forrado de las tuberías para disminuir las pérdidas térmicas.



Figura 31. Instalación caudalímetro volumétrico en circuito primario y circuito hidráulico del depósito.

Seguidamente, se realizó la conexión de los termopares y termorresistencias del depósito y se comprobó que todos ellos funcionaban correctamente antes de llevar a cabo la puesta en marcha de la instalación.



Figura 32. Preparación de los termopares y termorresistencias del depósito.

En último lugar, después del correcto funcionamiento del circuito hidráulico y de todos los termopares y termorresistencias de toda la instalación se procedió a la introducción de la parafina dentro del depósito. Esta estaba en bloques sólidos y se fueron introduciendo encima del intercambiador para que con el agua circulante de aproximadamente 70°C pudiera cambiar de fase y así poder introducir toda la parafina necesaria. En total se pesaron y se introdujeron 206,36 kg.



Figura 33. Introducción de la parafina dentro del depósito.

Una vez, introducida la parafina dentro del depósito hasta cubrir la última de las espirales, fue hora de empezar con los ensayos planteados para el depósito.

4. METODOLOGÍA DE ENSAYO

4.1. Metodología de ensayo para la instalación solar del IIE

4.1.1. Estudio de la normativa actual y comparación con la instalación

Primero se llevó a cabo una búsqueda de la normativa referente a la energía solar térmica de baja temperatura para determinar si había o no un método específico para estudiar el rendimiento de los captadores solares en condiciones exteriores.

La normativa que se ha usado como base para poder definir la metodología de ensayos para nuestra instalación es la Norma ISO 9806:2017 [24]. Ahora bien, como se ha comentado con anterioridad, la siguiente instalación ha sido construida con fines docentes para que el alumnado pueda ver de manera más próxima el funcionamiento de este tipo de instalaciones y en consecuencia los instrumentos de medición no tienen por qué cumplir con la normativa que hay actualmente para la certificación de rendimientos de captadores para ensayos al exterior.

La Norma ISO 9806:2017 [24] se elaboró con la finalidad de definir un procedimiento para ensayar captadores solares de calentamiento solar, así como de determinar el rendimiento térmico, la fiabilidad, la durabilidad y la seguridad del mismo. En esta se incluye los métodos de ensayo del rendimiento para condiciones exteriores con radiación natural y para interior con radiación solar y viento simulada. Además, conviene destacar que esta normativa es aplicable tanto para captadores planos con cubierta como para captadores de tubo de vacío para ACS. En este caso la comparativa se centra en los capítulos del 19 al 26 que hacen referencia a la metodología de ensayo para el cálculo del rendimiento térmico y en concreto, para ensayos cuasi-dinámicos. Así pues, se definió y se comparó que instrumentación disponía en la instalación:

Instrumentación (para captadores de calentamiento líquido)		
Medidas	Norma ISO 9806	Instalación IIE
Medidas de radiación solar		
Piranómetro (irradiación solar global)	Clase I o superior	Clase II
Piranómetro (irradiación solar difusa)	Clase I o superior	NO
Medidas de temperatura		
Temperatura ambiente	Incertidumbre estándar <0,5K	Incertidumbre estándar ±0,15K
Temperatura del fluido caloportador a la entrada y a la salida del captador	Diferencia de temperaturas (DT) con incertidumbre estándar de <0,05K	Diferencia de temperaturas (DT) para saltos habituales de 7°C en nuestra instalación, incertidumbre estándar ±0,054K
Medidas de caudal		
Caudal másico	Incertidumbre estándar ±2%	Incertidumbre estándar ±0,15%
Medida de velocidad del aire		
Velocidad del aire paralela al plano del captador plano (tubos de vacío despreciable)	Incertidumbre estándar <0,5 m/s	NO

Tabla 6. Valores de incertidumbre de los equipos de la instalación.

Hay que destacar también de la normativa los siguientes tres puntos para la realización de los ensayos:

- Para captadores de vacío, la dependencia de la velocidad del aire puede despreciarse indistintamente de la relación de concentración (CR).
- El captador debe preconditionarse en condiciones de estancamiento como mínimo durante 5 horas con una irradiación por encima de los 700W/m² y con una temperatura ambiente superior a 10°C.
- El caudal del fluido debe ser de aproximadamente 0,02 kg/s por metro cuadrado de área total del captador. En caso de que el caudal no esté dentro de las especificaciones del fabricante, debe seleccionarse un caudal adecuado dentro de las especificaciones.

Por último, conviene tener en cuenta que la fase de ensayos de la normativa vigente consiste en cuatro ensayos con una duración mínima de 3 horas. Se deben de registrar datos para todas las condiciones operativas normales más importantes regulando la temperatura de entrada al captador dentro de su rango de diseño. Para posteriormente poder calcular el rendimiento experimental del captador solar.

El calor útil \dot{Q} según la normativa ISO 9806:2017 [24] se calcula según la Ecuación (7):

$$\dot{Q} = [\eta_{0,hem} G_{hem} - k_1(T_m - T_a) - k_2(T_m - T_a)^2 - k_3 u'(T_m - T_a) + k_4(E_L - \sigma T_a^4) - k_6 u' G_{hem} - k_7(E_L - \sigma T_a^4) - k_8(T_m - T_a)^4] \quad (7)$$

η_0 : Eficiencia óptica del captador con referencia a la irradiancia hemisférica.

E_L : Radiación de onda larga ($3\mu\text{m} < \lambda$).

G_{hem} : Irradiancia solar hemisférica (W/ m²).

k_1 : Coeficiente de pérdidas lineal (W/ K m²).

k_2 : Coeficiente de pérdidas cuadrático (W/ K² m²).

k_3 : Dependencia del viento del coeficiente de pérdidas de calor (J/ K m³).

k_4 : Dependencia de la temperatura de cielo del coeficiente de pérdidas.

k_6 : Dependencia del viento del coeficiente de pérdidas cero (s/m).

k_8 : Pérdidas de radiación (W/ K⁴ m²).

T_m : Temperatura media del fluido caloportador (°C).

T_a : Temperatura ambiente (°C).

u : Velocidad de aire circulante (m/s).

u' : Velocidad de aire reducida $u' = u - 3 \text{ m/s}$.

σ : Constante de Stefan-Boltzmann (W/ K⁴ m²).

Hay que considerar que en la presente instalación no se atienden a todos los parámetros que considera la normativa para el cálculo del rendimiento por falta de instrumentación.

4.1.2. Metodología de ensayo

Una vez asimilada la normativa se organizó la metodología de ensayo en la instalación solar. Los ensayos principales que se van a realizar son los siguientes:

- Ensayo con temperatura ascendente con ambos captadores trabajando paralelamente variando la temperatura de entrada a 30, 45 y 60°C con la resistencia térmica y ambos captadores trabajando a caudal nominal.
- Ensayo con temperatura ascendente del captador plano y de tubos de vacío de manera individual variando la temperatura de entrada a 30, 45 y 60°C con la resistencia térmica y a caudal nominal.
- Ensayo con temperatura descendente del captador plano y de tubos de variando la temperatura de entrada a 60, 45 y 30°C by-passeando el depósito de inercia y a caudal nominal.

Una vez planificados los ensayos que se van a realizar en la instalación, se reserva el laboratorio docente. Si el día planificado es soleado, el ensayo sigue adelante de lo contrario se aplaza para otra fecha. Así pues, una vez en la instalación se deben seguir los siguientes para un correcto funcionamiento de la misma:

1. Inspeccionar visualmente la instalación solar y registrar cualquier daño.
2. Revisar las válvulas de cierre del circuito (depende del ensayo que se vaya a realizar es necesario cambiar la disposición de las válvulas).
3. Revisar la presión del circuito hidráulico (manómetro), en torno a 1-2 bar.
4. Revisar la presión del depósito de la enfriadora (manómetro), en torno a 2 bar.
5. Encender la enfriadora (encender desde el botón al lado del cuadro).
6. Destapar el colector o los colectores solares y limpiar perfectamente la cubierta del captador de ensayo.
7. Cerrar las válvulas de los disipadores de calor.
8. Instalar el piranómetro.
9. Arrancar la bomba de circulación desde el panel de control.
10. Comprobar las temperaturas de consigna de los PIDs de panel de control.
11. Encender el ordenador y el Datalogger e iniciar el programa Agilent.
12. Comprobar que los valores de temperatura, irradiación y caudal son coherentes.

Una vez arrancada a instalación se procede a efectuar el ensayo planificado y si no ha habido ningún problema durante su realización, se dispondrá al final del ensayo de un documento CSV para poder posteriormente analizar los resultados. A continuación, es necesario realizar una correcta parada de la instalación:

1. Apagar la resistencia del depósito de inercia si está encendida.
2. Dejar que el fluido caloportador se enfríe un poco en caso de haber trabajado con elevadas temperaturas.
3. Apagar el ordenador y el Datalogger.
4. Abrir las válvulas de los disipadores de calor.
5. Desinstalar el piranómetro.
6. Tapar los colectores solares.
7. Apagar la enfriadora.

8. Cerrar correctamente el laboratorio docente.

Una vez finalizada la parte experimental es necesario llevar a cabo un estudio de los resultados y comprobar que los valores son coherentes.

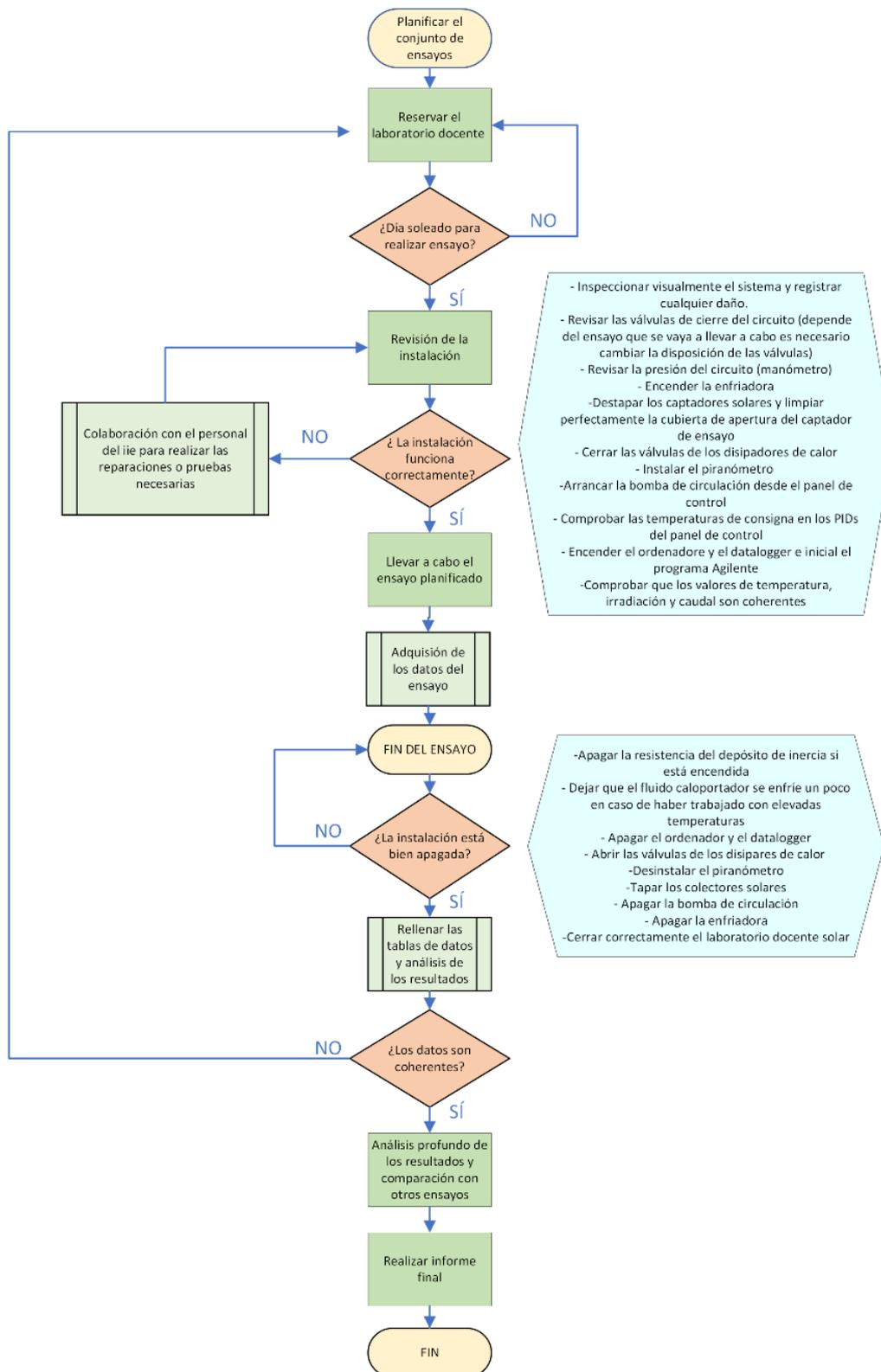


Figura 34. Metodología de ensayo de la instalación solar.

4.1.3. Ensayos realizados de manera individual con el captador plano y con el captador de tubos de vacío con temperatura descendente

A continuación, se mostrarán dos ensayos realizados en diferentes días, uno realizado con temperatura descendente con el captador plano y otro con el captador de tubos de vacío.

En primer lugar, se presenta el ensayo con temperatura descendente llevado a cabo el día de 10 de junio de 2022 con el captador plano. Se trataba de un día despejado y como se puede observar en la Figura 36 el ensayo se realizó de 15:00-16:00 donde la irradiancia promedio durante el ensayo fue de 875 W/m².

La finalidad de este ensayo era estudiar el rendimiento del captador plano con temperatura descendente by-passeando el depósito y controlando la temperatura con la válvula de tres vías manteniendo un caudal constante y variando las temperaturas de entrada en 55-45-30°C.

La Figura 35 muestra los tres tramos para cada una de las temperaturas de entrada junto con la temperatura a la salida del captador y la temperatura ambiente a lo largo de todo el ensayo, que como se observa es de aproximadamente 30°C.

Así pues, a partir de todas las medidas recopiladas durante el ensayo se calculó el rendimiento teórico y experimental del captador. Una vez estabilizado el calor absorbido, se seleccionó un rendimiento representativo para cada uno de los tres tramos representados con líneas verticales discontinuas en la Figura 35, Figura 36 y Figura 37.

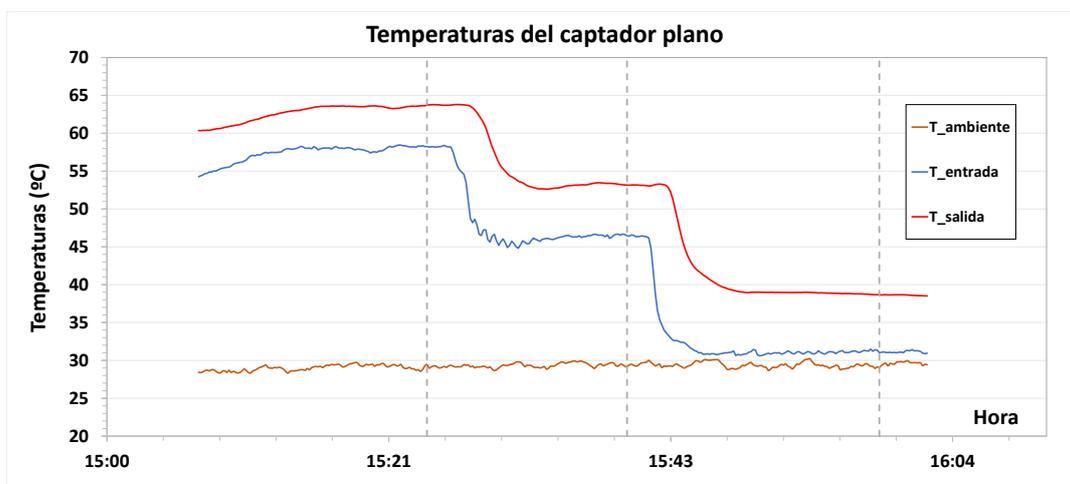


Figura 35. Temperatura ambiente y temperaturas de entrada y salida del captador plano, ensayo 10 de junio de 2022.

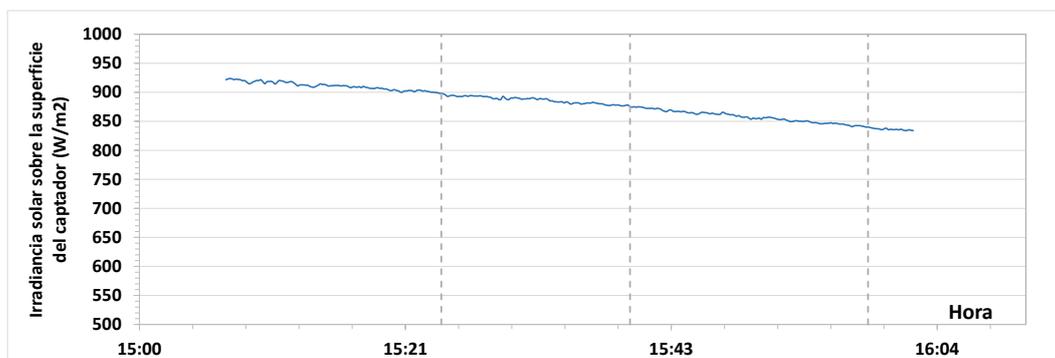


Figura 36. Irradiancia global incidente sobre la superficie del colector plano, ensayo 10 de junio de 2022.

A continuación, en la Figura 37 se observa como fluctúa el caudal a lo largo del ensayo. Como se ha mencionado con anterioridad, el caudal se regula mediante los rotámetros por tanto si a esto se le suma la propia inercia térmica del circuito, resulta complicado mantener el caudal constante a lo largo del ensayo. Por ejemplo, uno de los factores que afecta directamente al caudal es la irradiancia solar, ya que, si la irradiancia es alta, la instalación absorberá más calor y provocará un aumento en la temperatura del fluido caloportador, lo que puede originarse en un aumento del caudal, además, en esta ocasión un aumento de caudal también puede venir ocasionado para evitar sobrecalentamientos y mantener el sistema dentro de unos límites seguros.



Figura 37. Caudal trasegado por el captador plano, ensayo 10 de junio de 2022.

Por consiguiente, como se ha comentado las tres figuras anteriores cuentan con tres líneas verticales que representan los tres puntos representativos para cada uno de los tramos estudiados en la Figura 38. Se representa el rendimiento experimental calculado mediante la Ecuación (1) y el rendimiento que debería de tener según el fabricante, calculado mediante la Ecuación (3).

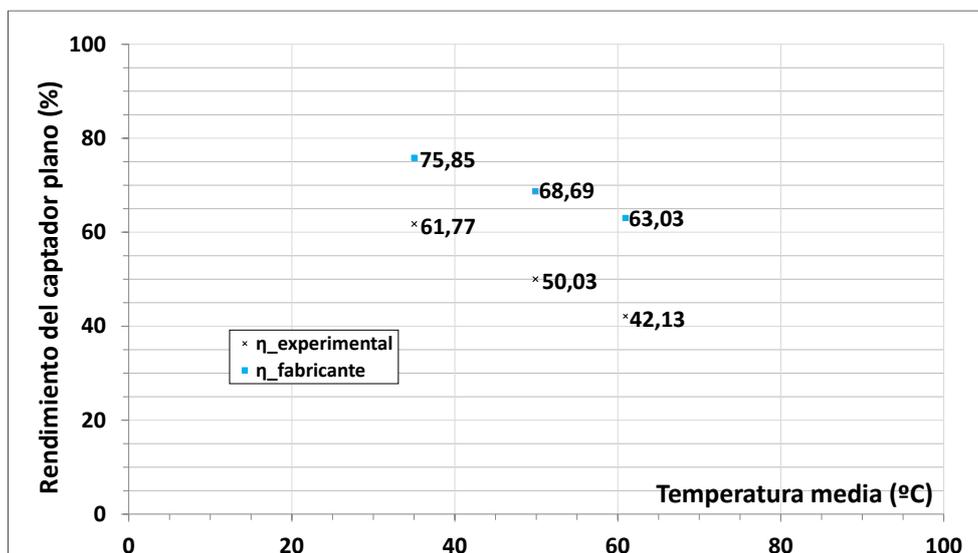


Figura 38. Rendimientos teóricos y experimentales del ensayo realizado con el captador plano, ensayo 10 de junio de 2022.

Más adelante se analizarán si los rendimientos obtenidos son razonables. Por consiguiente, se estudiarán las incertidumbres de los equipos de medida y se examinará la causa de la diferencia en los rendimientos obtenidos, ya que está puede ser provocada por diversos factores como los

instrumentos de medida, por el propio captador o por factores externos como el viento, la irradiancia o la suciedad acumulada en el captador.

En segundo lugar, se muestra el ensayo con temperatura descendente realizado el 14 de junio de 2022 con el captador de tubos de vacío. También se trataba de un día despejado y como se puede observar en la Figura 39 se realizó de 13:00-14:00 donde la irradiancia promedio era de 900 W/m².

La finalidad de este ensayo era estudiar el rendimiento con el captador de tubos de vacío con temperatura descendente by-passeando el depósito y controlando la temperatura con la válvula de tres vías manteniendo un caudal constante y variando las temperaturas de entrada en 55-45-30°C.

La Figura 39 muestra los tres tramos para cada una de las temperaturas de entrada junto con la temperatura a la salida del captador y la temperatura ambiente a lo largo de todo el ensayo, que como se observa es de aproximadamente 30°C.

Así pues, a partir de todas las medidas recopiladas durante el ensayo calculamos el rendimiento teórico y experimental del captador. Una vez estabilizado el calor absorbido, se selecciona un rendimiento representativo para cada uno de los tres tramos representados con líneas verticales discontinuas en la Figura 39, Figura 40 y Figura 41.

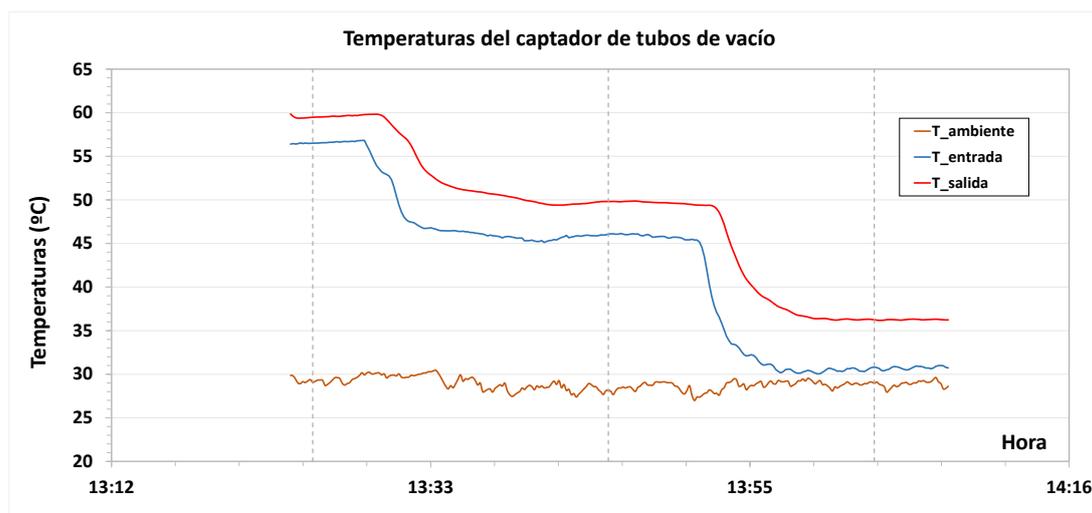


Figura 39. Temperatura ambiente y temperaturas de entrada y salida del captador de tubos de vacío, ensayo 14 de junio de 2022.

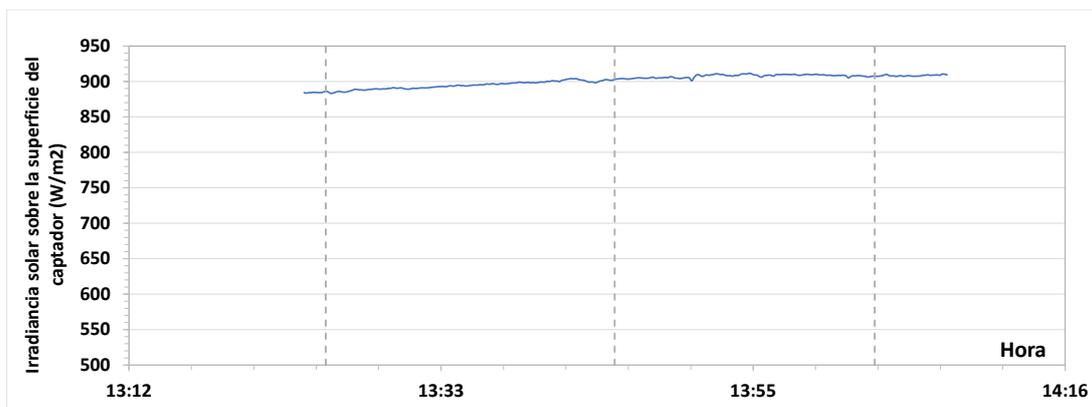


Figura 40. Irradiancia global incidente sobre la superficie del colector de tubos de vacío, ensayo 14 de junio de 2022.

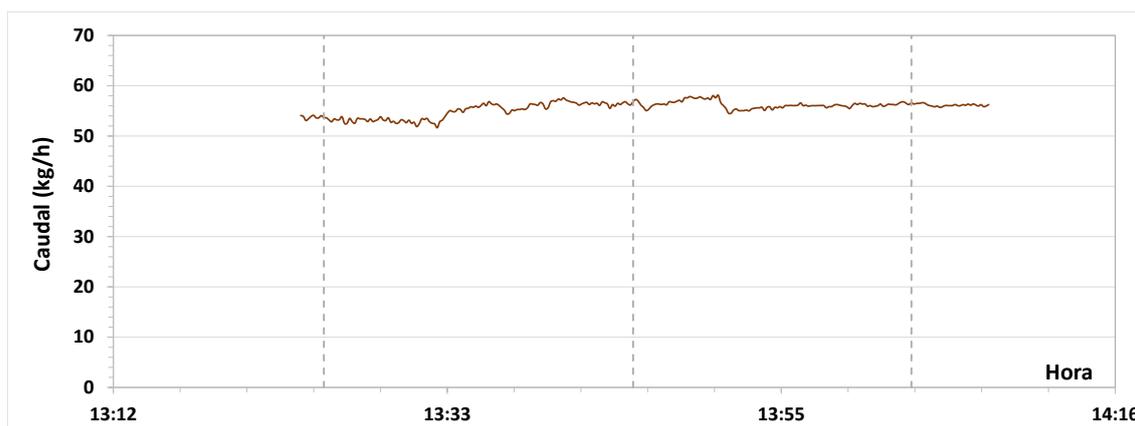


Figura 41. Caudal trasegado por el captador de tubos de vacío, ensayo 14 de junio de 2022.

Al igual que sucede en el captador plano, el caudal en el captador de tubos de vacío también se regula mediante los rotámetros por lo que también se observan ciertas fluctuaciones en el caudal a lo largo del ensayo.

En la Figura 42 se representan los rendimientos experimentales y teóricos de los tres puntos ejemplares para cada uno de los tres tramos:

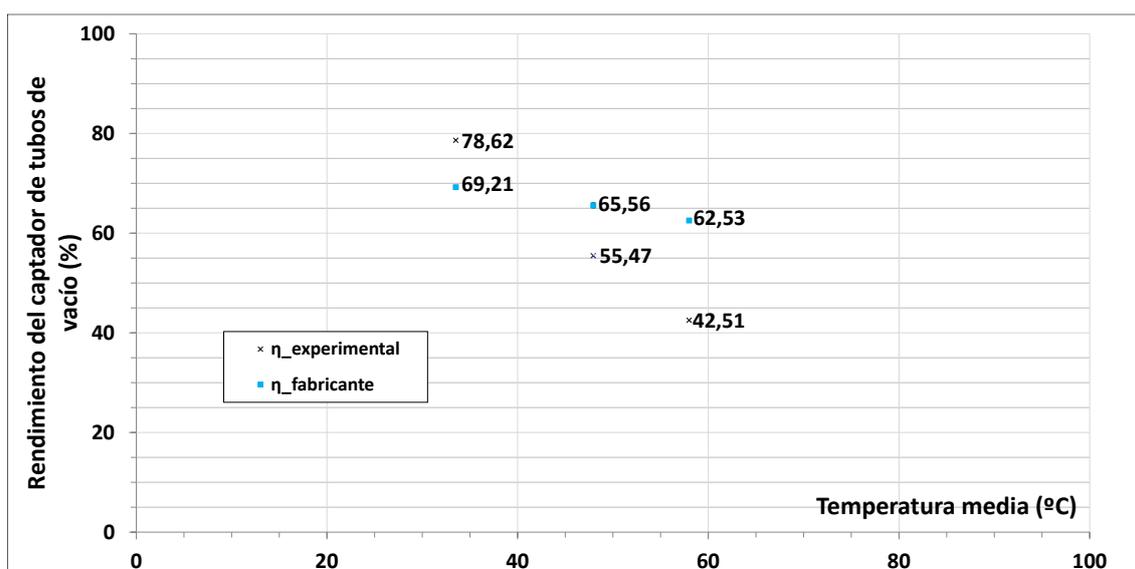


Figura 42. Rendimientos teóricos y experimentales del ensayo realizado con el captador de tubos de vacío, ensayo 14 de junio de 2022.

A continuación, se estudiará si los rendimientos experimentales obtenidos para el captador de tubos de vacío son coherentes y se analizará cuáles pueden ser las posibles causas para poder justificar dichos rendimientos. Estos pueden ser provocados por varios factores como los vistos anteriormente para el captador plano o bien por otras causas.

4.1. Metodología de ensayo para depósito latente del IIE

En el siguiente apartado se explicará la dinámica de ensayos para la instalación solar junto con el depósito de almacenamiento latente, estos ensayos consistirán principalmente en ensayar la carga y la descarga del depósito utilizando la resistencia eléctrica para la carga y el intercambiador de placas para la descarga.

El proceso de carga consiste en hacer circular el fluido caloportador por el serpentín del depósito a una temperatura igual o superior a la temperatura de cambio de fase de la parafina para que el material pueda cambiar de fase, absorber energía y poder almacenarla.

Mientras tanto, el ensayo de descarga consiste en circular el fluido caloportador por el serpentín del depósito a una temperatura inferior a la del cambio de fase, proporcionada por la enfriadora, para extraer la energía almacenada durante la carga por medio del cambio de fase de la parafina, lo que se conseguiría que este se solidificara.

En primer lugar, antes de realizar una carga o una descarga es necesario acondicionar la temperatura del fluido caloportador a través del circuito primario de la instalación solar, teniendo siempre cerradas las válvulas de entrada y salida del depósito de almacenamiento latente, con la temperatura de impulsión impuesta para cada uno de los ensayos. Por lo general, en este caso la temperatura de impulsión de la carga será de 70°C mientras que la descarga de 35°C.

Se ha impuesto que el primer ensayo que se realizará será el de carga. Por lo que, en primer lugar, antes de realizar la carga. Hay que hacer una preparación del circuito primario. Los pasos son los siguientes:

1. Inspeccionar visualmente la instalación y registrar cualquier daño.
2. Revisar que las válvulas de entrada y salida del depósito latente estén cerradas.
3. Revisar la presión del circuito hidráulico (manómetro), en torno a 1-2 bar.
4. Revisar la presión del depósito de la enfriadora (manómetro), en torno a 2 bar.
5. Arrancar la bomba de circulación desde el panel de control y regular el caudal a través de los rotámetros.
6. Encender la resistencia térmica y marcar la temperatura de consigna de 70°C con el PID 1.
7. Encender el ordenador y el Datalogger e iniciar el programa Agilent.
8. Comprobar que los valores de temperaturas y caudal son coherentes.
9. Finalizar la preparación cuando la temperatura del circuito primario haya alcanzado la temperatura de consigna. Aproximadamente la preparación tiene una duración de 45-60 minutos.

En segundo lugar, una vez finalizada la preparación de la carga, se inicia el ensayo de carga. Los pasos son los siguientes:

1. Anotarse la temperatura media del PCM en contacto con el serpentín antes de realizar la carga.
2. Apertura de las válvulas de entrada y salida del depósito latente (operar con suavidad, los cambios bruscos de presión pueden provocar problemas en la bomba).
3. Esperar el tiempo necesario hasta alcanzar una temperatura media de los PCMs en contacto con el serpentín de 60°C, temperatura 10°C inferior a la temperatura de impulsión, ya que teóricamente a esa temperatura la parafina ya está en estado líquido como se puede observar en curva de entalpía-temperatura del PCM (Figura 27). La duración del ensayo suele ser de 6-7 horas aproximadamente.
4. Una o dos horas antes de realizar la descarga, ver que el interruptor de la válvula de 3 vías del cuadro eléctrico está apagado y encender la enfriadora. Esto se hace para

acondicionar el depósito de la enfriadora para poder posteriormente realizar la descarga más rápidamente.

5. Una vez finalizada la carga, cerrar las válvulas de entrada y salida del depósito latente para poder realizar la preparación del circuito primario para la descarga.

En tercer lugar, una vez finalizada la carga hay que hacer una preparación del circuito primario para la descarga. Los pasos son los siguientes:

1. Encender el interruptor de la válvula de 3 vías y marcar la temperatura de consigna de 35°C en el PID 2.
2. Descender la temperatura de consigna de la resistencia a 30°C como precaución, para evitar que la temperatura del circuito primario descienda de los 35°C.
3. Finalizar la preparación cuando la temperatura del circuito primario haya alcanzado la temperatura de consigna. Aproximadamente la preparación tiene una duración de 45-60 minutos.

Finalmente, una vez finalizada la preparación de la descarga, se inicia el ensayo de descarga. Los pasos son los siguientes:

1. Apertura de las válvulas de entrada y salida del depósito latente (operar con suavidad, los cambios bruscos de presión pueden provocar problemas en la bomba).
2. Esperar el tiempo necesario hasta alcanzar la temperatura inicial media de los PCMs en contacto con el serpentín anotada antes de realizar la carga. La duración del ensayo suele ser de 13-14 horas aproximadamente.
3. Una vez alcanzada dicha temperatura media, se dará por finalizado el ensayo de descarga.

Una vez finalizados ambos ensayos, es necesario realizar una correcta parada de la instalación:

1. Apagar la resistencia y la enfriadora.
2. Guardar el ensayo y apagar el ordenador y el Datalogger.
3. Apagar la bomba de circulación.
4. Apagar el interruptor de la válvula de 3 vías y el interruptor general desde el cuadro eléctrico.

4.1.1. Ensayos de carga y descarga realizados con el almacenamiento latente con la resistencia térmica

En el siguiente apartado, se mostrará un ensayo de carga y descarga realizado durante el 22 de junio de 2023 utilizando para la carga la resistencia que se encuentra en el depósito sensible regulada con el PID 1 y para la descarga se hará uso del intercambiador de placas donde la temperatura de salida del mismo se regulará mediante el PID 2.

Para ambos ensayos se hará uso de la temperatura media de la zona útil, determinada a partir de los termopares que se encuentran en contacto con el intercambiador, para poder definir cada una de las zonas de carga y descarga.

La finalidad del siguiente ensayo es estudiar el porcentaje de calor que es capaz de absorber durante la carga y durante la descarga, determinar el número de horas necesarias para alcanzar las temperaturas marcadas, además de determinar otra serie de parámetros. El caudal promedio para el siguiente ensayo es de 200 kg/h y la temperatura de entrada al depósito

durante la carga será de 70°C mientras que, para la descarga la temperatura de entrada será de 35°C como se observa en la Figura 43.

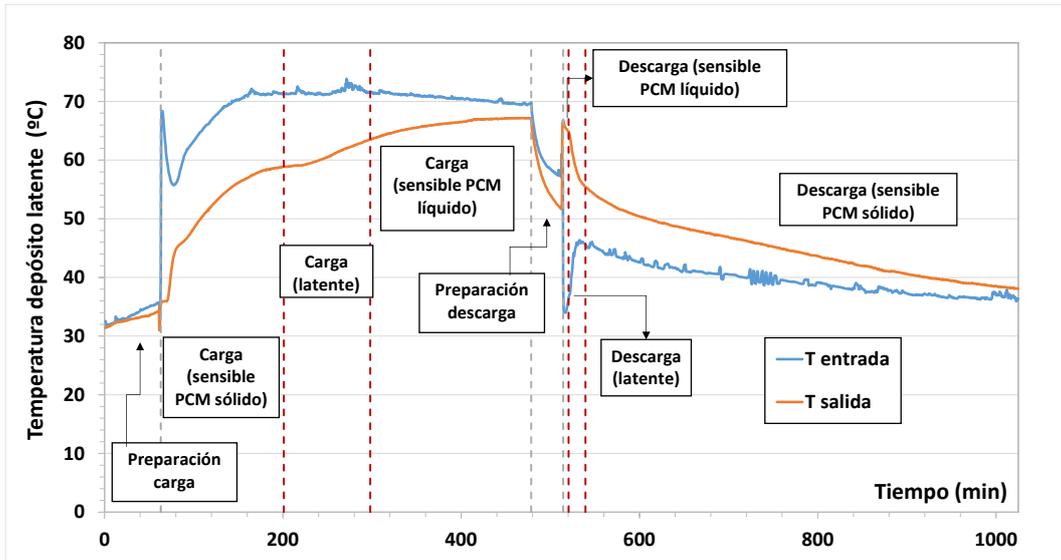


Figura 43. Temperatura de entrada y salida al depósito de almacenamiento latente, ensayo 22 de junio de 2023.

La Figura 44 muestra la temperatura media del PCM en la zona útil y en la zona muerta, zona central depósito donde el PCM no está en contacto con los serpentines, se calcula a partir de los termopares que se encuentran en la columna 6 y 7.

Por otro lado, se puede observar también que el ensayo de carga y descarga también está subdividido en preparación, almacenamiento y descarga sensible y latente. Dichos tramos se han subdividido de la siguiente manera, de acuerdo con la curva de entalpía-temperatura del PCM (Figura 27): para temperaturas medias de serpentín inferior a 52°C se considerará que únicamente se provoca un cambio de temperatura en el PCM y, además, se encuentra en estado sólido. Para temperaturas medias superiores a 52°C e inferiores a 58°C se considerará que el PCM está cambiando de fase y, por último, para temperaturas superiores a 58°C se considerará que se encuentra ya en estado líquido y, por tanto, sólo se producirá un cambio de temperaturas más rápido en el PCM.

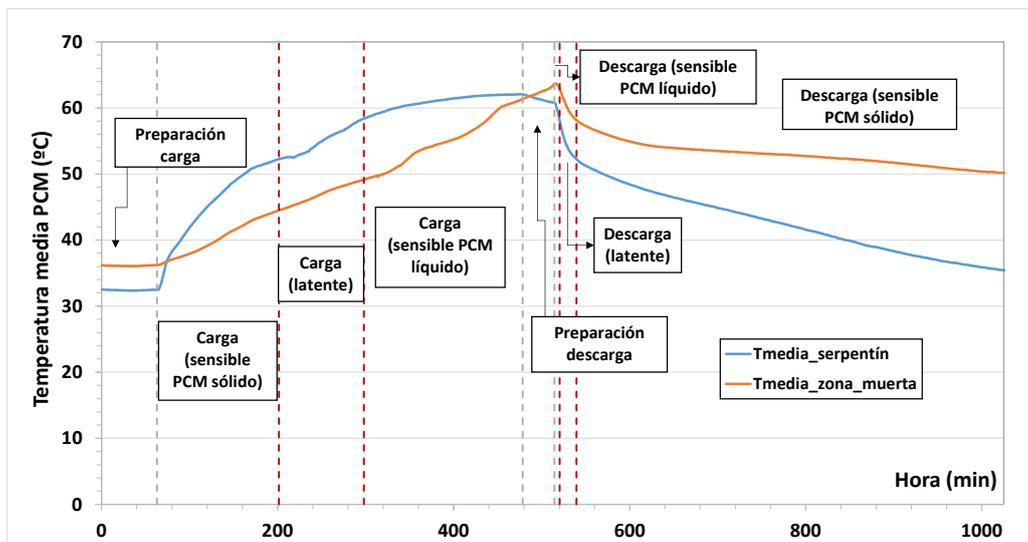


Figura 44. Temperatura media del PCM durante el ensayo de carga y descarga, ensayo 22 de junio de 2023.

Por último, se estudiará más adelante el comportamiento de las temperaturas del PCM a lo largo de la carga y de la descarga. A continuación, se muestran dos ejemplos, en la Figura 45 se representa la temperatura del PCM de la cuarta columna, zona útil, junto con sus tres filas correspondientes y en la Figura 46 se representa la temperatura del PCM de la sexta columna, zona muerta, junto con sus tres filas correspondientes.

En la cuarta columna aparecen ciertas oscilaciones en temperaturas de 57-60°C. Esto es lógico dado que parte de la parafina ya es líquida, tiene una menor densidad y tiende a subir. A su vez, la parafina sólida, una vez se despega de los serpentines, desciende por gravedad y se acumula en las partes inferiores del depósito. Por ello, en la fila 3, que es la inferior, se puede observar un descenso puntual de las temperaturas, coincidiendo con el descenso de algún bloque de parafina sólida. En cambio, en la fila 1, que es la superior, las temperaturas siempre están en ascenso.

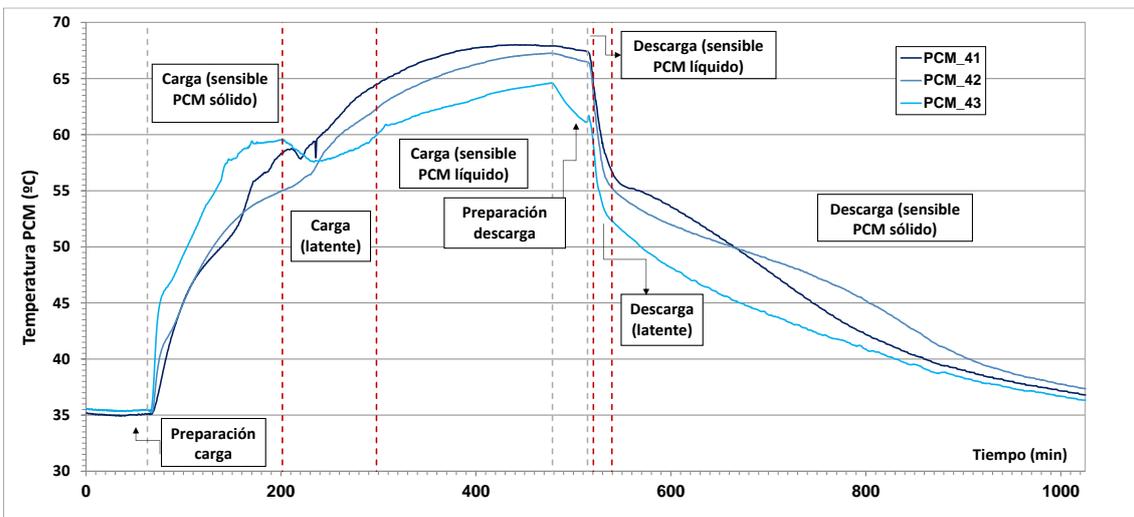


Figura 45. Temperatura del PCM para la cuarta columna y las tres filas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.

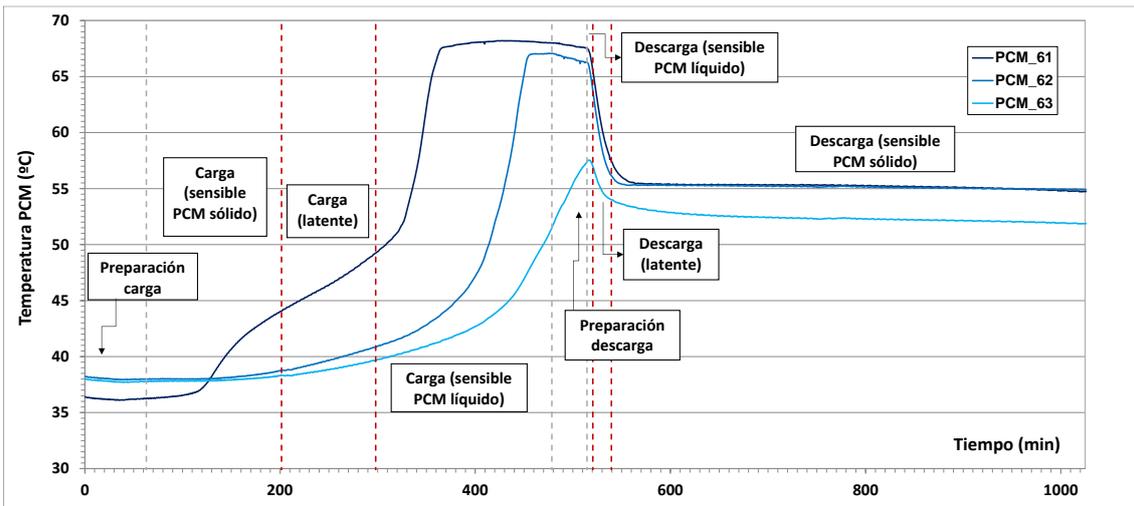


Figura 46. Temperatura del PCM para la sexta columna y las tres filas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.

Se observa también cómo el centro del depósito (columna 6) tarda más tiempo en cambiar de fase, dado que está más lejos del intercambiador, y que la conductividad térmica de la parafina es baja.

5. CARACTERIZACIÓN EXPERIMENTAL

5.1. Prestaciones de los captadores solares

5.1.1. Comparación del rendimiento experimental y fabricante y observar qué diferencias hay en el porcentaje

Empezando con los objetivos principales, para poder responder al primer objetivo marcado, se mostrarán los resultados obtenidos en dos ensayos representativos uno para el captador plano y otro para el captador de tubos de vacío descritos en la página 43. Antes de nada, comentar que se han estudiado las incertidumbres de los instrumentos de medida para ambos ensayos y se han tenido en cuenta tanto la incertidumbre sistemática y la incertidumbre aleatoria del propio ensayo, todo ello se encuentra explicado en el anexo “2. Análisis de incertidumbres”.

A continuación, se analizará un ensayo realizado con el captador plano el 10 de junio de 2022. En la Tabla 7, quedan recogidos para cada uno de los tres tramos la temperatura media, el rendimiento experimental y el rendimiento del fabricante junto con su error.

Tm (°C)	η experimental (%)	η fabricante (%)
31,4	61,77 ± 10,93	75,84 ± 0,45
46,6	50,03 ± 11,00	68,69 ± 1,58
58,2	42,13 ± 13,01	63,08 ± 2,72

Tabla 7. Rendimiento experimental y de fabricante del captador plano para cada tramo, ensayo 10 de junio de 2022.

Mientras que en la Figura 47 quedan representados de manera gráfica para poderlo contemplar de una manera más visual:

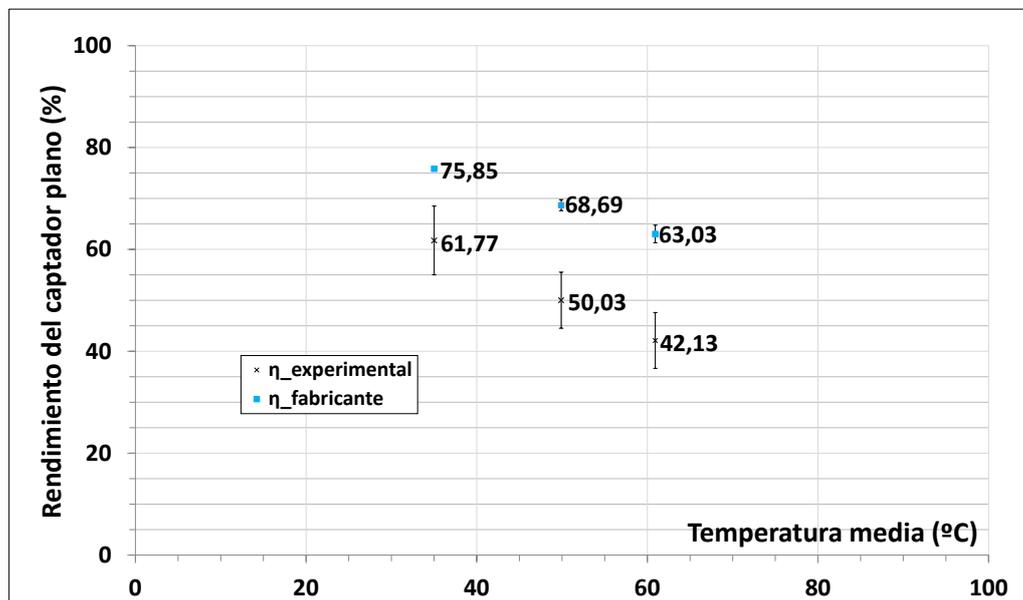


Figura 47. Rendimientos teóricos y experimentales junto con barras de error del ensayo realizado con el captador, ensayo 10 de junio de 2022.

En el apartado del anexo “2.3. Incertidumbre en un resultado determinado a partir de “EES”” se muestran los valores de las incertidumbres del ensayo de manera descompuesta. Como se muestra en la Figura 71, Figura 72 y Figura 73 para ambos rendimientos aproximadamente más del 70% del error es provocado por el piranómetro y si lo dividimos en incertidumbre aleatoria y sistemática, más del 90% viene dada por la incertidumbre sistemática.

Como se observa en la Figura 47 los rendimientos experimentales son inferiores a los rendimientos del fabricante para los tres puntos estudiados, en este caso, el captador no está trabajando todo lo bien que esperábamos.

Otro punto a destacar es que, dado que se aplica un error mínimo de 10% a los rendimientos experimentales, los valores obtenidos podrían oscilar dentro de ese rango de error. A pesar de esto, aun teniendo en cuenta el rango de error, sigue existiendo una diferencia notable entre ambos rendimientos. Esta diferencia puede venir dada por factores como el viento que aumentan las pérdidas por convección, la radiación solar puede reflejarse y no ser absorbida por el captador debido a la suciedad como por ejemplo el polvo o la degradación del vidrio exterior puede llevar a reducir su transmisividad.

En segundo lugar, se muestran los resultados para un ensayo realizado el 14 de junio de 2022 con el captador de tubos de vacío. En la Tabla 8, se tiene para cada tramo la temperatura media, el rendimiento experimental y el del fabricante junto con el error.

Tm (°C)	η experimental (%)	η fabricante (%)
33,53	78,62 ± 11,19	69,21 ± 0,18
47,94	55,47 ± 11,93	65,56 ± 0,75
57,99	42,51 ± 11,18	62,53 ± 1,31

Tabla 8. Rendimiento experimental y de fabricante del captador de tubos de vacío para cada tramo, ensayo 10 de junio de 2022.

Por consiguiente, en la Figura 48 quedan representados de manera gráfica para visualizarlo más cómodamente:

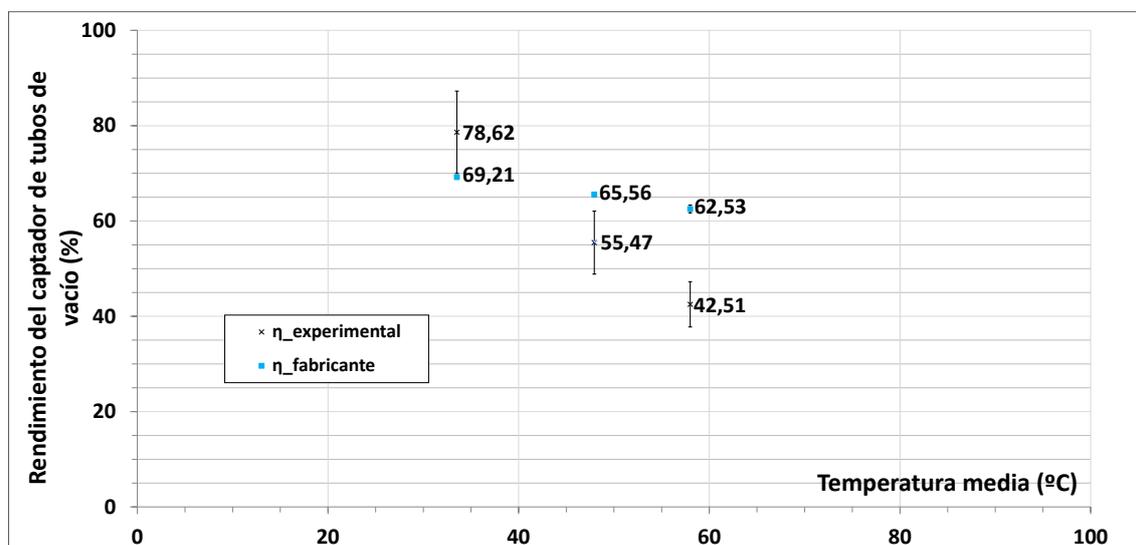


Figura 48. Rendimientos teóricos y experimentales junto con barras de error del ensayo realizado con el captador de tubos de vacío el día 14 de junio de 2022.

Para el siguiente ensayo también queda recogido en el anexo “2.3. Incertidumbre en un resultado determinado a partir de “EES”” las incertidumbres de cada uno de los tramos de manera desglosada. En la Figura 71, Figura 72 y Figura 73 para ambos rendimientos el error del piranómetro también es aproximadamente del 70% del error y si lo dividimos en incertidumbre aleatoria y sistemática, más del 90% viene dada por la incertidumbre sistemática.

Como se puede ver en la Figura 48 los rendimientos obtenidos para el captador de tubos de vacío no son los esperados, para temperaturas medias de 30°C el rendimiento experimental es

superior al rendimiento óptico, pero está dentro del rango de incertidumbre, mientras que para temperaturas medias de 60°C el rendimiento experimental obtenido es considerablemente bajo.

Conviene destacar que los errores de las medidas son también de un 10% como mínimo y, por tanto, los valores obtenidos podrían variar dentro de dicho margen, a pesar de esto las diferencias entre ambos rendimientos son más destacables que las obtenidas con el captador plano.

A su vez, también es importante señalar que uno de los tubos del captador de tubos de vacío fue sustituido porque perdió el vacío y, además, una empresa externa realizó una limpieza del mismo por si había algún problema en la conductividad del colector con el fluido, ya que a elevadas temperaturas el rendimiento era mínimo. A continuación, se adjuntan los rendimientos teóricos y experimentales de un ensayo realizado con el captador de tubos de vacío antes de la limpieza.

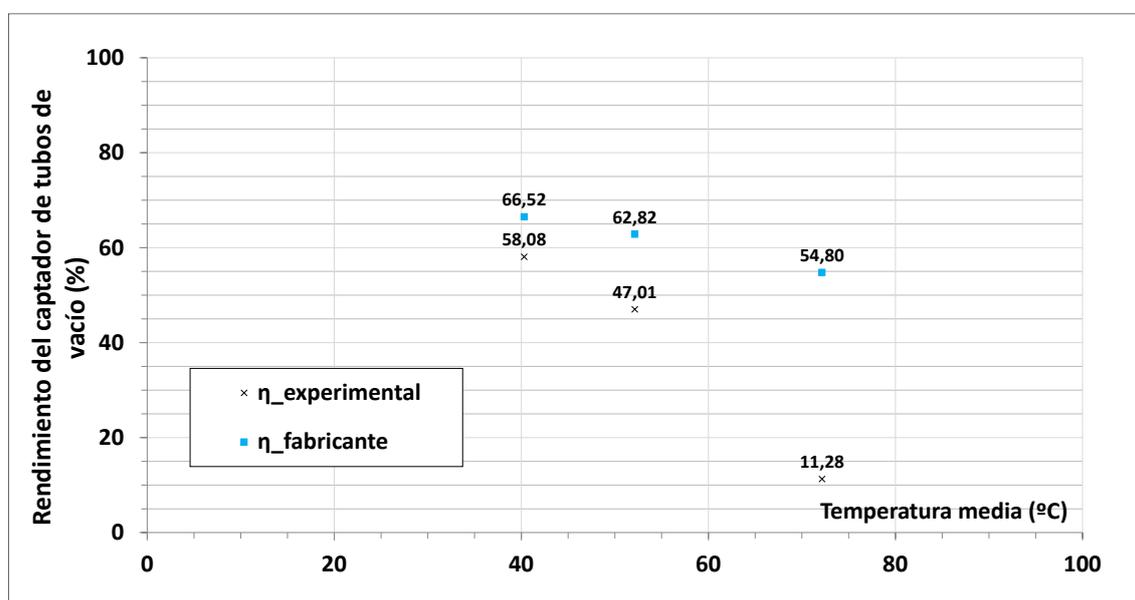


Figura 49. Rendimientos teóricos y experimentales del ensayo realizado con el captador de tubos de vacío antes de la limpieza del captador, ensayo 29 de abril de 2022.

En consecuencia, se desconoce la causa por la cual los rendimientos del captador son los mostrados en la Figura 49, pero podría deberse a que algún tubo haya perdido también el vacío y esté provocando pérdidas de rendimiento a elevadas temperaturas. También podría deberse a que haya problemas en la conductividad del fluido caloportador, en particular a elevadas temperaturas, por tanto, si el calor absorbido no se transmite correctamente provocaría pérdidas en el rendimiento. Lo que es evidente es que las pérdidas térmicas son muy superiores a las indicadas por el fabricante, lo cual hace sospechar del vacío, o que haya algún contacto entre el absorbedor y el vidrio externo.

5.1.2. Estudio de la reproducibilidad para temperaturas de entrada de 30-45-60°C para diferentes ensayos

Seguidamente, para poder responder al segundo objetivo principal se van a comparar cuatro ensayos realizados con ambos captadores individualmente para condiciones de funcionamiento parecidas, pero no semejantes ya que factores como la irradiancia, temperatura ambiente, caudal e incluso los saltos térmicos, pueden diferir entre ensayos.

En primer lugar, en la Figura 50 se comparan cuatro ensayos realizados con el captador plano uno de ellos realizado en octubre de 2019 (ascendente) y el resto realizados en el mes de junio de 2022 (descendentes). Se han escogido para todos los ensayos un rendimiento representativo y se ha calculado la media de la diferencia entre el rendimiento experimental y del fabricante para cada uno de los tramos. Para temperaturas medias de 35°C la diferencia de rendimientos es de aproximadamente un 12,4% mientras que para temperaturas medias de 70°C la diferencia de rendimientos disminuye a un 17,2%.

Se observa que los rendimientos representados son bastante similares entre ellos y se podría decir que siguen el mismo patrón. Es evidente que el captador no presenta los rendimientos óptimos de funcionamiento, pero esto puede ser normal ya que a lo largo del tiempo es posible que el captador sufra un desgaste y por tanto esto se traduzca en pérdidas, que pueden venir ocasionadas por un menor aislamiento o estanqueidad, o una degradación en el vidrio exterior, que haya reducido con el tiempo su transmisividad.

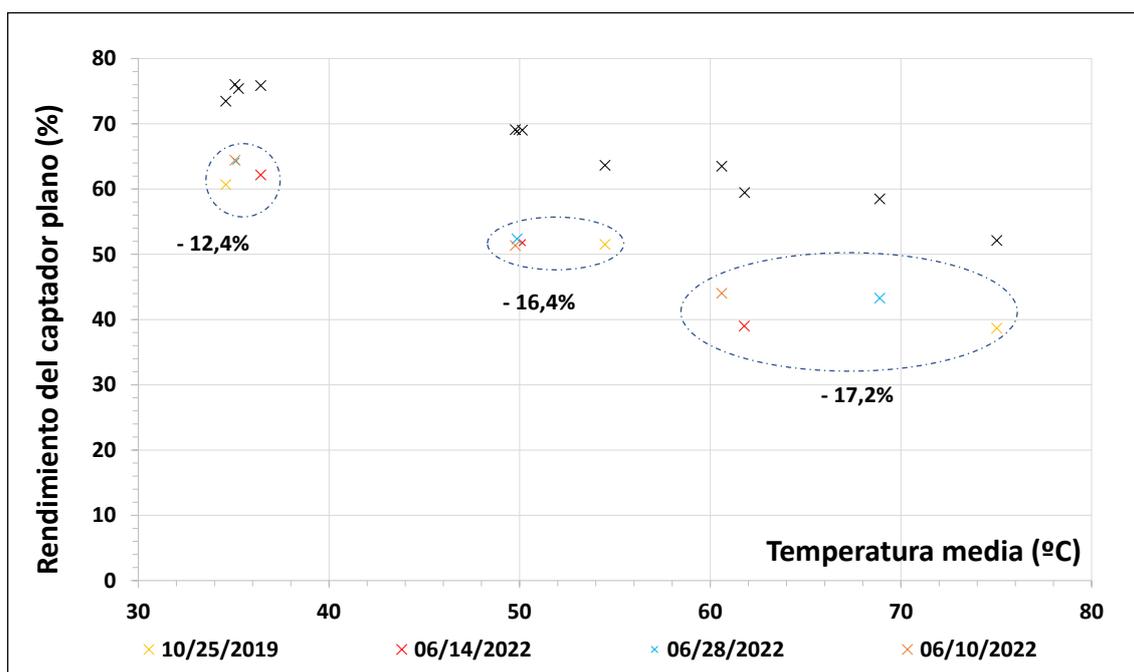


Figura 50. Repetibilidad de rendimientos experimentales para ensayos con captador plano.

En segundo lugar, en la Figura 51 se comparan también cuatro ensayos realizados con el captador de tubos de vacío, uno de ellos realizado en julio de 2022 y el resto realizados en el mes de junio de 2022. Todos ellos se realizaron con temperatura descendente excepto el ensayo realizado el 30 de junio de 2022 que se realizó con temperatura ascendente.

Para todos los ensayos representados, se ha escogido un rendimiento teórico y experimental característico. Se puede observar que para temperaturas medias de 35°C los rendimientos

experimentales se encuentran por encima del rendimiento óptico, de media un 5,7% mayor, mientras que para temperaturas medias de 65°C, el rendimiento experimental obtenido es extremadamente bajo, aproximadamente un 37% inferior al rendimiento teórico.

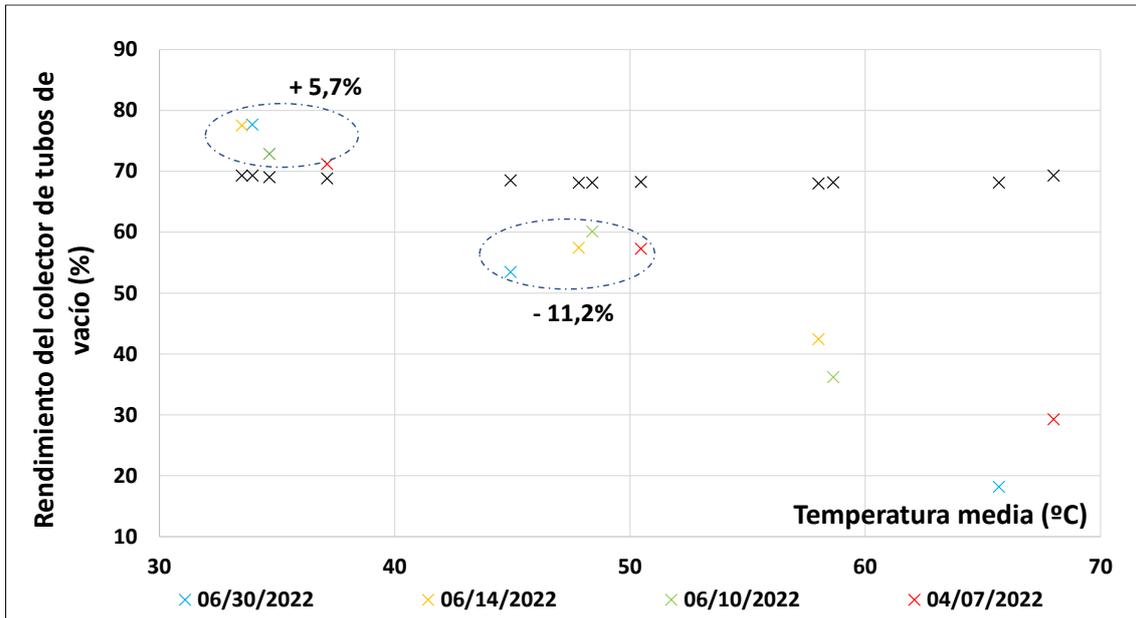


Figura 51. Repetibilidad de rendimientos experimentales para ensayos con el captador de tubos de vacío.

Se puede ver que a pesar de haber llevado a cabo una limpieza del captador y aun habiendo sustituido un tubo de vacío, el captador no funciona todo lo bien que debería. De hecho, los rendimientos experimentales obtenidos son bastante similares entre ellos, por lo tanto, uno de los siguientes objetivos que se debería de realizar en la instalación, debería de ser el estudio de manera detenida el captador de tubos de vacío para saber qué le pasa realmente.

5.1.3. Impacto del caudal sobre el calor absorbido y el rendimiento de cada colector

A medida que se baja el caudal del fluido caloportador, baja su capacidad calorífica, y por tanto sube el salto térmico entre entrada y salida. Por lo tanto, es pertinente analizar el calor absorbido, el salto térmico y la eficiencia experimental y teórica para cada uno de los captadores de manera individual para diferentes caudales de operación y a temperatura de entrada constante de 42°C. Además, se quiere observar que, en la comparativa con el fabricante, en principio, lo más parecido debería ser para el caudal nominal, ya que el fabricante caracteriza a los captadores con un caudal que normalmente es el nominal.

En primer lugar, para el captador plano se trabajó con nueve caudales diferentes desde los 50 kg/h a los 220 kg/h con una temperatura de entrada constante de 42°C. El siguiente ensayo se realizó el 18 de julio de 2022 de 13:30 a 14:30 en condiciones ambientales y con una irradiancia promedio de 950 W/m².

En la Figura 52 se observa un punto representativo para cada uno de los caudales estudiados. Así pues, se representa para cada uno de los caudales el calor absorbido por el captador junto con las barras de error calculadas a partir del programa "EES".

Se aprecia que para caudales inferiores al nominal (140 kg/h), representado con una línea vertical discontinua morada, el calor absorbido por el fluido caloportador decrece a medida que decrece el caudal. Esto nos hace pensar que si en todo momento el captador está captando la

misma energía solar pero el fluido que transcurre por el mismo no es el suficiente, este no está aprovechando toda la energía solar que se podría absorber.

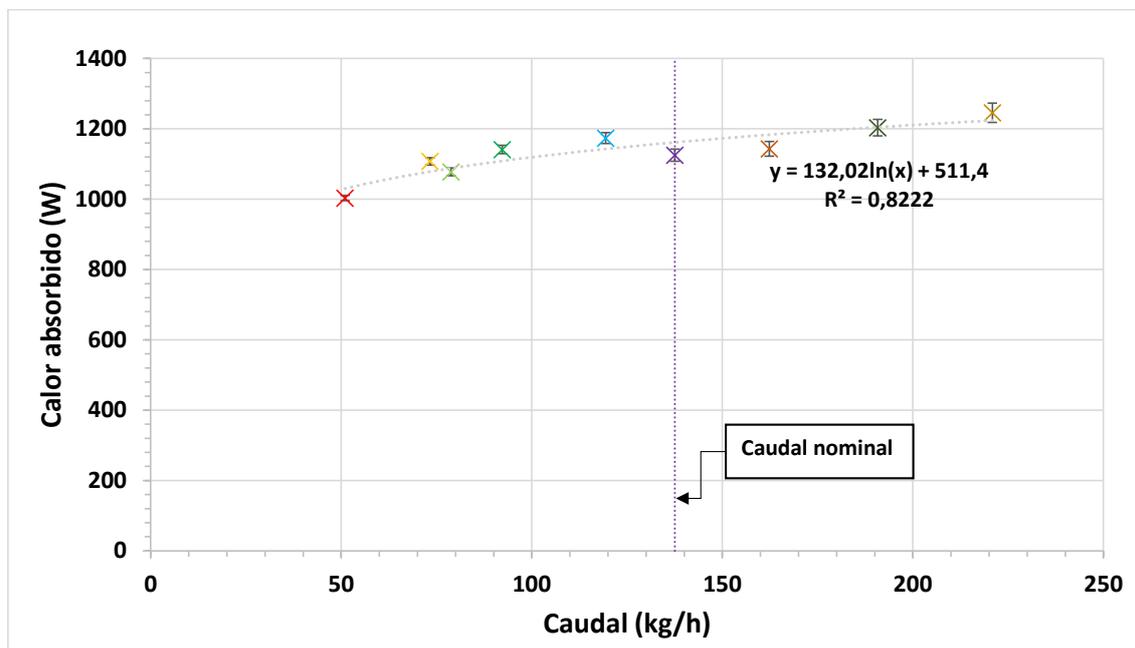


Figura 52. Calor absorbido por el captador plano en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.

Por otro lado, en la Figura 53 observamos los diferentes saltos térmicos, diferencia de temperaturas entre entrada y salida del fluido, obtenidos para cada uno de los caudales de trabajo. Se aprecia que el salto térmico aumenta con la disminución del caudal y en este caso tiene una tendencia exponencial.

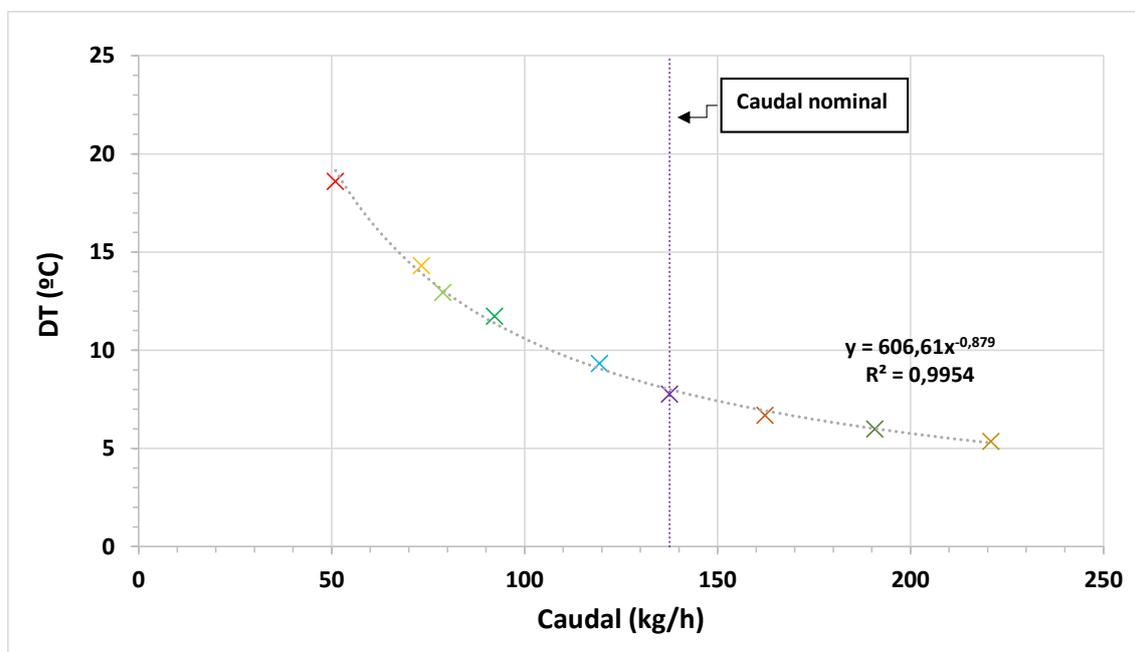


Figura 53. Salto térmico (DT) obtenido en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.

Por último, en la Figura 54 se observa para cada uno de los puntos estudiados, el rendimiento experimental (colores) junto con el rendimiento teórico (negro) y las barras de error correspondientes para cada uno de los puntos.

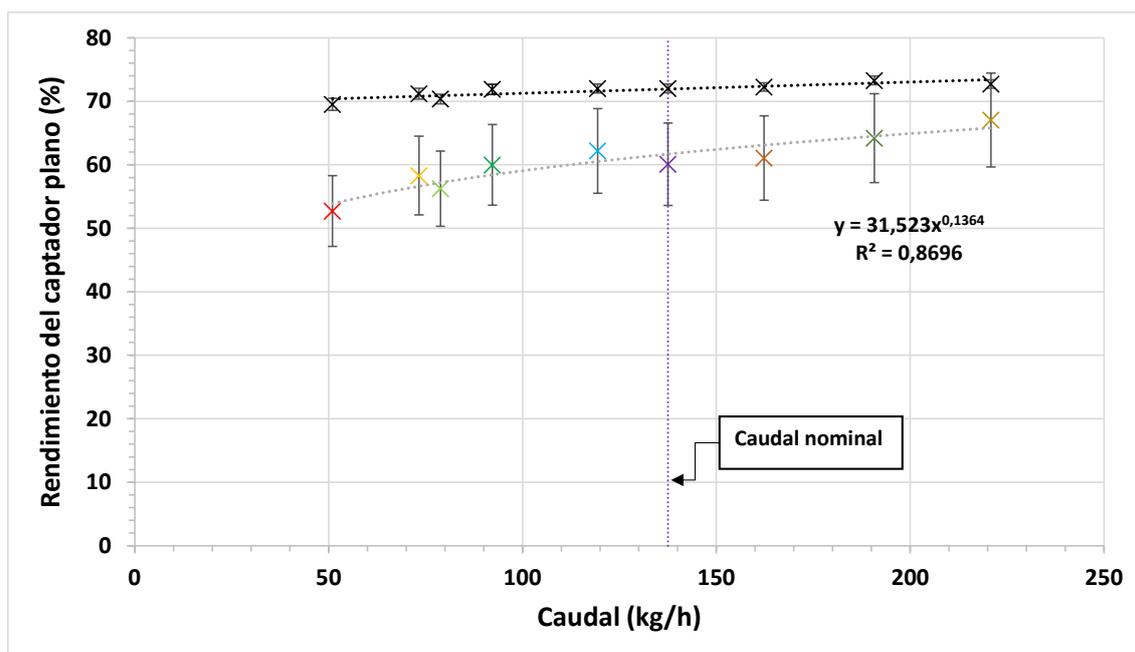


Figura 54. Rendimiento experimental y teórico del captador plano en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.

Se aprecia que la tendencia del rendimiento experimental es muy similar a la del calor absorbido. El rendimiento experimental aumenta en función del caudal circulante, ahora bien, si nos fijamos en el caudal nominal, representado con una línea vertical discontinua morada, aun siendo el caudal óptimo de funcionamiento hay una cierta diferencia entre el rendimiento del fabricante y el experimental. Como se ha comentado en el apartado anterior, esto puede venir ocasionado por un menor aislamiento o estanquidad, o una degradación del vidrio exterior.

Por tanto, se concluye que aun siendo el caudal nominal el caudal óptimo de funcionamiento, en ocasiones puede ser adecuado realizar un ajuste del caudal para obtener mejores resultados.

Caudal (kg/h)	Q_{abs} (W)	DT (°C)	η_{exp} (%)	η_{fabr} (%)
220,84	1245,72 ± 2,20	5,36	67,06 ± 11,03	72,72 ± 0,90
190,76	1203,44 ± 1,97	6,00	64,20 ± 10,89	73,29 ± 0,92
162,33	1143,39 ± 1,83	6,69	61,08 ± 10,88	72,26 ± 0,92
138,52	1121,32 ± 1,56	7,69	59,58 ± 10,78	72,37 ± 0,97
119,42	1173,89 ± 1,34	9,33	62,19 ± 10,72	72,04 ± 0,98
92,24	1141,31 ± 1,03	11,73	59,99 ± 10,61	71,89 ± 1,09
78,83	1077,83 ± 1,01	12,95	56,25 ± 10,52	70,36 ± 1,08
73,31	1107,64 ± 0,94	14,31	58,31 ± 10,50	71,20 ± 1,19
51,00	1003,36 ± 0,73	18,61	52,71 ± 10,50	69,53 ± 1,36

Tabla 9. Tabla resumen de los puntos representativos del ensayo con el captador plano, ensayo 18 de julio de 2022.

Otro punto que se puede destacar a modo de curiosidad es que contra mayor es el caudal y lo que implica un menor salto térmico, el porcentaje de error para el calor absorbido como para el error del rendimiento experimental aumentan, mientras que para el rendimiento teórico el error disminuye.

En segundo lugar, para el captador de tubos de vacío se trabajó también con nueve caudales diferentes desde los 20 kg/h a los 160 kg/h con una temperatura de entrada constante de 42°C.

El siguiente ensayo se realizó el 18 de julio de 2022 de 13:00 a 13:30 en condiciones ambientales y con una irradiancia promedio de 890 W/m².

En la Figura 55 se observa un punto representativo para cada uno de los caudales estudiados. Además, se distingue que para caudales inferiores al caudal nominal (50 kg/h), representado con una línea vertical discontinua verde, el calor absorbido disminuye conforme lo hace el caudal y viceversa.

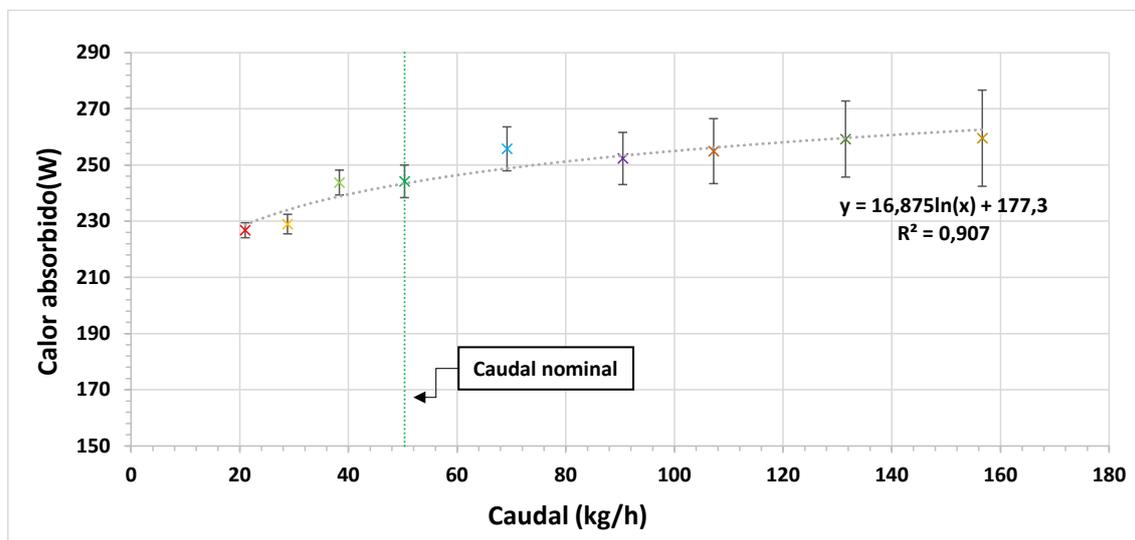


Figura 55. Calor absorbido por el captador de tubos de vacío en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.

En la Figura 56 se observan los saltos térmicos y a diferencia del captador plano, los saltos térmicos obtenidos para el captador de tubos de vacío son inferiores. También se aprecia una tendencia exponencial donde el salto térmico aumenta con la disminución del caudal.

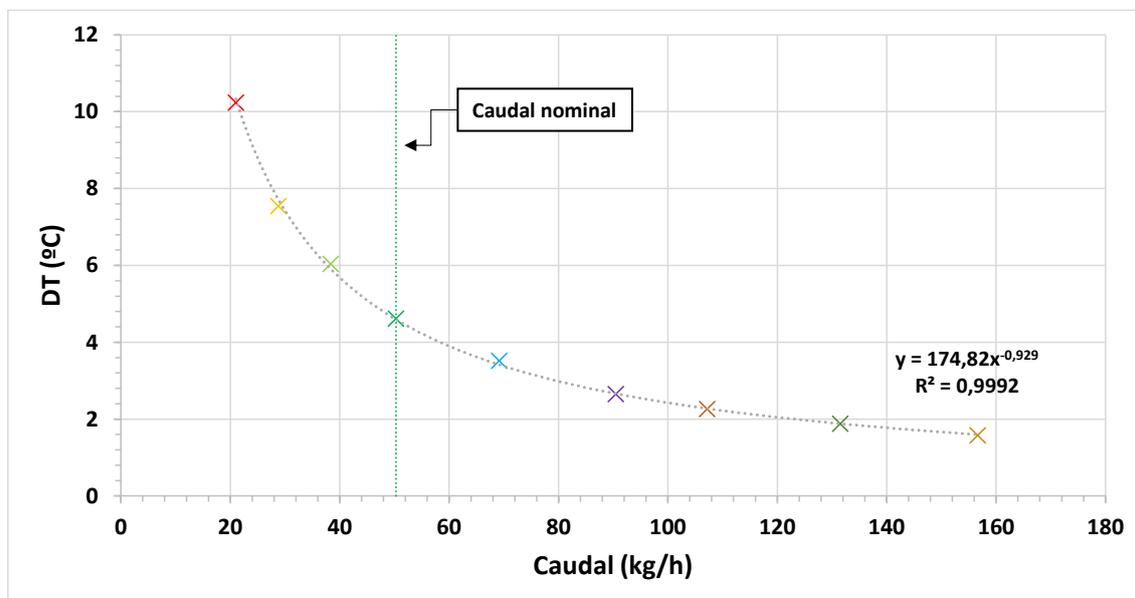


Figura 56. Salto térmico (DT) obtenido en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.

Para finalizar, en la Figura 57 se distingue el caudal experimental para cada uno de los caudales de trabajo (colores) con su correspondiente rendimiento teórico (negro).

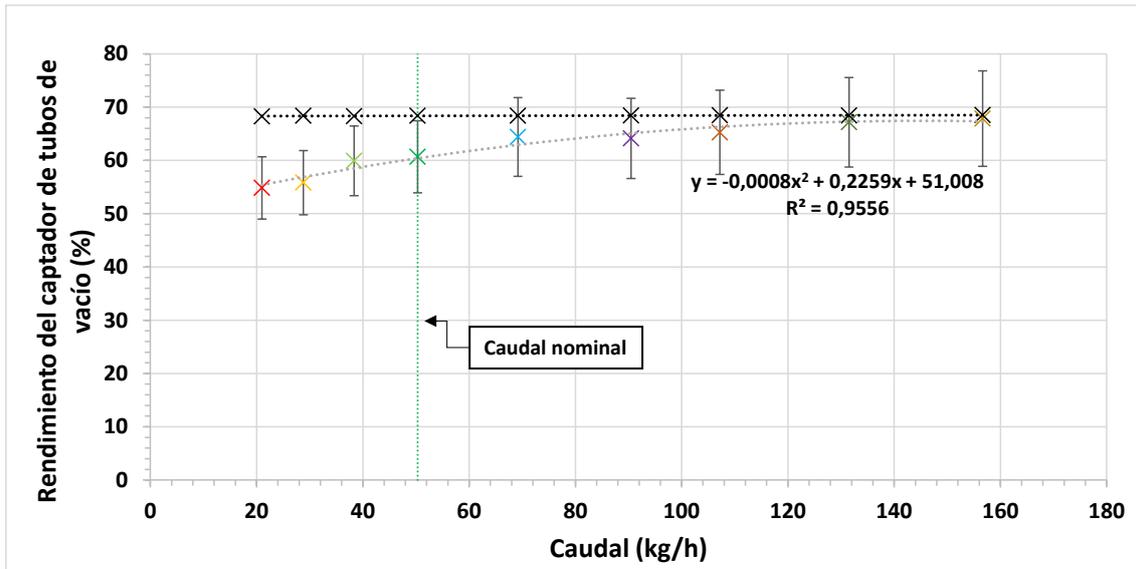


Figura 57. Rendimiento experimental y teórico del captador plano en función del caudal circulante, ensayo 18 de julio de 2022.

A simple vista, se observa que cuanto mayor es el caudal trasegado mayor es el rendimiento experimental, incluso en el mejor de los casos este estaría por encima del rendimiento teórico, teniendo en cuenta el porcentaje de error de medida.

Anteriormente se ha comentado que el captador de tubos no funciona todo lo bien que debería, pero se hace ver que como ocurre en el captador plano, cuando este trabaja con el caudal nominal, representado con una línea vertical discontinua verde, aun siendo el caudal óptimo de funcionamiento sigue existiendo una diferencia entre el rendimiento del fabricante y el experimental. Es por ello, que en algunos casos puede ser adecuado realizar un ajuste de caudal para obtener mejores resultados.

Caudal (kg/h)	Q_{abs} (W)	DT (°C)	η_{exp} (%)	η_{fabr} (%)
156,65	259,55 ± 6,6	1,58	67,85 ± 13,22	68,52 ± 0,40
131,51	259,23 ± 5,22	1,88	67,17 ± 12,50	68,44 ± 0,40
107,19	254,94 ± 4,54	2,26	65,28 ± 12,10	64,48 ± 0,40
90,49	252,34 ± 3,68	2,65	64,15 ± 11,73	68,43 ± 0,43
69,17	255,75 ± 3,05	3,52	64,42 ± 11,48	68,40 ± 0,45
50,31	244,17 ± 2,38	4,61	60,69 ± 11,15	68,39 ± 0,45
38,35	243,75 ± 1,83	6,04	59,91 ± 10,92	68,32 ± 0,46
28,80	228,95 ± 1,53	7,54	55,83 ± 10,80	68,40 ± 0,47
21,02	226,80 ± 1,17	10,23	54,85 ± 10,66	68,25 ± 0,55

Tabla 10. Tabla resumen de los puntos representativos del ensayo con el captador de tubos de vacío, ensayo 18 de julio de 2022.

En la Tabla 10 también se aprecia que cuanto mayor es el caudal y menor el salto térmico, mayor es el error en el caudal absorbido y en el error experimental mientras que en el error del rendimiento del fabricante sucede lo contrario.

Para ambos captadores se ha podido comprobar que contra mayor es el caudal trasegado mayor es el caudal absorbido por consiguiente menor es el salto térmico y también lo es el rendimiento experimental. Con los errores sucede prácticamente lo mismo a excepción del error del rendimiento del fabricante.

Por último, más allá de lo comentado, no se puede ser más concluyente a si el caudal es o no óptimo sin haber estudiado el consumo eléctrico de la bomba ni tener una demanda real a cierta temperatura, ya que en este caso no se está teniendo en cuenta la temperatura a la que se llega a proporcionar el calor.

5.1.4. Determinación del porcentaje de etilenglicol en la instalación

En cuanto a los objetivos secundarios, para el cálculo de porcentaje de etilenglicol se han extraído dos muestras de la instalación y mediante el refractómetro se ha determinado que el porcentaje de etilenglicol en volumen es de un 29,9% del volumen del fluido caloportador estudiado.

Gracias al conocimiento del porcentaje de etilenglicol es posible calcular de manera más precisa las propiedades del fluido caloportador como el calor específico, la densidad, la viscosidad dinámica y la conductividad térmica explicadas en el apartado “1. Ecuaciones polinómicas para tratamiento y uso computacional” del anexo y, así pues, poder calcular de manera más exacta la eficiencia del sistema.

5.1.5. Análisis de las incertidumbres de los instrumentos usados para medir el caudal: coriolis y rotámetros trabajando de manera individual

A la hora de llevar a cabo el estudio de rendimientos es necesario ser lo más precisos posibles, en este caso, el caudal se puede medir mediante un coriolis o bien mediante los rotámetros. Se ha comparado la incertidumbre sistemática de ambos equipos para ver cuál de los dos equipos es el más apto para el cálculo de rendimientos. También se ha comparado la incertidumbre de ambos instrumentos para en caso de trabajar con ambos captadores individualmente a caudal nominal a una temperatura de 30°C.

	Rotámetro captador plano	Rotámetro captador de tubos de vacío	Coriolis captador plano	Coriolis captador de tubos de vacío
Caudal (kg/h)	144	41,08	144	41,08
Incertidumbre (kg/h)	1,15	0,59	0,16	0,05
% Error	0,80	1,43	0,12	0,03

Tabla 11. Incertidumbres para rotámetros y coriolis con el caudal máximo a 30°C.

Como se observa en la Tabla 11 si se llevara a cabo un ensayo con el captador plano la incertidumbre sistemática para el coriolis y para el rotámetro plano sería de $\pm 0,16$ kg/h y $\pm 1,15$ kg/h respectivamente, mientras que para el captador de tubos de vacío la incertidumbre sistemática para el coriolis y para el rotámetro de tubos de vacío sería de $\pm 0,05$ kg/h y $\pm 0,59$ kg/h respectivamente. En ambos casos, la incertidumbre es inferior midiendo con el coriolis que, con los rotámetros, es por ello, que el mejor instrumento para llevar a cabo los cálculos es el coriolis.

5.1.6. Rapidez de los ensayos con o sin depósito de inercia

Otro de los objetivos secundarios que queríamos comprobar era distinguir que ensayo lograba llegar de forma más estable a la temperatura de impulsión deseada en el menor tiempo posible, calentando con la resistencia térmica o enfriando by-passeando el depósito de inercia, ya que no es una comparación del todo trivial porque utilizando el depósito también aparece un doble control mediante el PID de la resistencia térmica.

Se comprobó experimentalmente ambos ensayos y el ensayo llevado a cabo con temperatura descendente se estabilizaba más rápido que realizándolo con temperatura ascendente con la resistencia. Tras realizar varios ensayos, el tiempo medio para el ensayo con temperatura descendente era de 45 minutos mientras que para el ensayo con temperatura ascendente era de aproximadamente 60 minutos.

Por lo tanto, se confirmó que el ensayo realizado con temperatura descendente, by-passeando el depósito, era de media 15 minutos más rápido que el realizado con temperatura ascendente. Este objetivo se marcó principalmente para su aplicación directa en prácticas, ya que en una de las prácticas se enseña la instalación solar y se quería estudiar si la diferencia de tiempo de ambos ensayos era significativa.

5.2. Prestaciones del depósito

5.2.1. Estudio de una carga y una descarga para temperaturas de impulsión de 70 y 35°C respectivamente y estudio del comportamiento del PCM

Empezando con el primer objetivo principal, se expondrán los resultados obtenidos en un ensayo realizado el 22 de junio de 2023 descrito en la página 48.

Para ambos ensayos, se ha determinado que la temperatura de impulsión del fluido caloportador es de 70 y 35°C respectivamente (Figura 43). Por tanto, antes de realizar cada uno de los ensayos correspondientes se condiciona el circuito primario de la instalación solar descrito en la metodología de ensayo en la página 46Figura 43. Temperatura de entrada y salida al depósito de almacenamiento latente, ensayo 22 de junio de 2023..

Por otro lado, se han establecido unos parámetros para poder empezar y acabar la carga y la descarga. En el caso de la carga, la temperatura media del PCM de la zona útil es de 35°C y se ha decidido que la carga finaliza cuando la temperatura media alcanza los 60°C.

Para el caso de la descarga, esta se inicia en el momento en el que la temperatura de impulsión está preparada y se abren las válvulas de entrada y salida al depósito latente y finaliza cuando la temperatura media del PCM de la zona útil alcanza los 35°C.

Posteriormente, también se han implementado unas temperaturas medias del PCM que se encuentra en contacto con el serpentín para poder separar la carga y la descarga en función de cómo el PCM está realizando la transmisión de calor. Explicado en el apartado “4.1.1. Ensayos de carga y descarga realizados con el almacenamiento latente con resistencia térmica” en la página 48.

Una vez claros todos los parámetros, se realiza el ensayo y los cálculos correspondientes. A continuación, se expone el tiempo que ha sido necesario para llevar a cabo ambos ensayos:

	Carga	Descarga
Tiempo de intercambio sensible sólido (h)	2,30	0,09
Tiempo de intercambio latente (h)	1,60	0,31
Tiempo de intercambio sensible líquido (h)	3,01	13,38
Tiempo total (h)	6,91	13,78

Tabla 12. Tiempo de ensayo de la carga y la descarga del ensayo realizado el 22 de junio de 2023.

Se observa que el tiempo de ensayo de la carga y descarga es de aproximadamente de 7 y 14 respectivamente. Destacar que el tiempo de descarga es prácticamente el doble que la carga, esto se debe a que la conductividad de la parafina en estado sólido es inferior a la conductividad

de la parafina en estado líquido, además una de las futuras mejoras en la instalación es modificar la barra de respuesta del PID 2, para que la reacción sea más rápida.

Por otra parte, para poder determinar el porcentaje de carga y descarga total llevado a cabo durante el ensayo es necesario tener en mente las siguientes ecuaciones:

En primer lugar, como se observa en la Ecuación (8), para poder determinar la cantidad total de calor almacenado ($Q_{carga_{total}}$) este se ha dividido como calor almacenado en la zona útil ($Q_{carga_{útil}}$), tomando como zona útil las temperaturas de los PCMs que se encuentran en contacto con el serpentín (columnas 1-5), y como calor almacenado en la zona muerta ($Q_{carga_{muerta}}$), tomando como zona muerta las temperatura de los PCMs que se encuentran en la zona central del depósito y que no están en contacto con el serpentín (columnas 6 y 7). Se ha diferenciado entre ambas zonas ya que la experiencia previa del grupo con parafinas indica que, con más de 3 cm de distancia con respecto al intercambiador, la parafina en la zona muerta central tardará mucho más tiempo en cambiar de fase.

Por otra parte, como se observa en la Ecuación (9), la cantidad de energía almacenada se calcula como el calor necesario para elevar la temperatura del PCM en estado sólido desde una temperatura media inicial del PCM ($\overline{T_{ini_{zona}}}$) en el momento en el cual se da por comenzada la carga, hasta la temperatura de inicio del cambio de fase ($T_{in_{cdf_{zona}}}$), que como se ha comentado con anterioridad, se ha considerado que es de 52°C. A su vez, encontramos el calor latente implicado para la transformación de fase del PCM de sólido a líquido y el calor necesario para elevar la temperatura del PCM en estado líquido, que da por comenzado en el momento en el cual se alcanza la temperatura final del cambio de fase ($T_{fin_{cdf_{zona}}}$), que es de 58°C y finaliza en el momento en el cual se alcanza la temperatura media final marcada ($T_{fin_{zona}}$). Para el siguiente ensayo, la carga finaliza cuando la temperatura media del PCM de la zona útil alcanza los 60°C, aunque la temperatura media de la zona muerta no los haya alcanzado.

$$Q_{carga_{total}} = Q_{carga_{útil}} + Q_{carga_{muerta}} \quad (8)$$

$$Q_{carga_{zona}} = \int_{\overline{T_{ini_{zona}}}}^{T_{in_{cdf_{zona}}}} m_{zona} \cdot C_{p_{sól}} dT + m_{zona} \cdot \Delta h + \int_{T_{fin_{cdf_{zona}}}}^{\overline{T_{fin_{zona}}}} m_{zona} \cdot C_{p_{liq}} dT \quad (9)$$

En segundo lugar, para poder determinar la cantidad total de calor descargado ($Q_{descarga_{total}}$) también se ha dividido como se observa en la Ecuación (10) en calor descargado en la zona útil ($Q_{descarga_{útil}}$) y calor descargado en la zona muerta ($Q_{descarga_{muerta}}$), cómo se ha hecho en el apartado anterior con el calor almacenado.

Así pues, como se observa en la Ecuación (11) el calor descargado se calcula como el calor necesario para disminuir la temperatura del PCM en estado líquido desde una temperatura media final del PCM en el momento que se da por comenzada la descarga ($\overline{T_{fin_{zona}}}$) hasta la temperatura final del cambio de fase ($T_{fin_{cdf_{zona}}}$), el calor liberado durante la transformación de fase líquida a fase sólida y el calor necesario para disminuir la temperatura del PCM en estado líquido desde la temperatura de inicio del cambio de fase ($T_{in_{cdf_{zona}}}$) finaliza cuando se alcanza la temperatura media inicial marcada ($\overline{T_{ini_{zona}}}$). Para el siguiente ensayo, la descarga finaliza cuando la temperatura media del PCM de la zona útil alcanza la temperatura media inicial del PCM en el momento en el cual se realiza la carga, a pesar que la temperatura media de la zona muerta no haya alcanzado dicha temperatura.

$$Q_{descarga_{total}} = Q_{descarga_{\acute{u}til}} + Q_{descarga_{muerta}} \quad (10)$$

$$Q_{descarga_{zona}} = \int_{T_{fin_{zona}}}^{T_{fin_{cdf_{zona}}}} m_{zona} \cdot C_{p_{l\acute{i}q}} dT + m_{zona} \cdot \Delta h + \int_{T_{ini_{cdf_{zona}}}^{T_{ini_{zona}}}} m_{zona} \cdot C_{p_{s\acute{o}l}} dT \quad (11)$$

Para poder determinar la cantidad de calor almacenado en el depósito ($Q_{dep\acute{o}sito_{zona}}$) durante la carga se ha calculado para dos supuestos diferentes. En primer lugar, se ha calculado el calor total almacenado en la totalidad del depósito y, en segundo lugar, se ha calculado el calor total almacenado únicamente en la zona útil del mismo, ya que en un depósito real por lo general no existiría la zona muerta. El calor almacenado depende de la cantidad total de parafina para la zona correspondiente (m_{zona}) y la diferencia de entalpías (Δh) entre el momento final e inicial del proceso.

$$Q_{dep\acute{o}sito_{zona}} = m_{zona} \cdot \Delta h_{(\overline{T}_{fin_{zona}} \rightarrow \overline{T}_{ini_{zona}})} \quad (12)$$

Finalmente, el rendimiento de carga (η_{carga}) y descarga ($\eta_{descarga}$) se refiere a la eficiencia con la que se almacena/descarga el calor en comparación con la cantidad de calor teóricamente almacenado. Por lo tanto, dicha eficiencia se calculará para el depósito en su totalidad, teniendo en cuenta tanto la zona útil como la zona muerta, y también se calculará teniendo en cuenta únicamente la zona útil, para ello usaremos las siguientes ecuaciones:

$$\eta_{carga_{zona}} = \frac{Q_{carga_{zona}}}{Q_{dep\acute{o}sito_{zona}}} \quad (13)$$

$$\eta_{descarga_{zona}} = \frac{Q_{descarga_{zona}}}{Q_{dep\acute{o}sito_{zona}}} \quad (14)$$

Una vez, realizados los cálculos se obtienen los siguientes resultados:

	Carga	Descarga	
$Q_{carga_{\acute{u}til}}$ (kWh)	9,89	9,75	$Q_{descarga_{\acute{u}til}}$ (kWh)
$Q_{carga_{muerta}}$ (kWh)	3,00	2,40	$Q_{descarga_{muerta}}$ (kWh)
$Q_{carga_{total}}$ (kWh)	12,89	12,15	$Q_{descarga_{total}}$ (kWh)
$Q_{dep\acute{o}sito_{\acute{u}til}}$ (kWh)	10,40	10,40	$Q_{dep\acute{o}sito_{\acute{u}til}}$ (kWh)
$Q_{dep\acute{o}sito_{total}}$ (kWh)	13,88	13,88	$Q_{dep\acute{o}sito_{total}}$ (kWh)
$\eta_{carga_{\acute{u}til}}$ (%)	95,11	93,39	$\eta_{descarga_{\acute{u}til}}$ (%)
$\eta_{carga_{total}}$ (%)	92,84	87,54	$\eta_{descarga_{total}}$ (%)

Tabla 13. Resultados de la carga y descarga realizada el 20 de junio de 2023.

A simple vista, se podría decir que la carga es casi completa y lo mismo se podría decir para la descarga. Además, también se aprecia que, para el caso de la zona útil, que en parte es más interesante que la zona muerta, tiene una carga de un 95% mientras que en la descarga es de un 93,4%.

A continuación, el rendimiento del almacenamiento latente (η_{LHT}), se refiere a la eficiencia total del depósito de almacenamiento latente y también será determinado para la totalidad del depósito y teniendo en cuenta únicamente la zona útil del mismo. El siguiente rendimiento se calcula dividiendo el calor descargado entre el calor almacenado a partir de la Ecuación (15):

$$\eta_{LHT_{zona}} = \frac{Q_{descarga_{zona}}}{Q_{carga_{zona}}} \quad (15)$$

Los resultados obtenidos son los siguientes:

$\eta_{LHT_{total}}(\%)$	94,28
$\eta_{LHT_{util}}(\%)$	98,63

Tabla 14. Rendimiento final de ambos ensayos para el depósito de almacenamiento latente.

Gracias al rendimiento, se puede observar que la energía descargada es ligeramente inferior a la energía cargada. Esto es debido a las propias pérdidas de la instalación producidas por fluido caloportador, la pared del depósito y la parafina.

Por otro lado, conviene destacar que la plantilla también determina el valor del número de Reynolds, Prandtl, Nusselt y Stefan, una serie de números adimensionales utilizados comúnmente para la mecánica de fluidos y la transferencia de calor.

El número de Reynolds (Re) [45] se utiliza para describir el movimiento de los fluidos en dinámica de fluido. Está relacionado con la relación entre las fuerzas inerciales y las fuerzas viscosas en el fluido. Si el valor se encuentra por debajo de 2100 indica que el flujo sigue un modelo laminar, de lo contrario este seguiría un modelo turbulento.

$$Re = \sqrt{\frac{\text{Fuerzas inerciales}}{\text{Fuerzas viscosas}}} = \frac{\rho \cdot u \cdot D}{\mu} \quad (16)$$

ρ : Densidad del fluido caloportador (kg/m^3).

u : Velocidad del fluido caloportador (m/s).

D : Diámetro de la tubería (m).

μ : Viscosidad dinámica ($\text{Pa} \cdot \text{s}$).

El número de Prandtl (Pr) [46] es un número utilizado en la mecánica de fluidos para explicar la relación entre la difusividad térmica y la viscosidad dinámica del fluido. Además, ayuda a describir como se propaga y se distribuye el calor en relación con la viscosidad del fluido.

$$Pr = \frac{\text{velocidad de difusión de la cantidad de movimiento}}{\text{velocidad de difusión de calor}} = \frac{\mu \cdot C_p}{k} \quad (17)$$

k : Conductividad térmica ($\text{W/m} \cdot \text{K}$).

El número de Nusselt (Nu) [47] es un número que se usa para medir el aumento de la transmisión de calor por convección comparada con la transferencia de calor si esta se hiciera únicamente por conducción.

$$Nu = \frac{\text{Transferencia de calor por convección}}{\text{Transferencia de calor por conducción}} = \frac{h \cdot L}{k} \quad (18)$$

h : Coeficiente de transferencia de calor ($\text{W/m}^2 \cdot \text{K}$).

L : Longitud característica (m).

El número de Stefan (Ste) [48] es un número que se utiliza para relacionar la capacidad calorífica y el calor latente de cambio de fase.

$$Ste = \frac{C_p \cdot \Delta T}{L} \quad (19)$$

ΔT : Diferencia de temperaturas entre fases (K).

L : Calor latente (J/kg).

A continuación, en la Tabla 15 quedan recogidos los valores de los números adimensionales calculados para el tramo de almacenamiento y descarga latente:

	Carga	Descarga
Reynolds	969,49	759,80
Prandtl	5,34	7,01
Nusselt	4,30	4,32
Stefan	0,23	0,14

Tabla 15. Tabla resumen de los números adimensionales.

Viendo los valores, el número Reynolds que se obtiene es laminar ya que el caudal que se trasiega por el depósito es mucho menor que el de diseño. En cuanto al número de Prandtl, se observa que la velocidad de difusión de la cantidad de movimiento es mayor que la velocidad de difusión de calor, lo que significa que la transferencia de calor es menos eficiente y como consiguiente, puede provocar que se lleve más tiempo para que el calor se distribuya de manera uniforme en el depósito. El número de Nusselt nos evidencia que la transferencia de calor por convección es mayor que por conducción, lo cual es lógico porque al utilizar parafina como material de cambio de fase, la principal transferencia de calor es a través de la convección. Por último, el número de Stefan tiene un valor por debajo de la unidad lo que significa que se requiere una mayor cantidad de energía para cambiar la fase del material en comparación con la cantidad de energía requerida para aumentar la temperatura del mismo. Por ejemplo, dicho valor nos muestra que el material puede almacenar una mayor cantidad de energía en forma de calor latente a lo largo del cambio de fase que en forma de calor sensible y lo mismo para la descarga.

Por último, en cuanto al comportamiento del PCM, este se ha representado por filas individualmente junto con las 7 columnas correspondientes del mismo, desde la fila 1, que es la superior, hasta la fila 3, que es la que se encuentra más cerca a la base del depósito.

Cabe subrayar que en las siguientes figuras hay un recuadro en la zona de carga con almacenamiento de calor sensible (PCM sólido) y almacenamiento latente. Este se ha colocado a modo de curiosidad puesto que durante tramos horarios bastante largos algunas de las zonas de PCM tienen una temperatura prácticamente constante, debido a que el PCM no ha cambiado de fase y la transmisión de calor por conducción es muy lenta, sobre todo se puede ver en la Figura 60.

Análisis y desarrollo de una instalación de energía solar térmica con almacenamiento mediante una parafina con cambio de fase a 55°C

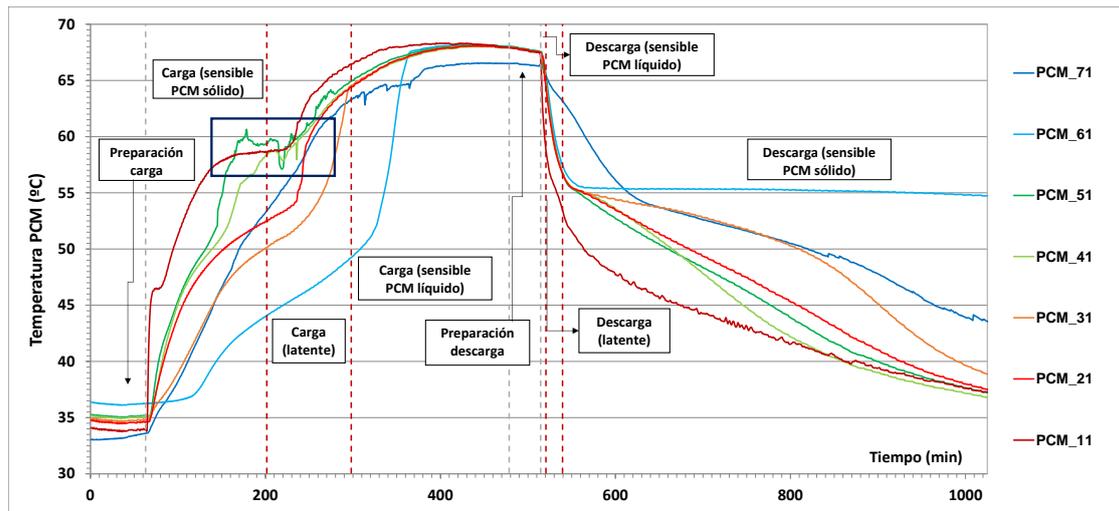


Figura 58. Temperaturas del PCM para la primera fila con sus 7 columnas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.

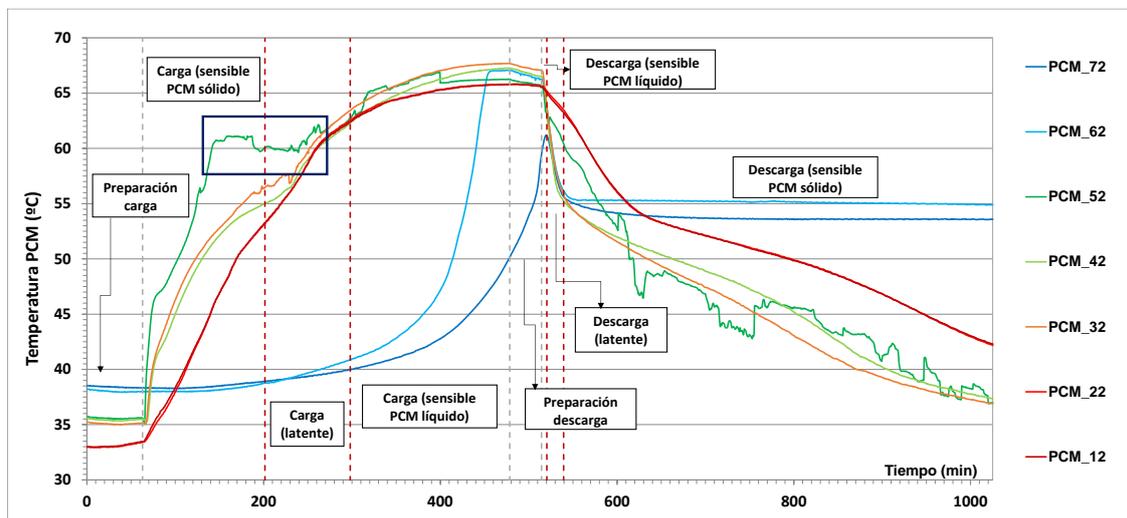


Figura 59. Temperaturas del PCM para la fila central con sus 7 columnas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.

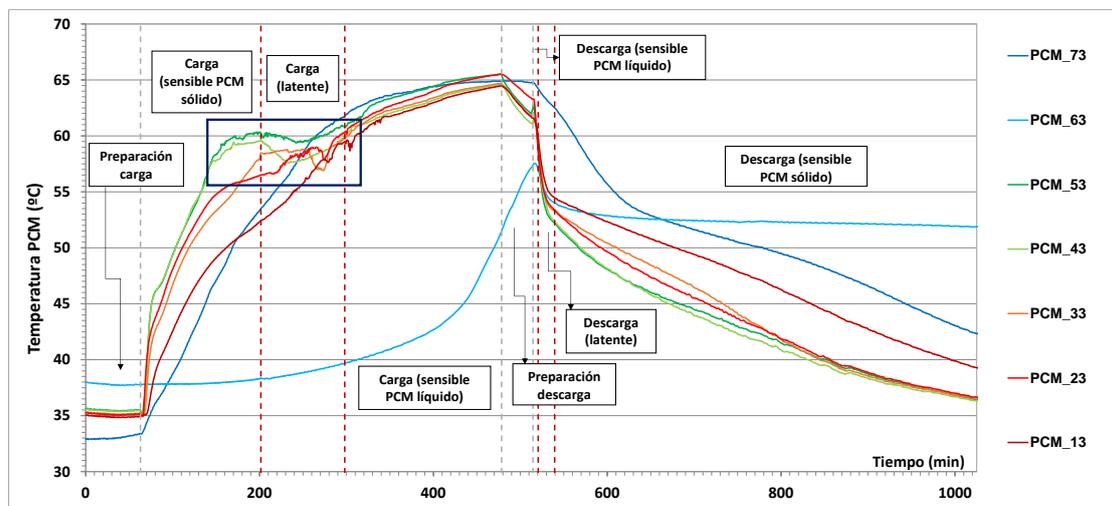


Figura 60. Temperaturas del PCM para la tercera fila con sus 7 columnas correspondientes, ensayo 22 de junio de 2023.

Por lo general el líquido al ser menos denso tiende a subir y, por tanto, la fila superior (Figura 58) alcanza temperaturas elevadas más rápidamente en comparación con la fila más próxima a la base (Figura 60). También destacar que los termopares que no están en contacto con los serpentines, fila 6 y 7, tienden a tardar un mayor tiempo en alcanzar elevadas temperaturas puesto que la principal transferencia en dicha zona es por conducción con el resto de parafina.

5.2.2. Estudio de las pérdidas térmicas del depósito latente

Para poder resolver el siguiente objetivo principal, el del 23 al 25 de junio de 2023 se un ensayo para calcular las pérdidas térmicas del depósito. En primer lugar, se realizó una carga y una vez realizada la carga, la instalación se paró y las válvulas de entrada y salida al depósito latente se cerraron para evitar una posible transmisión de calor con el resto de la instalación.

La carga se realizó con una temperatura de impulsión de 70°C y un caudal constante de 200 kg/h, en el momento de inicio de la carga la temperatura media del PCM en contacto con el serpentín era de 33°C y finalizó con una temperatura media de 63°C. El tiempo de carga fue de 5 horas y media y en la totalidad del depósito, se almacenaron 12,37 kWh.

Las pérdidas de calor ocurren porque el interior del depósito está a una temperatura superior al ambiente exterior. La pared externa del depósito pierde calor con el aire por convección, y también intercambia calor por radiación. Se han intentado limitar las pérdidas térmicas al ambiente pues el depósito del IIE cuenta con un aislamiento exterior de poliuretano de 150 mm.

Dentro del depósito, la transmisión de calor es algo más compleja, ya que cuando el PCM está en estado sólido la transmisión de calor es únicamente por conducción, mientras que en estado líquido la transmisión de calor es mayor pues se le añade la convección dentro del PCM. A nivel macroscópico, el conjunto del depósito es complejo ya que puede haber simultáneamente zonas en estado sólido y otras zonas en estado líquido.

En la Figura 61 se exponen las temperaturas medias de PCM en la zona muerta, en la zona del serpentín y la temperatura ambiente junto con cada uno de los tramos diferenciados para los posteriores cálculos. Las temperaturas en la zona muerta son siempre superiores a la zona alrededor de los serpentines, pues están más alejadas de la pared exterior. Por tanto, tardan más tiempo en pasar de estado líquido a sólido.

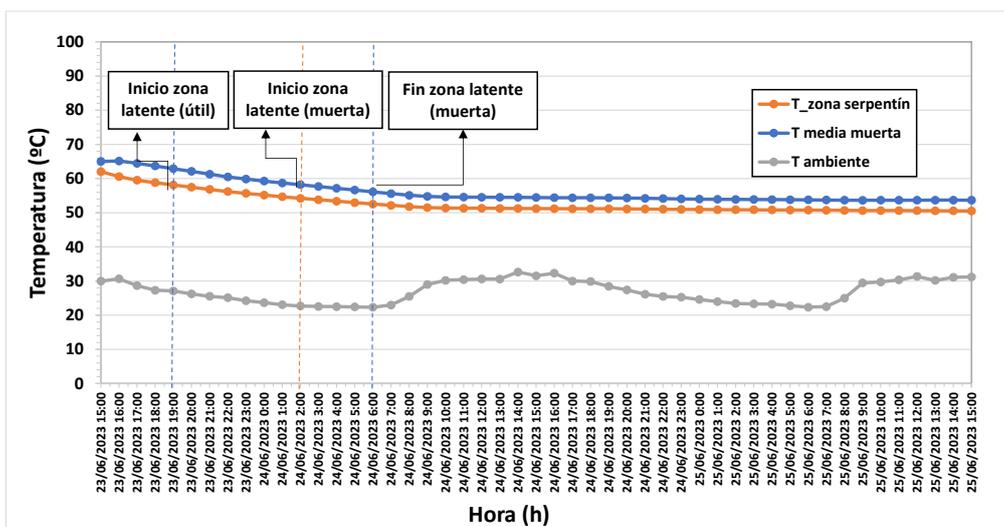


Figura 61. Temperatura media del PCM en la zona muerta y en la zona del serpentín y temperatura ambiente, ensayo de 23- 25 de junio de 2023.

Las pérdidas térmicas se han calculado una vez by-passeado el depósito latente el día 23 de junio de 2023 a las 15:00 hasta el 25 de junio de 2023 a las 15:00. También, se ha hecho un cálculo de la transmitancia térmica (UA). Conviene señalar que se han calculado las pérdidas térmicas y la transmitancia térmica para cada hora.

Como se muestra en la Ecuación (20) para poder calcular las pérdidas térmicas totales ($Q_{pérdidas_{total}}$) se ha subdividido en pérdidas en la zona útil ($Q_{pérdidas_{útil}}$) y en la zona muerta ($Q_{pérdidas_{muerta}}$).

Se ha realizado un balance energético, donde lo que se pierde se debe a la transmitancia térmica global (UA) y a la diferencia de temperaturas interior ($\overline{T_{PCM_{zona}}}$), determinada a partir de las temperaturas medias del PCM según la zona referida, y el exterior (T_{amb}). La consecuencia es la variación de entalpía del PCM. Las ecuaciones son las siguientes:

$$Q_{pérdidas_{total}} = Q_{pérdidas_{útil}} + Q_{pérdidas_{muerta}} \quad (20)$$

$$Q_{pérdidas} = UA \cdot (\overline{T_{PCM_{útil}}} - T_{amb}) = m_{PCM} \cdot \Delta h (\overline{T_{PCM}}(t_0) - \overline{T_{PCM}}(t)) \quad (21)$$

En la Figura 62 se representa para cada hora las pérdidas térmicas en la zona útil, en la zona muerta y las pérdidas totales:

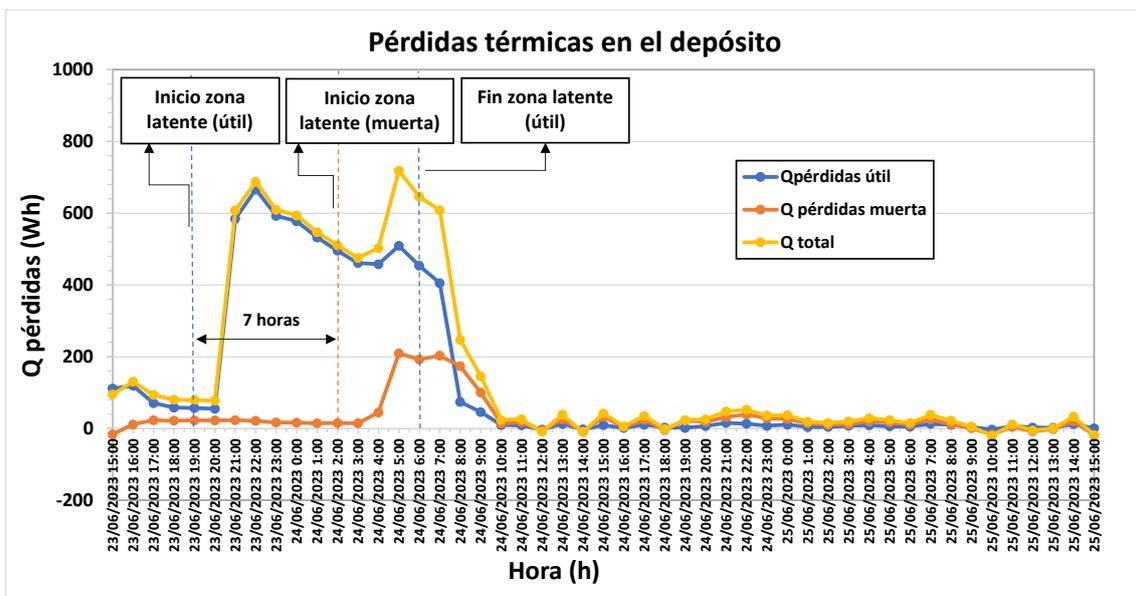


Figura 62. Pérdidas térmicas para cada tramo horario, ensayo 23-25 de junio de 2023.

	Q pérdidas útil (kWh)	Q pérdidas muerta (kWh)	Q pérdidas totales (kWh)	Pérdidas totales (%)
1 ^{er} día	2,32	0,15	2,47	19,96
2 ^o día	4,11	1,22	5,33	43,09
3 ^{er} día	0,10	0,13	0,23	1,86
Total	6,53	1,50	8,03	64,91

Tabla 16. Pérdidas térmicas para cada uno de los tramos, ensayo 23 de junio 2023.

Viendo los resultados, es curioso observar en primer lugar en la Figura 62, que la diferencia horaria que hay entre la zona útil una vez alcanzada la temperatura de cambio de fase y una vez alcanzada dicha temperatura en la zona muerta es de 7 horas. Además, se aprecia que hasta una hora más tarde en haber alcanzado la temperatura latente en ambos casos no se aprecia un

cambio significativo en las pérdidas, esto es debido en parte a que se está tomando la temperatura media para cada zona de manera globalizada y como hemos visto en otros ensayos, las reacciones de cambio de fase no se dan de manera igualitaria en todo el depósito. Por otro lado, una vez adentrados en el cambio de fase se aprecia un aumento significativo de las pérdidas provocadas en parte por un mayor coeficiente de convección, mientras que cuando estas se encuentran en estado sólido o líquido son muy pequeñas.

Es interesante observar los valores obtenidos en la Tabla 16 ya que el 81% de las pérdidas totales hacen referencia a las pérdidas producidas en la zona útil y en el tercer día, se obtienen unas pérdidas totales sobre el calor almacenado del 64,91%.

Una vez calculadas las pérdidas térmicas, se procede al cálculo de la transmitancia térmica (UA) donde únicamente se calculará para la zona útil en el momento en cual se by-pasea el depósito latente hasta el momento en el cual la temperatura media del PCM de la zona muerta alcanza la temperatura de cambio de fase. Tenemos:

$$Q_{p\acute{e}rdidas} = \int_{t_0}^t U \cdot (\overline{T_{PCM}}(t) - T_{amb}(t)) dt = U \cdot \sum_{t_0}^t (\overline{T_{PCM}}(t) - T_{amb}(t)) \Delta t_{scan} \quad (22)$$

$$UA_{\acute{u}til} = \frac{m_{PCM_{\acute{u}til}} \cdot \Delta h (\overline{T_{PCM_{\acute{u}til}}}(t_0) - \overline{T_{PCM_{\acute{u}til}}}(t))}{\sum_{t_0}^t (\overline{T_{PCM_{\acute{u}til}}}(t) - T_{amb}(t)) \Delta t_{scan}} \quad (23)$$

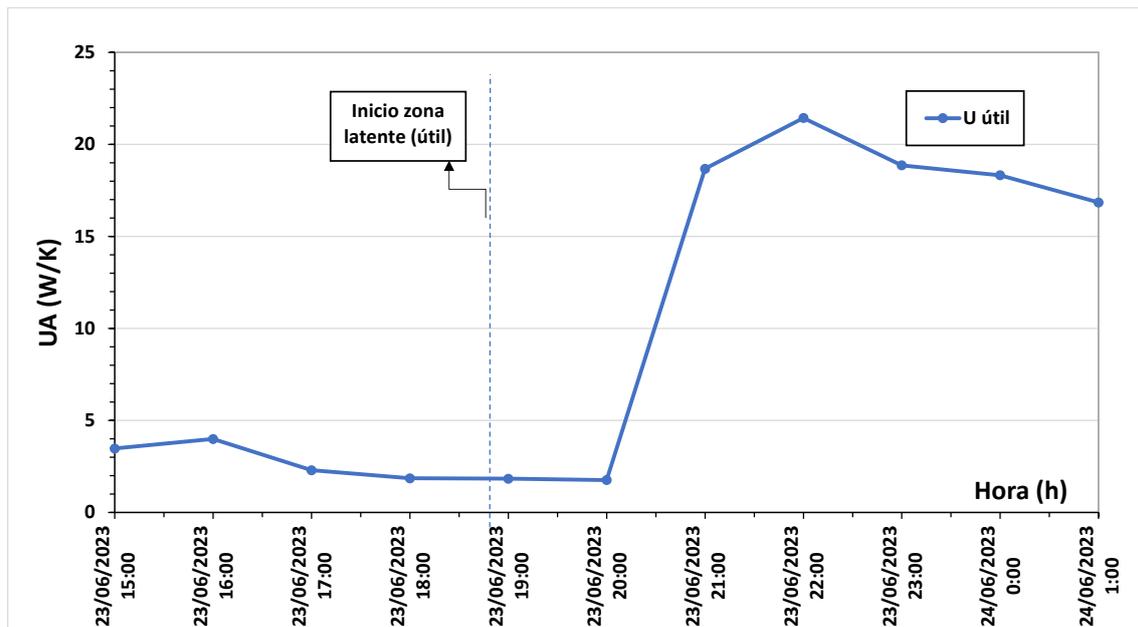


Figura 63. Transmitancia térmica zona útil, ensayo 23-25 de junio de 2023.

Como era de esperar, la transmitancia térmica tiene una tendencia muy similar a las pérdidas térmicas, el rango de valores oscila entre 1,75 W/K y 21,84 W/K.

5.2.3. Estimación del tiempo necesario para carga el depósito a partir de los colectores solares de la instalación

En el siguiente apartado, se ha realizado un cálculo aproximado de la cantidad de horas necesarias para poder hacer una carga completa suponiendo que la temperatura media del PCM al inicio del ensayo es de 47°C y al final del mismo alcanza una temperatura de 60°C. El calor

almacenado total para dichas temperaturas es de 9,49 kWh, mientras que el calor almacenado útil sería de 7,59 kWh.

Se ha extraído del “PVGIS” [56] la irradiación solar mensual en la UPV para una inclinación de 45°C del año 2020 y así, poder calcular la energía diaria que se podría captar con cada uno de los captadores de la instalación. Finalmente, se calculará el número de horas necesarias para hacer una carga completa y se comparará con el número medio de horas diarias mensuales.

Mes	Irradiación solar diaria (kWh/m ² /día)	Energía diaria captador plano (kWh/día)	Energía diaria captador de tubos (kWh/día)	Energía diaria total captada (kWh/día)	Horas carga total (h)	Horas carga útil (h)	Horas diarias en Valencia (h)
Enero	4,66	7,32	1,86	9,18	24,97	19,97	9,70
Febrero	6,34	9,97	2,53	12,49	18,25	14,60	10,67
Marzo	4,49	7,05	1,79	8,84	25,65	20,51	11,94
Abril	5,50	8,65	2,19	10,84	21,09	16,87	11,22
Mayo	6,36	10,00	2,54	12,54	18,25	14,60	14,62
Junio	6,36	10,00	2,54	12,54	18,25	14,60	14,94
Julio	6,38	10,03	2,55	12,57	18,25	14,60	14,67
Agosto	6,70	10,53	2,67	13,20	17,25	13,80	13,80
Septiembre	6,06	9,52	2,42	11,94	18,98	15,18	12,45
Octubre	5,81	9,13	2,32	11,45	19,77	15,81	11,22
Noviembre	4,39	6,90	1,75	8,65	26,36	21,08	10,00
Diciembre	4,93	7,76	1,97	9,72	23,14	18,51	9,38

Tabla 17. Tabla resumen de irradiancia, energía captada por captador, horas de carga y horas diarias de irradiancia.

En la Tabla 17 están señalados los meses de mayor y menor irradiancia solar, agosto y noviembre respectivamente. Se aprecia que, en general para poder realizar una carga completa, teniendo en cuenta la parte útil y la muerta, se necesitaría en el mejor de los casos unas 17,25 horas y unas 13,80 horas para fundir únicamente la parte útil del depósito.

Señalar que los días no disponen de 24 horas y, por tanto, es necesario realizar una comparación entre las horas necesarias para hacer una carga y el número de horas diarias mensuales. Se observa en la Tabla 17 que con la instalación solar que se dispone actualmente en el IIE, no se va a poder realizar una carga completa en ningún mes del año únicamente con los captadores solares, pero se observa que para los meses de mayo, junio, julio y agosto se podría conseguir fundir toda la parte útil del depósito.

Por lo tanto, en los meses estivales por lo general las cargas serán casi completas, ya que se consigue fundir la parte útil del depósito, mientras que en los meses invernales las cargas por lo general serán parciales. Esto no es un gran problema para la instalación, ya que también dispone para calentar con la resistencia eléctrica, pero sí se ha marcado como mejoras futuras de la instalación el aumentar el tamaño de los colectores solares, para poder cargar el depósito más fácilmente con energía solar en la mayoría del año.

6. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

En el siguiente apartado se ha realizado un análisis técnico-económico de una instalación solar térmica con un interacumulador y se ha comparado con una instalación solar térmica con las mismas prestaciones, pero con un almacenamiento de cambio de fase a 55°C. Así pues, se han estudiado cuáles son las ventajas e inconvenientes de ambas instalaciones y se han analizado cuál de las dos alternativas es mejor a día de hoy. Destacar que todos los cálculos que dan recogidos en el punto “3. Cálculo estudio técnico-económico” del anexo, mientras que, para datos técnicos más concretos, el lector puede referirse al anexo “6. Pliego de condiciones instalación solar análisis técnico-económico”.

La vivienda unifamiliar objeto de estudio está situada en el municipio de Godella, Valencia con orientación suroeste (20°). La casa tiene una superficie construida de 161 m², donde 133 m² son habitables. El resto hace referencia al garaje, al almacén y a las terrazas.



Figura 64. Situación de la vivienda [49].

La vivienda fue construida en 1999 y como se observa en la Figura 65, se trata de una vivienda unifamiliar adosada que cuenta con dos plantas habitables y una no habitable. A cota 0 m se encuentra el semisótano, donde se ubica la entrada y la escalera, el resto está destinado al garaje y al almacén. A cota +2.20 m se encuentra la planta baja, que está formada por el distribuidor, un baño, un despacho, la cocina, la galería y el salón, también cuenta con 3 terrazas. Por último, a cota +5 m encontramos la primera planta que cuenta con un distribuidor, el dormitorio principal, dos dormitorios, dos baños y una terraza.



Figura 65. Plano vista perfil de la vivienda.

En primer lugar, se ha determinado la instalación que solar térmica va a contar con un interacumulador ya que al tratarse de una vivienda unifamiliar donde se necesita un suministro constante de agua caliente este tipo de instalaciones permite almacenar una mayor cantidad de ACS en comparación con otro tipo de instalaciones.

Por otro lado, habitualmente la vivienda está ocupada por tres personas y de manera ocasional suele tener algún invitado. Por lo tanto, se ha determinado que el consumo total son 104 l/día a 60°C (28 l/día para las personas que viven de manera habitual y 20 l/día para las personas que vienen de manera ocasional). La ocupación es del 100% durante todo el año.

Se va a disponer de un captador térmico “ESCOSOL FMAX 2.4” de la empresa Salvador Escoda. En la Figura 66 podemos observar las prestaciones captador escogido, la orientación de este es de 20° y la con una inclinación de 45° y se ha determinado que el rendimiento anual de la instalación es de un 39,30%.

Datos de ensayo	
Área (m ²)	2,23
n0 (-)	0,83
a1 (W/m ² K)	3,93
a2 (W/m ² K ²)	0,015
Qtest(l/hm ²)	82,65
k50	0,96
Laboratorio	Demokritos
Certificación	GPS-8608

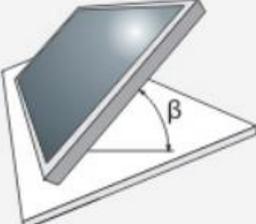


Figura 66. Datos de ensayo del captador plano SOL 200.

El caudal trasegado por el circuito primario es de 184 l/h y el diámetro de tubería estimado por el programa “CHEQ4” es de 12 mm. El espesor de nuestro aislante será de 50 mm para evitar en mayor medida las pérdidas térmicas y la longitud del circuito primario se ha estimado que será de 25 m con un 20% de pérdidas adicionales proporcionadas por elementos adicionales como válvula antirretorno, codos, válvulas de esfera... Por otro lado, las pérdidas estimadas por orientación son de un 2,6%.

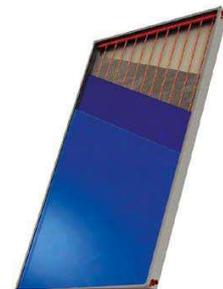


Figura 67. Captador ESCOSOL FMAX 2.4 de Salvador Escoda.



Figura 68. Depósito de acumulación CV120M 1M de LAPESA.

Por otra parte, la vivienda cuenta con una caldera convencional de gas natural que será el sistema de apoyo para cuando la instalación solar térmica no sea suficiente. Seguidamente, como la vivienda no cuenta con un volumen de acumulación se ha escogido un depósito de acumulación “Coral Vitro-Serpentín CV120M 1M” de LAPESA con un volumen de acumulación de 120 litros.

Se han calculado las pérdidas del circuito hidráulico y se ha escogido una bomba de circulación acorde con las condiciones de funcionamiento, se trata de una bomba “COMFORT 15-14 B PM” de GRUNDFOS. Por otro lado, se ha calculado también el volumen del vaso de expansión que será de 25 litros. También destacar que la instalación



Figura 69. Bomba “Comfort 15-14 B PM” de GRUNDFOS.

ha sido validada por CHEQ4 como se puede apreciar en el punto “4. Certificado “CHEQ4”” del anexo.

Mientras tanto, para la instalación solar con almacenamiento latente se ha escogido un depósito con unas características energéticas similares a las del depósito de acumulación escogido. El principal problema de este depósito es que no existe ninguna solución comercial lo que implicaría que el depósito se tendría que construir y ensamblar a mano lo que provocaría un aumento de su precio. Las principales características estimadas a partir de una base de datos con la cuenta el IIE son las siguientes:

- Masa de PCM necesaria: 88,62 kg.
- Volumen ocupado: 0,1108 m³ (sólo PCM, faltaría el intercambiador, la vasija, el aislamiento...)

6.1. Análisis económico y medioambiental

6.1.1. Presupuesto

A continuación, se exponen los presupuestos para ambas instalaciones de manera simplificada, los presupuestos descompuestos quedan recogidos en el apartado de “Presupuesto”.

El precio de tuberías, aislamiento, valvulería, sistemas de purga, disipador y vaso de expansión se estimarán a partir de unas tablas [50] donde para definir el precio, se define un porcentaje sobre el coste total de los captadores, en este caso, como la superficie instalada es inferior a 20 m² el porcentaje es de un 45%.

Basándonos en lo comentado con anterioridad, a continuación, se exponen los presupuestos obtenidos:

Concepto	Coste (€)
Presupuesto PEM	1928,24
Gastos Generales 13%	250,67
Beneficio Industrial 6%	115,69
Presupuesto	2294,60
21% IVA	481,87
PRESUPUESTO + IVA	2776,47

Tabla 18. Presupuesto de la instalación solar con depósito de acumulación.

Concepto	Coste (€)
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	2908,50
Gastos Generales 13%	378,10
Beneficio Industrial 6%	174,51
PRESUPUESTO	3461,11
21% IVA	726,83
PRESUPUESTO + IVA	4187,94

Tabla 19. Presupuesto de la instalación solar con almacenamiento latente de 55°C.

En la Figura 70 quedan representados el PEM de ambas instalaciones, destacar que como se ha comentado con anterioridad el precio de la instalación solar con almacenamiento latente se dispara en primer lugar, porque ha de ser hecho exclusivamente para esta aplicación y, por tanto, la mano de obra se incrementa y en segundo lugar, otro coste adicional es la parafina, ya que a día de hoy tiene un coste bastante elevado.

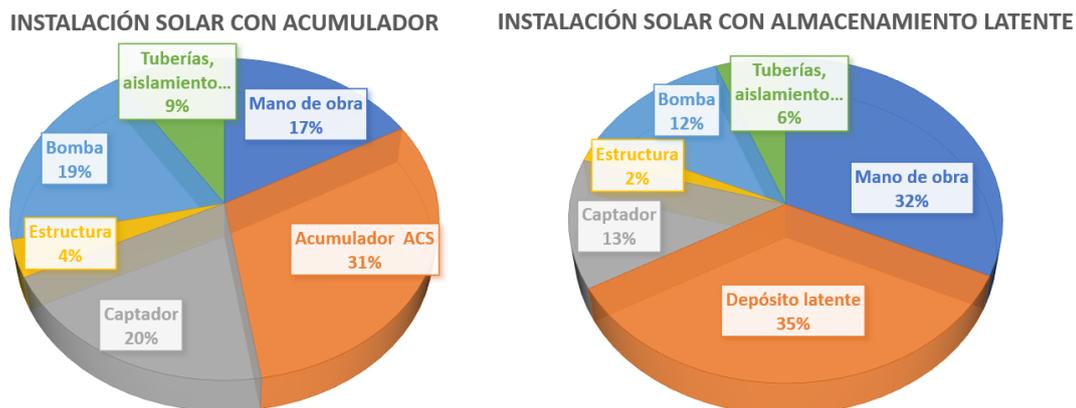


Figura 70. Presupuesto de ejecución material (PEM) desglosado de la instalación solar con acumulador e instalación solar con almacenamiento latente.

6.1.2. Estudio de viabilidad económica y ambiental

Además, una vez determinado el coste total de ambas instalaciones y conocido el ahorro anual calculado en la página 111, se puede determinar el periodo de retorno simple para ambas instalaciones.

Instalaciones	Periodo de retorno (años)
Instalación solar con depósito de acumulación	24,64
Instalación solar con almacenamiento latente	37,17

Tabla 20. Periodo de retorno para instalación solar con depósito de acumulación y con almacenamiento latente

Se observa que para la instalación solar con acumulador el periodo de retorno es prácticamente la vida útil de la instalación por lo que esta no tiene prácticamente beneficio económico, y para la instalación solar térmica con almacenamiento latente el periodo de retorno es muy elevado, lo cual no interesa a nivel económico. Por consiguiente, en ambas instalaciones se produce un ahorro ambiental anual de CO₂ de 335 kg.

Viendo los resultados, cabe destacar que a primera vista resulta más interesante a día de hoy realizar una instalación solar térmica con un depósito de almacenamiento sensible que con uno latente. En primer lugar, por el coste de la instalación y por consiguiente por el periodo de retorno, ya que en este caso para la instalación con el depósito de almacenamiento sensible el periodo de retorno es prácticamente la vida útil de la instalación, mientras para el caso de la instalación con almacenamiento latente, el periodo de retorno es considerablemente mayor. Esto se debe principalmente a que actualmente no hay depósitos de estas características a nivel comercial y, por lo tanto, el coste asciende mucho por la mano de obra puesto que ha de ser hecho a medida.

En conclusión, el almacenamiento sensible es la solución ampliamente utilizada en las instalaciones dado su bajo coste y facilidad de implementación. Uno de los problemas que encarece el coste de la alternativa con almacenamiento latente es que no se dispone de soluciones comerciales, sino únicamente de fabricantes de PCM. Por ello, el diseño y construcción de un depósito específico para esta aplicación encarece claramente la instalación, y hace que la inversión no se recupere prácticamente en la vida útil de la instalación. Este es uno de los motivos principales por los que no se están implantando todavía este tipo de sistemas de forma masiva.

7. CONCLUSIONES

A lo largo del TFG se ha estudiado en primer lugar, una instalación solar térmica de baja temperatura con un captador solar plano y un captador de tubos de vacío en condiciones ambientales reales, es decir al exterior. Para ello, se han realizado una serie de ensayos experimentales para poder analizar posteriormente las medidas. A continuación, se exponen las conclusiones obtenidas para ambos captadores.

Primeramente, para el captador plano los rendimientos experimentales obtenidos se encuentran por debajo de los rendimientos teóricos, además en los valores obtenidos para el rendimiento experimental se aplica un error mínimo de un 10%. Sin embargo, aun en el mejor de los casos en cuanto al error, sigue existiendo una diferencia notable. Esta diferencia puede venir ocasionada por un menor aislamiento o estanqueidad, o una degradación en el vidrio exterior, que haya reducido con el tiempo su transmisividad.

Se ha hecho un estudio de reproducibilidad para un conjunto de ensayos realizados con temperatura ascendente y descendente para condiciones de funcionamiento parecidas. Cabe destacar que, aunque las condiciones sean similares, nunca son idénticas ya que hay pequeñas diferencias en irradiancia, temperatura ambiente o caudales. Se ha observado que los rendimientos obtenidos son bastante semejantes entre ellos y siguen el mismo patrón. Por tanto, las medidas analizadas, y las conclusiones posteriores obtenidas, son representativas.

En segundo lugar, para el captador de tubos de vacío los rendimientos experimentales obtenidos son ligeramente anómalos, ya que para temperaturas de entrada de 30°C el rendimiento experimental es superior al rendimiento teórico, pero está dentro del rango de incertidumbre, mientras que para temperaturas de 60°C o superiores el rendimiento experimental es muy bajo. También se ha realizado un análisis de incertidumbre, pero incluso teniendo en cuenta el error de un 10%, se obtienen las mismas conclusiones. Como trabajo futuro, sería interesante sustituir este captador por uno con un área equiparable a la del colector solar plano, incluso adquirir también un captador solar plano nuevo para el que se disponga de información técnica más fiable.

Por otro lado, se ha estudiado el acoplamiento de un depósito de almacenamiento con energía latente. Se han hecho una serie de ensayos para estudiar una carga y una descarga para temperaturas de impulsión de 70 y 35°C y para estudiar el comportamiento del PCM. Para la carga se ha hecho uso de la resistencia térmica mientras que para la descarga se ha hecho uso del intercambiador de placas.

Se ha podido observar que la duración de una carga y una descarga casi completa para los parámetros marcados ha sido de 7 y 14 horas. El tiempo de descarga es prácticamente el doble que la carga, esto se debe a que la conductividad de la parafina en estado sólido es inferior a la conductividad de la parafina en estado líquido. Además, una de las futuras mejoras en la instalación es modificar la barra de respuesta del PID 2, para que la respuesta de la instalación sea más rápida.

También se ha podido ver que la energía descargada es ligeramente inferior a la energía cargada. Esto es provocado por las propias pérdidas de la instalación producidas por fluido caloportador, la pared del depósito y la parafina.

En cuanto al comportamiento del PCM dentro del depósito, cabe señalar que por lo general el líquido al ser menos denso tiende a subir y por tanto la fila superior alcanza más rápidamente la

temperatura de consigna que la fila más próxima a la base. Los termopares de la zona central, que no están en contacto con el serpentín, tienden a tardar un mayor tiempo en alcanzar elevadas temperaturas puesto que la principal transferencia en dicha zona es por conducción con el resto de la parafina.

Por otro lado, en el ensayo realizado para el cálculo de las pérdidas térmicas, es interesante observar que, la mayor cantidad de pérdidas en el depósito, prácticamente el 81% de las pérdidas totales, se producen en la zona útil del mismo.

Al no haber podido realizar un ensayo con los captadores solares y con el almacenamiento de energía latente de manera conjunta, se ha hecho un cálculo de la cantidad de horas diarias que se necesitarían para poder realizar una carga completa. En los meses estivales por lo general las cargas serán casi completas, ya que se consigue fundir la parte útil del depósito, mientras que en los meses invernales las cargas por lo general serán parciales. Es por ello, por lo que una de las futuras mejoras en la instalación a medio plazo es sustituir ambos captadores por unos de superficie similar para poder captar más energía y lo cual facilitará hacer cargas completas del depósito durante el año, y además se espera resolver los problemas prácticos que se han observado a la hora de evaluar los rendimientos con el captador de tubos de vacío.

Finalmente, se ha realizado un análisis técnico-económico de la implementación de depósito de almacenamiento de energía sensible y uno latente en una instalación solar térmica de baja temperatura para una vivienda unifamiliar situada en Godelleta.

Se ha podido concluir que hoy en día es más interesante implementar un depósito de energía sensible en primer lugar por el coste de la instalación y por consiguiente por el periodo de retorno. En nuestro caso, para la instalación con almacenamiento sensible la vida útil de la instalación es casi la vida útil de la instalación mientras que para la instalación con almacenamiento latente el período de retorno es notablemente mayor. Esto es debido principalmente a que actualmente no se disponen de depósitos de almacenamiento latente con este tipo de características a nivel comercial y, por tanto, el coste asciende mucho por el diseño y la mano de obra. No obstante, para ambos se produce un ahorro ambiental anual de CO₂ de 335 kg.

Los depósitos de almacenamiento latente son interesantes por su compacidad y por tener una temperatura más uniforme, pero actualmente son una opción demasiado cara para tener una implantación masiva, y se siguen estudiando en investigación. Se espera que, con una mayor estandarización de intercambiadores y depósitos, junto con una reducción de costes en los PCM, se consiga competir a medio/largo plazo con el almacenamiento sensible, por lo menos en algunas aplicaciones.

El análisis de todos los resultados ha dado lugar a distintas comunicaciones en congresos como se puede observar en el apartado “7. Comunicaciones en congresos” del anexo. En primer lugar, el trabajo ha sido presentado en el IX CYTEF (abril 2022) y aceptado en el 13CNIT (noviembre 2023) donde se expondrán ambos trabajos: “Lección práctica comparando el rendimiento real al exterior de dos captadores solares térmicos” y “Clase práctica innovadora sobre almacenamiento de energía térmica para aplicaciones de agua caliente sanitaria”.

8. REFERENCIAS

- [1] M. N. Vara Prasad, M. Smol, and H. Freitas, "Achieving sustainable development goals via green deal strategies," in *Sustainable and Circular Management of Resources and Waste Towards a Green Deal*, Elsevier, 2023, pp. 3–23. doi: 10.1016/b978-0-323-95278-1.00002-4.
- [2] "Green Deal." https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_es (accessed Jun. 03, 2023).
- [3] "El Marco 2030 de Energía y Clima y el Objetivo 55 ('Fit for 55')." <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/la-union-europea/> (accessed Apr. 10, 2023).
- [4] "Instituto de Ingeniería de la Energía (IIE)." <https://iie.webs.upv.es/> (accessed Jun. 03, 2023).
- [5] "ACCIONA Infraestructuras." https://www.acciona.com/es/soluciones/ciudades/areas-actividad/edificacion-eficiente/?utm_medium=cpc&utm_medium=cpc&utm_source=google&utm_campaign=11152488939&utm_term=infraestructura%20ciudades_b&gclid=CjwKCAjwkeqkBhAnEiwA5U-uMzjv02dT7NFqT68OMpEONV62pmLmrzLpewja3F5AJyTKXeLtUOqEfhoCSOcQAvD_BwE&_adin=01162108089 (accessed Jun. 27, 2023).
- [6] "Objetivos de Desarrollo Sostenible." <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/objetivos-de-desarrollo-sostenible/> (accessed Jun. 21, 2023).
- [7] W. Weiss and M. Spörk-Dür, *Edition 2022 Global Market Development and Trends 2021 Detailed Market Figures 2020 SOLAR HEAT WORLD WIDE*. 2022. doi: 10.18777/ieashcshw-2022-0001.
- [8] G. Stryi-Hipp *et al.*, "Strategic Research Priorities for Solar Thermal Technology European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling." [Online]. Available: www.rhc-platform.org
- [9] José Marco Montoro, *Instalaciones solares fototérmicas de baja temperatura*, Primera edición. A.A.P.T. PUBLICACIONES TÉCNICAS, S.L., 2005.
- [10] J. A. Ruiz-Arias, D. Pozo-Vázquez, F. J. Santos-Alamillos, V. Lara-Fanego, and J. Tovar-Pescador, "A&FM_2011_151_1812-1822," *Agric For Meteorol*, vol. 151, pp. 1812–1822, 2011.
- [11] K. J. Redrován Inga and P. Duque Sarango, "Aplicación de sistemas de información geográfico para el análisis espacial de la variable radiación solar en la ciudad de Cuenca," 2018.
- [12] "Estudio del Impacto Macroeconómico de las Energías Renovables en España," 2019.
- [13] "Potencial fotovoltaico en Países Europeos ." https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_download/map_index.html#!-PVGIS (accessed Mar. 01, 2023).

- [14] “Capítulo 6-Las energías renovables. Energía solar,” Región de Murcia .
- [15] “Documento Básico HE Ahorro de energía,” 2022.
- [16] “Solar thermal and concentrated solar power barometer 2022,” Jul. 2022. [Online]. Available: www.iea-shc.org/Data/Sites/1/publications/Solar-Heat-Worldwide-2022.pdf
- [17] Idae, “Guía Técnica de Energía Solar Térmica IDAE - ASIT. Guías IDAE 022.” [Online]. Available: www.idae.es/www.asit-solar.com
- [18] A. Puche Puche, J. Bonmati Fernández, and A. Paredes Salvador, “Impacto de la Energía Solar Térmica en la Calificación Energética de Edificios (IDAE),” 2017. [Online]. Available: www.idae.es
- [19] M. Anna Jurczak and A. Skotnicka-Siepsiak, “Comparing the efficiency of evacuated tube and flat-plate solar collectors in real installation conditions,” vol. 9, pp. 31–38, 2020, doi: 10.17512/bozpe.2020.2.04.
- [20] A. Greco, E. Gundabattini, D. S. Gnanaraj, and C. Masselli, “A comparative study on the performances of flat plate and evacuated tube collectors deployable in domestic solar water heating systems in different climate areas,” *Climate*, vol. 8, no. 6, Jun. 2020, doi: 10.3390/CL18060078.
- [21] Asociación Española Normalización y Certificación, “UNE-ISO 9459-2 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,” 2008. [Online]. Available: www.aenor.es
- [22] Asociación Española de Normalización, “UNE-EN 12976-1 Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 1: Requisitos generales,” Jul. 2022, Accessed: Apr. 15, 2023. [Online]. Available: www.une.org
- [23] Asociación Española de Normalización, “UNE-EN 12976-2 Sistemas solares térmicos y componentes. Sistemas prefabricados. Parte 2: Métodos de ensayo,” Jan. 2020, Accessed: Apr. 15, 2023. [Online]. Available: www.une.org
- [24] Asociación Española de Normalización, “UN-EN ISO 9806 Energía solar. Captadores solares térmicos. Métodos de ensayo,” Jan. 2020, Accessed: Apr. 15, 2023. [Online]. Available: www.une.org
- [25] Asociación Española de Normalización, “UNE-EN 12975 Captadores solares. Requisitos generales,” Dec. 2022, [Online]. Available: www.une.org
- [26] Asociación Española de Normalización y Certificación, “UNE-EN 12975-1:2006+A1 Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 1: Requisitos generales,” Feb. 2011. [Online]. Available: www.aenor.es
- [27] G. Stryi-Hipp *et al.*, “Strategic Research Priorities for Solar Thermal Technology European Technology Platform on Renewable Heating and Cooling,” Brussels, Dec. 2012. [Online]. Available: www.rhc-platform.org
- [28] Tatsidjoudong Parfait, Le Pierrès Nolwenn, and Luo Lingai, “A review of potential materials for thermal energy storage in building applications,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 18, pp. 327–349, 2013.

- [29] J. Lizana, R. Chacartegui, Á. Barrios-Padura, and J. M. Valverde, "Caracterización de materiales de almacenamiento de energía térmica para aplicaciones en edificación," 2017, pp. 621–637.
- [30] S. Kashyap, S. Kabra, and B. Kandasubramanian, "Graphene aerogel-based phase changing composites for thermal energy storage systems," *Journal of Materials Science*, vol. 55, no. 10. Springer, pp. 4127–4156, Apr. 01, 2020. doi: 10.1007/s10853-019-04325-7.
- [31] S. M. Hasnain, "REVIEW ON SUSTAINABLE THERMAL ENERGY STORAGE TECHNOLOGIES, PART I: HEAT STORAGE MATERIALS AND TECHNIQUES," *Pergamon*, vol. 39, no. 11, pp. 1127–1138, 1998.
- [32] G. Alva, Y. Lin, and G. Fang, "An overview of thermal energy storage systems," *Energy*, vol. 144. Elsevier Ltd, pp. 341–378, Feb. 01, 2018. doi: 10.1016/j.energy.2017.12.037.
- [33] A. Oliver, F. J. Neila, and A. García-Santos, "Nota técnica: Clasificación y selección de materiales de cambio de fase según sus características para su aplicación en sistemas de almacenamiento de energíatérmica," *Materiales de Construccion*, vol. 62, no. 305. pp. 131–140, 2012. doi: 10.3989/mc.2012.58010.
- [34] A. Sharma, V. V. Tyagi, C. R. Chen, and D. Buddhi, "Review on thermal energy storage with phase change materials and applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 2. pp. 318–345, Feb. 2009. doi: 10.1016/j.rser.2007.10.005.
- [35] Q. Mao, Y. Li, Y. Zhang, and C. Zhang, "Numerical and Experimental Investigation on Heat Transfer Performance of a Solar Single Storage Tank," *Journal of Thermal Science*, vol. 30, no. 5, pp. 1596–1606, Sep. 2021, doi: 10.1007/s11630-021-1438-z.
- [36] W. Zakri, S. Mellouli, and Y. Fageehi, "Performance Assessment of Three Latent Heat Storage Designs for a Solar Hot Water Tank," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 15, no. 1, Jan. 2023, doi: 10.3390/su15010640.
- [37] A. Sharma, V. V. Tyagi, C. R. Chen, and D. Buddhi, "Review on thermal energy storage with phase change materials and applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, no. 2. pp. 318–345, Feb. 2009. doi: 10.1016/j.rser.2007.10.005.
- [38] A. Vijayan and J. Hussain Professor, "Experimental Analysis of Thermal Storage Systems using Phase Change Materials," *International Journal of Engineering Research & Technology (IJERT)*, vol. 5, no. 6, pp. 789–797, 2016, [Online]. Available: www.ijert.org
- [39] B. D. Darwesh, I. A. Hamakhan, and B. N. Yaqob, "Thermal Enhancement of Solar Energy Storage Using Phase Change Materials," *International Journal of Heat and Technology*, vol. 40, no. 3, pp. 758–766, Jun. 2022, doi: 10.18280/ijht.400314.
- [40] "Ubicación de la Instalación solar del Instituto Energético." <https://earth.google.com/web/@39.47890413,-0.33632801,1.8213581a,403.61782105d,35.00000675y,218.49420879h,0t,0r/data=CLM aURJLCiQweGQ2MDQ5Y2JjMDdlN2NiMzoweDM4YzQ1M2Q4Y2U4ZGI4OWMq11VQViAtIEluc3RpdHV0bwpVbml2ZXJzaXRhcmlvIGRI4oCmGAlgAQ> (accessed Apr. 26, 2023).

- [41] A. López-Navarro *et al.*, “Experimental investigation of the temperatures and performance of a commercial ice-storage tank,” *International Journal of Refrigeration*, vol. 36, no. 4, pp. 1310–1318, Jun. 2013, doi: 10.1016/j.ijrefrig.2012.09.008.
- [42] A. López-Navarro *et al.*, “Performance characterization of a PCM storage tank,” *Appl Energy*, vol. 119, pp. 151–162, Apr. 2014, doi: 10.1016/j.apenergy.2013.12.041.
- [43] P. Herrero, L. Navarro, C. Salvador, and J. Miguel, “EFICIENCIA ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD ANÁLISIS EXPERIMENTAL DE UN DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO LATENTE DE ENERGÍA TÉRMICA A 55°C.”
- [44] Rubitherm Technologies GmbH, “Propiedades de la parafina RT55,” Oct. 2020, Accessed: Apr. 11, 2023. [Online]. Available: www.rubitherm.com
- [45] “Número de Reynolds.” https://es.wikipedia.org/wiki/N%C3%BAmero_de_Reynolds (accessed Jun. 27, 2023).
- [46] “Número de Prandtl.” https://es.wikipedia.org/wiki/N%C3%BAmero_de_Prandtl (accessed Jun. 27, 2023).
- [47] “Número de Nusselt.” https://es.wikipedia.org/wiki/N%C3%BAmero_de_Nusselt (accessed Jun. 27, 2023).
- [48] “Número de Stefan.” [https://es.wikipedia.org/wiki/N%C3%BAmero_de_Stefan#:~:text=El%20N%C3%BAmero%20de%20Stefan%20\(Ste,o%20estado%20de%20un%20material.](https://es.wikipedia.org/wiki/N%C3%BAmero_de_Stefan#:~:text=El%20N%C3%BAmero%20de%20Stefan%20(Ste,o%20estado%20de%20un%20material.) (accessed Jun. 27, 2023).
- [49] “Ubicación vivienda unifamiliar Godelleta.” https://earth.google.com/web/search/Calle+Ornit%c3%b3logo+Ferm%c3%adn+Zano,+Godelleta/@39.4254251,-0.6878481,287.41568161a,793.86471893d,35y,0h,45t,0r/data=CpMBGmkSYwokMHhkNjBmYmMzMTdiNTFjMzc6MHg5ZGU3YmVkyTY1YzQzNGY2GeKyZVR0tkNAIR-0wwTaAua_KiLDYWxsZSBPcm5pdMOzbG9nbyBGZXJtw61uIFphbm8siEdvZGVsbGV0YRgDIAEiJgokCerEX4-HvUNAEBYTOiIRvUNAGcCVBHNUX9W_IVhndAI0rdW_KAI (accessed May 15, 2023).
- [50] Junta de Castilla y León, *Manual del Mantenedor: Energía Solar Térmica*. 2002.
- [51] MELINDER Å, *Properties of Secondary Working Fluids (Secondary Refrigerants or Coolants, Heat Transfer Fluids) for Indirect Systems*, 2nd ed. 2010.
- [52] B. N. Taylor and C. E. Kuyatt, “Guidelines for Evaluating and Expressing the Uncertainty of NIST Measurement Results,” 1994.
- [53] H. W. Coleman and W. G. Steele, *Experimentation, validation, and uncertainty analysis for engineers: Fourth edition*, John Wiley & Sons. 2018.
- [54] “EES (Engineering Equation Solver),” 2019. https://es.wikipedia.org/wiki/Engineering_Equation_Solver (accessed May 20, 2023).
- [55] Javier Cañada Ribera, *Manual de energía solar térmica (Diseño y cálculo de instalaciones)*, UPV. Valencia: Universidad Politécnica de Valencia, 2008.

- [56] "PVGIS." https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ (accessed May 22, 2023).
- [57] IDAE, "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura (VII.9 Aislamientos)," 2002.

PRESUPUESTO

AUTOR: LASARTE PAMPLÓ, ALICIA

TUTOR: PAYÁ HERRERO, JORGE

COTUTOR: CAZORLA MARÍN, ANTONIO

ÍNDICE PRESUPUESTO

1.	PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR CON ACUMULADOR.....	84
1.1.	Cuadro de precios unitarios: mano de obra y materiales	84
1.1.1.	Cuadro de mano de obra.....	84
1.1.1.	Cuadro de materiales	84
1.2.	Cuadro de precios descompuestos y cuadro de precios N°1 y N°2.....	84
1.3.	Mediciones y presupuesto	86
1.4.	Resumen de capítulos	86
2.	PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR CON DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO LATENTE....	87
2.1.	Cuadro de precios unitarios: mano de obra y materiales	87
2.1.1.	Cuadro de mano de obra.....	87
2.1.2.	Cuadro de materiales	87
2.2.	Cuadro de precios descompuestos y cuadro de precios N°1 y N°2.....	87
2.3.	Mediciones y presupuesto	89
2.4.	Resumen de capítulos	89

1. PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR CON ACUMULADOR

1.1. Cuadro de precios unitarios: mano de obra y materiales

1.1.1. Cuadro de mano de obra

N.º	Descripción	Importe		
		Precio (€)	Cantidad (h)	Total (€)
1	Oficial instalador	20,48	8,00	163,84
2	Ayudante	18,88	8,00	151,04
Importe total:				314,88

1.1.1. Cuadro de materiales

N.º	Descripción	Importe		
		Precio (€)	Cantidad (ud)	Total (€)
1	Acumulador Solar ACS	574,33	1,00	574,33
2	Captador Solar ESCOSOL FMAX 2.4	377,62	1,00	377,62
3	Estructura Solar	70,31	1,00	70,31
4	Bomba	364,98	1,00	364,98
5	Tuberías, aislamiento, valvulería, sistema de purgación, disipador de calor y vaso de expansión	169,93	1,00	169,93
Importe total:				1557,17

1.2. Cuadro de precios descompuestos y cuadro de precios Nº1 y Nº2

Código	Ud	Descripción	Rendimiento	Precio	Importe
01		SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y SISTEMA SOLAR			
01.01	UD	ACUMULADOR ACS SOLAR 120 L.			
		Acumulador Coral Vitro-Serpentín CV120M 1M de LAPESA con capacidad de 120 litros, altura de 1370 mm y anchura de 500 mm. Para instalación mural, en posición vertical. Fabricado en acero vitrificado, con aislamiento de PU inyectado en molde y forro externo acolchado en PVC, con cierre de cremallera. Incorpora serpentín interno vitrificado con intercambio térmico. Protección catódica con ánodos de magnesio. Con conexión roscada lateral para resistencia eléctrica de calentamiento opcional.			
MO.01	hr	Oficial Instalador	2,00	20,48	40,96
MO.02	hr	Ayudante	2,00	18,88	37,76
EQ.01	ud	Acumulador Solar ACS	1,00	574,33	574,33
3,00	%	Costes indirectos		653,05	19,59
		Clase: Mano de obra			78,72
		Clase: Materiales			574,33
		Clase: 3% Costes indirectos			19,59
Coste total					672,64

01.02	UD	COLECTOR SOLAR PLANO			
		Colector Solar Térmico ESCOSOL FMAX 2.4, con superficie de absorción de 2,23 m ² y superficie bruta de 2,37 m ² .			

Análisis y desarrollo de una instalación de energía solar térmica con almacenamiento mediante una parafina con cambio de fase a 55°C

		Presenta las siguientes dimensiones: 1930 x 1230 x 86 mm, además, una presión máxima de trabajo de 10 bar, con un rendimiento óptico de 0,823.			
MO.01	hr	Oficial Instalador	1,50	20,48	30,72
MO.02	hr	Ayudante	1,50	18,88	28,32
EQ.02	ud	Captador Solar ESCOSOL FMAX 2.4	1,00	377,62	377,62
3,00	%	Costes indirectos		436,66	13,10
		Clase: Mano de obra			59,04
		Clase: Materiales			377,62
		Clase: 3% Costes indirectos			13,10
		Coste total			449,76
01.03	UD	ESTRUCTURA SOLAR			
		Sistema de soporte para cubierta inclinada con perfil universal inoxidable, marco y accesorios de fijación para un colector de LAPESA.			
MO.01	hr	Oficial Instalador	0,50	20,48	10,24
MO.02	hr	Ayudante	0,50	18,88	9,44
EQ.03	ud	Estructura Solar	1,00	70,31	70,31
3,00	%	Costes indirectos		89,99	2,70
		Clase: Mano de obra			19,68
		Clase: Materiales			70,31
		Clase: 3% Costes indirectos			2,70
		Coste total			92,69
01.04	UD	BOMBA DE CIRCULACIÓN SOLAR			
		Bomba de circulación COMFORT 15-14 B PM de GRUNDFOS			
MO.01	hr	Oficial Instalador	1,00	20,48	20,48
MO.02	hr	Ayudante	1,00	18,88	18,88
EQ.04	ud	Bomba	1,00	364,98	364,98
3,00	%	Costes indirectos		404,34	12,13
		Clase: Mano de obra			39,36
		Clase: Materiales			364,98
		Clase: 3% Costes indirectos			12,13
		Coste total			416,47
01.05	UD	TUBERÍAS, AISLAMIENTO, VALVULERÍA, SISTEMAS DE PURGACIÓN, DISIPADOR DE CALOR Y VASO DE EXPANSIÓN			
		Tuberías, aislamiento, valvulería, sistemas de purgación, disipador de calor y vaso de expansión			
MO.01	hr	Oficial Instalador	3,00	20,48	61,44
MO.02	hr	Ayudante	3,00	18,88	56,64
EQ.05	ud	Tuberías, aislamiento, valvulería, sistemas de purgación, disipador de calor y vaso de expansión	1,00	169,93	169,93
3,00	%	Costes indirectos		288,01	8,64
		Clase: Mano de obra			118,08
		Clase: Materiales			169,93
		Clase: 3% Costes indirectos			8,64
		Coste total			296,68

1.3. Mediciones y presupuesto

N.º	Descripción de las unidades de obra	Medición	Precio	Importe
1	01 SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y SISTEMA SOLAR			
1.1	Ud ACUMULADOR ACS SOLAR 120 L.			
01.01	Acumulador Coral Vitro-Serpentín CV120M 1M de LAPESA con capacidad de 120 litros, altura de 1370 mm y anchura de 500 mm. Para instalación mural, en posición vertical. Fabricado en acero vitrificado, con aislamiento de PU inyectado en molde y forro externo acolchado en PVC, con cierre de cremallera. Incorpora serpentín interno vitrificado con intercambio térmico. Protección catódica con ánodos de magnesio. Con conexión roscada lateral para resistencia eléctrica de calentamiento opcional.			
	Total partida 1.1	1,00	672,64	672,64
1.2	Ud COLECTOR SOLAR PLANO			
01.02	Colector Solar Térmico ESCOSOL FMAX 2.4, con superficie de absorción de 2,23 m ² y superficie bruta de 2,37 m ² . Presenta las siguientes dimensiones: 1930 x 1230 x 86 mm, además, una presión máxima de trabajo de 10 bar, con un rendimiento óptico de 0,823.			
	Total partida 1.2	1,00	490,30	449,76
1.3	Ud ESTRUCTURA SOLAR			
01.03	Sistema de soporte para cubierta inclinada con perfil universal inoxidable, marco y accesorios de fijación para un colector de LAPESA.			
	Total partida 1.3	1,00	92,69	92,69
1.4	Ud BOMBA DE CIRCULACIÓN SOLAR			
01.04	Bomba de circulación COMFORT 15-14 B PM de GRUNDFOS			
	Total partida 1.4	1,00	416,47	416,47
1.5	Ud TUBERÍAS, AISLAMIENTO, VALVULERÍA, SISTEMAS DE PURGACIÓN, SISIPADOR DE CALOR Y VASO DE EXPANSIÓN			
01.05	Tuberías, aislamiento, valvulería, sistemas de purgación, disipador de calor y vaso de expansión			
	Total partida 1.5	1,00	296,68	296,68
	TOTAL 01 SISTEMA DE ACUMULACIÓN Y SISTEMA SOLAR			1928,24

1.4. Resumen de capítulos

Descripción de los capítulos	Importe (€)
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	1928,24
Gastos Generales 13%	250,67
Beneficio Industrial 6%	115,69
PRESUPUESTO	2294,60
21% IVA	481,87
PRESUPUESTO + IVA	2776,47

2. PRESUPUESTO INSTALACIÓN SOLAR CON DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO LATENTE

2.1. Cuadro de precios unitarios: mano de obra y materiales

2.1.1. Cuadro de mano de obra

N.º	Descripción	Importe		
		Precio (€)	Cantidad (h)	Total (€)
1	Oficial instalador	20,48	24,00	491,52
2	Ayudante	18,88	24,00	453,12
Importe total:				944,64

2.1.2. Cuadro de materiales

N.º	Descripción	Importe		
		Precio (€)	Cantidad (ud)	Total (€)
1	PCM	495,87	1,00	495,87
2	Material depósito	527,27	1,00	527,27
3	Captador Solar ESCOSOL FMAX 2.4	377,62	1,00	377,62
4	Estructura Solar	70,31	1,00	70,31
5	Bomba	364,98	1,00	364,98
6	Tuberías, aislamiento, valvulería, sistema de purgación, disipador de calor y vaso de expansión	169,93	1,00	169,93
Importe total:				2005,98

2.2. Cuadro de precios descompuestos y cuadro de precios Nº1 y Nº2

Código	Ud	Descripción	Rendimiento	Precio	Importe
01		ALMACENAMIENTO LATENTE Y SISTEMA SOLAR			
01.01	UD	DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO LATENTE			
		Al no hacer ninguna solución comercial, el coste del PCM es de 600 € pero muchas cosas se deberían de construir/ensamblar a mano y el coste del personal encarecería el depósito. Por lo tanto, se ha estimado que el coste total del depósito será de 2000€ (incluido IVA)			
MO.01	hr	Oficial Instalador	16,00	20,48	327,68
MO.02	hr	Ayudante	16,00	18,88	302,08
EQ.01	ud	PCM	1,00	495,87	495,87
EQ.02	ud	Material depósito	1,00	527,27	479,13
3,00	%	Costes indirectos		1604,76	48,14
		Clase: Mano de obra			629,76
		Clase: Materiales			975,00
		Clase: 3% Costes indirectos			48,14
		Coste total			1652,90

01.02 UD COLECTOR SOLAR PLANO

Colector Solar Térmico ESCOSOL FMAX 2.4, con superficie de absorción de 2,23 m² y superficie bruta de 2,37 m².
Presenta las siguientes dimensiones: 1930 x 1230 x 86 mm, además, una presión máxima

Análisis y desarrollo de una instalación de energía solar térmica con almacenamiento mediante una parafina con cambio de fase a 55°C

		de trabajo de 10 bar, con un rendimiento óptico de 0,823.			
MO.01	hr	Oficial Instalador	1,50	20,48	30,72
MO.02	hr	Ayudante	1,50	18,88	28,32
EQ.03	ud	Captador Solar ESCOSOL FMAX 2.4	1,00	377,62	377,62
3,00	%	Costes indirectos		436,66	13,10
		Clase: Mano de obra			59,04
		Clase: Materiales			377,62
		Clase: 3% Costes indirectos			13,10
		Coste total			449,76
01.03	UD	ESTRUCTURA SOLAR			
		Sistema de soporte para cubierta inclinada con perfil universal inoxidable, marco y accesorios de fijación para un colector de LAPESA.			
MO.01	hr	Oficial Instalador	0,50	20,48	10,24
MO.02	hr	Ayudante	0,50	18,88	9,44
EQ.04	ud	Estructura Solar	1,00	70,31	70,31
3,00	%	Costes indirectos		89,99	2,70
		Clase: Mano de obra			19,68
		Clase: Materiales			70,31
		Clase: 3% Costes indirectos			2,70
		Coste total			92,69
01.04	UD	BOMBA DE CIRCULACIÓN SOLAR			
		Bomba de circulación COMFORT 15-14 B PM de GRUNDFOS			
MO.01	hr	Oficial Instalador	1,00	20,48	20,48
MO.02	hr	Ayudante	1,00	18,88	18,88
EQ.05	ud	Bomba	1,00	364,98	364,98
3,00	%	Costes indirectos		404,34	12,13
		Clase: Mano de obra			39,36
		Clase: Materiales			364,98
		Clase: 3% Costes indirectos			12,13
		Coste total			416,47
01.05	UD	TUBERÍAS, AISLAMIENTO, VALVULERÍA, SISTEMAS DE PURGACIÓN, DISIPADOR DE CALOR Y VASO DE EXPANSIÓN			
		Tuberías, aislamiento, valvulería, sistemas de purgación, disipador de calor y vaso de expansión			
MO.01	hr	Oficial Instalador	3,00	20,48	61,44
MO.02	hr	Ayudante	3,00	18,88	56,64
EQ.06	ud	Tuberías, aislamiento, valvulería, sistemas de purgación, disipador de calor y vaso de expansión	1,00	169,93	169,93
3,00	%	Costes indirectos		288,01	8,64
		Clase: Mano de obra			118,08
		Clase: Materiales			169,93
		Clase: 3% Costes indirectos			8,64
		Coste total			296,68

2.3. Mediciones y presupuesto

N.º	Descripción de las unidades de obra	Medición	Precio	Importe
1	01 ALMACENAMIENTO LATENTE Y SISTEMA SOLAR			
1.1	Ud DEPÓSITO DE ALMACENAMIENTO LATENTE			
01.01	Al no hacer ninguna solución comercial, el coste del PCM es de 600 € pero muchas cosas se deberían de construir/ensamblar a mano y el coste del personal encarecería el depósito. Por lo tanto, se ha estimado que el coste total del depósito será de 2000€ (incluido IVA)			
	Total partida 1.1	1,00	1652,90	1652,90
1.2	Ud COLECTOR SOLAR PLANO			
01.02	Colector Solar Térmico ESCOSOL FMAX 2.4, con superficie de absorción de 2,23 m ² y superficie bruta de 2,37 m ² . Presenta las siguientes dimensiones: 1930 x 1230 x 86 mm, además, una presión máxima de trabajo de 10 bar, con un rendimiento óptico de 0,823.			
	Total partida 1.2	1,00	490,30	449,76
1.3	Ud ESTRUCTURA SOLAR			
01.03	Sistema de soporte para cubierta inclinada con perfil universal inoxidable, marco y accesorios de fijación para un colector de LAPESA.			
	Total partida 1.3	1,00	92,69	92,69
1.4	Ud BOMBA DE CIRCULACIÓN SOLAR			
01.04	Bomba de circulación COMFORT 15-14 B PM de GRUNDFOS			
	Total partida 1.4	1,00	416,47	416,47
1.5	Ud TUBERÍAS, AISLAMIENTO, VALVULERÍA, SISTEMAS DE PURGACIÓN, SISIPADOR DE CALOR Y VASO DE EXPANSIÓN			
01.05	Tuberías, aislamiento, valvulería, sistemas de purgación, disipador de calor y vaso de expansión			
	Total partida 1.5	1,00	296,68	296,68
TOTAL 01 ALMACENAMIENTO LATENTE Y SISTEMA SOLAR				2908,50

2.4. Resumen de capítulos

Descripción de los capítulos	Importe (€)
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL	2908,50
Gastos Generales 13%	378,10
Beneficio Industrial 6%	174,51
PRESUPUESTO	3461,11
21% IVA	726,83
PRESUPUESTO + IVA	4187,94

ANEXOS

AUTOR: LASARTE PAMPLÓ, ALICIA

TUTOR: PAYÁ HERRERO, JORGE

COTUTOR: CAZORLA MARÍN, ANTONIO

ÍNDICE ANEXOS

1.	ECUACIONES POLINÓMICAS PARA TRATAMIENTO Y USO COMPUTACIONAL.....	93
2.	ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE.....	94
2.1.	Estimación de las medidas de incertidumbre	94
2.2.	Especificaciones de incertidumbre de los instrumentos de medida	95
2.2.1.	Coriolis “Micro Motion CMF025”	95
2.2.2.	Rotámetro “Yokogawa”	96
2.2.3.	Piranómetro “CMP3”	96
2.2.4.	Termorresistencia “RTD Clase 1/10DIN”	97
2.2.5.	Termopar “Tipo T”	97
2.3.	Incertidumbre en un resultado determinado a partir de “EES”	97
3.	CÁLCULOS ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO	101
3.1.	Demanda de energía térmica	101
3.2.	Cálculo de la contribución solar	102
3.3.	Volumen de acumulación y área de captadores	102
3.4.	Pérdida por orientación e inclinación	103
3.5.	Dimensionado del circuito hidráulico	104
3.6.	Bomba de circulación	108
3.7.	Vaso de expansión.....	109
3.8.	Aislamiento.....	110
3.9.	Potencia del intercambiador	111
3.10.	Depósito de acumulación.....	111
3.11.	Cálculo del ahorro anual	111
4.	CERTIFICADO “CHEQ4”	112
5.	PLIEGO DE CONDICIONES INSTALACIÓN SOLAR ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO	114
5.1.	Colector solar térmico “ESCOL FMAX 2.4”	114
5.2.	Estructura cubierta inclinada para 1 captador.....	115
5.3.	Depósito de acumulación “CORAL VITRO-SERPENTÍN “de LAPESA	116
5.4.	Bomba de circulación	117
6.	PLIEGO DE CONDICIONES INSTALACIÓN SOLAR IIE.....	119
6.1.	Bomba “Wilo 20/6”	119
6.2.	Captador plano “AVANT SOLAR”	122
6.3.	Captador de tubos de vacío “SUNMAX 6 58/1800”	123
6.4.	Sistema de convección natural/forzada.....	124
6.5.	Coriolis “Micro Motion CMF025”	125

6.6.	Rotámetro “Yokogawa 15-150”	126
6.7.	Rotámetro “Yokogawa 20-230”	127
6.8.	Rotámetro “Yokogawa 38-380”	128
6.9.	Depósito de inercia	129
6.10.	Piranómetro “CMP3”	130
6.11.	Resistencia interna del depósito de inercia modelo “RA 01 091”	131
6.12.	Intercambiador de placas.....	132
6.13.	Enfriadora “CIAT AQUALIS 28”	133
6.14.	Vaso de expansión.....	136
6.15.	Parafina RT55	137
7.	COMUNICACIONES EN CONGRESOS	138
7.1.	Comunicación en el congreso CYTEF 2022 con título “Prácticas de laboratorio con una instalación de captadores solares térmicos en condiciones ambientales reales”	138
7.2.	Comunicación aceptada para el congreso 13CNIT “Practical lesson comparing the real outdoor performance of two solar termal collectors”	139
7.3.	Comunicación aceptada para el congreso 13CNIT “Innovate practical lesson on termal energy storage for sanitary hot water applications”	140
8.	RELACIÓN DEL TRABAJO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA AGENDA 2030.....	141

1. ECUACIONES POLINÓMICAS PARA TRATAMIENTO Y USO COMPUTACIONAL

Para poder realizar ciertos cálculos es necesario determinar las propiedades del fluido caloportador de la manera más precisa posible como por ejemplo la densidad, el calor específico, la conductividad térmica y la viscosidad dinámica. La ecuación polinómica básica elegida para la mayoría de las propiedades termofísicas es [51]:

$$f = \sum C_{ij} \cdot (x - x_m)^i \cdot (y - y_m)^j \quad (24)$$

donde $i + j \leq 5$ y donde C_{ij} es el coeficiente para cada término. A continuación, se muestra la Tabla 21 escogida para el cálculo de propiedades como la densidad, el calor específico, la conductividad térmica y la viscosidad para un fluido compuesto por agua y un porcentaje de etilenglicol. La concentración del aditivo se elige como parámetro de entrada x y la temperatura del fluido se elige como parámetro de entrada y .

2. Input parameters with mean values and validity limits:

$x = c_A(\%)$; $x_m = 30.8462$; Validity limits: $0 \leq x \leq 60$ (%)

$y = t$ (°C); $y_m = 31.728$; Validity limits: $x \leq y \leq 100$ (°C)

i	j	t_F	ρ	c_p	k	μ
0	0	-1.525E+01	1.034E+03	3.737E+00	4.720E-01	4.705E-01
0	1	-1.566E-06	-4.781E-01	2.930E-03	8.903E-04	-2.550E-02
0	2	-2.278E-07	-2.692E-03	-4.675E-06	-1.058E-06	1.782E-04
0	3	2.169E-09	4.725E-06	-1.389E-08	-2.789E-09	-7.669E-07
1	0	-8.080E-01	1.311E+00	-1.799E-02	-4.286E-03	2.471E-02
1	1	-1.339E-06	-6.876E-03	1.046E-04	-1.473E-05	-1.171E-04
1	2	2.047E-08	4.805E-05	-4.147E-07	1.059E-07	1.052E-06
1	3	-2.717E-11	1.690E-08	1.847E-10	-1.142E-10	-1.634E-08
2	0	-1.334E-02	7.490E-05	-9.933E-05	1.747E-05	3.328E-06
2	1	6.322E-08	7.855E-05	3.516E-07	6.814E-08	1.086E-06
2	2	2.373E-10	-3.995E-07	5.109E-09	-3.612E-09	1.051E-08
2	3	-2.183E-12	4.982E-09	-7.138E-11	2.365E-12	-6.475E-10
3	0	-7.293E-05	-1.062E-04	2.610E-06	3.017E-08	1.659E-06
3	1	1.764E-09	1.229E-06	-1.189E-09	-2.412E-09	3.157E-09
3	2	-2.442E-11	-1.153E-08	-1.643E-10	4.004E-11	4.063E-10
4	0	1.006E-06	-9.623E-07	1.537E-08	-1.322E-09	3.089E-08
4	1	-7.662E-11	-7.211E-08	-4.272E-10	2.555E-11	1.831E-10
5	0	1.140E-09	4.891E-08	-1.618E-09	2.678E-11	-1.865E-09

Max relative errors, absolute where tabulated data in Table B1 is zero (here underlined):

<u>0.0036</u>	<u>0.0010</u>	<u>0.0021</u>	<u>0.0027</u>	<u>0.0479</u>
---------------	---------------	---------------	---------------	---------------

Tabla 21. Coeficientes para una ecuación polinómica de un fluido compuesto por agua y etilenglicol.

2. ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE

2.1. Estimación de las medidas de incertidumbre

A la hora de llevar a cabo ensayos experimentales y trabajar con distintos equipos de medida es verdaderamente interesante saber cómo de bien trabajan los equipos. Es por ello por lo que es necesario llevar a cabo un estudio y análisis de los equipos de medida de la instalación y determinar dentro de los valores experimentales el grado de error que presentan. Por consiguiente, existen gran variedad de métodos que determinan el grado de incertidumbre de las medidas, pero para el siguiente TFG se calcularán a partir de unas pautas desarrolladas para el cálculo de incertidumbres enfocadas en el ámbito de la ingeniería [52], [53].

En primer lugar, es necesario saber que existen distintos tipos de error cuando se realizan medidas experimentales. Según la nomenclatura tradicional, asignamos el símbolo β (beta) para designar un error que no varía en función del periodo de medida (error sistemático) y el símbolo ϵ (épsilon) para designar un error que sí que varía en función del periodo de medida [53].

$$X = X_{true} + \beta + \epsilon \quad (25)$$

Donde

$$\beta = \beta_1 + \beta_2 + \dots + \beta_n \quad \epsilon = \epsilon_1 + \epsilon_2 + \dots + \epsilon_n \quad (26)$$

para asociar una incertidumbre a un valor medido X , necesitamos tener incertidumbres elementales estimadas para todos los instrumentos de la instalación.

En el siguiente artículo [52] se lleva a cabo una clasificación de las incertidumbres en función del proceso de cálculo. “Tipo A” para aquellas en las que las incertidumbres se evalúan mediante métodos estadísticos y “Tipo B” para aquellos en los que son evaluados mediante otro tipo de métodos.

Las incertidumbres sistemáticas estándar están diseñadas con el símbolo b . Por una parte, los valores de incertidumbre sistemática serán determinados a partir de los valores que encontramos en las fichas técnicas de los mismos. Por otro lado, Taylor determina que el tipo de cálculo de las incertidumbres es mediante el proceso de cálculo “Tipo B”. Los valores de incertidumbre estándar extraídos de las fichas técnicas pueden venir dados en forma de distribución Gaussiana o una distribución rectangular:

- Será considerado una distribución normal cuando en la ficha técnica especifique un intervalo de confianza para la incertidumbre del sensor. Debemos de convertirlo en incertidumbre dividiéndolo con el correcto factor para cada distribución. Cuando el intervalo de confianza sea del 95,45% (2σ) entre 2 y cuando sea del 99,73% entre 3. (Ecuación (27))

$$\beta = \frac{u_{95,45\%}}{2} \quad \beta = \frac{u_{99,73\%}}{3} \quad (27)$$

Será considerada distribución rectangular cuando en la ficha técnica no especifique el intervalo de confianza del sensor. Debemos de convertirlo en incertidumbre dividiéndolo entre $\sqrt{3}$ cómo se observa en la Ecuación (28):

$$\beta = \frac{u}{\sqrt{3}} \quad (28)$$

Por otro lado, la incertidumbre aleatoria se determina mediante el proceso de cálculo “Tipo A” [52]. Así pues, la incertidumbre aleatoria para una medida X se determina a partir de la desviación típica (s_x) para las N medidas del ensayo [53]. (Ecuación (29))

$$s_x = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2} \quad (29)$$

De esta manera, el valor medio es calculado a partir del número total de lecturas llevadas a cabo mediante el Datalogger y de las medidas registradas durante el ensayo:

$$\bar{X} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i \quad (30)$$

Una vez calculadas las incertidumbres sistemáticas y aleatorias de los instrumentos de medida, el siguiente paso consiste en combinar ambas para obtener una “combinación de incertidumbres estándar” (u_c):

$$u_c = \sqrt{\sum_{k=1}^M b_k^2 + s_x^2} \quad (31)$$

Donde M es el número total de errores sistemáticos.

A continuación, a la hora de asociar un nivel de confianza con esta “combinación de incertidumbres”, Taylor recomienda un factor de cobertura como:

$$U_{\%}(X) = t_{\%} u_c(X) \quad (32)$$

Donde $U_{\%}$ es la “incertidumbre expandida” con un cierto nivel de confianza y $t_{\%}$ el factor de cobertura de la distribución. En este TFG el factor de cobertura para obtener todas las incertidumbres expandidas para cada una de las medidas es 2, considerando un factor de confianza del 95,45%. Así pues, combinando la Ecuación (32) y la Ecuación (33) obtenemos la fórmula general que se ha utilizado para llevar a cabo los cálculos de incertidumbre:

$$u_{95,45\%} = 2 \cdot \sqrt{\sum_{k=1}^M b_k^2 + s_x^2} \quad (33)$$

2.2. Especificaciones de incertidumbre de los instrumentos de medida

En el siguiente apartado se realiza un resumen de las incertidumbres sistemáticas para cada uno de los instrumentos que se encuentran en la instalación. Estos valores se han extraído de las fichas técnicas de cada uno de los instrumentos:

2.2.1. Coriolis “Micro Motion CMF025”

A continuación, se muestran todos los parámetros extraídos del “datasheet” del Coriolis “Micro Motion CMF025” y que se tendrán en cuenta para el cálculo de las incertidumbres:

Parámetros	Valores
Distribución	Gaussiana (2σ)
Caudal máximo (líquido)	432 kg/h
Precisión del caudal másico (líquido)	$\pm 0,1\%$ del caudal
Repetibilidad del caudal másico (líquido)	$\pm 0,05\%$ del caudal

Tabla 22. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres del Coriolis “Micro Motion CMF025”.

2.2.2. Rotámetro “Yokogawa”

Posteriormente, se han obtenido todos los parámetros recogidos del “datasheet” del Rotámetro “Yokogawa” para ambos captadores. Este se ha calculado explícitamente para poder comparar el error con el coriolis, pero no se tendrá en cuenta para cálculos relacionados con el rendimiento:

Parámetros para el captador plano	Valores
Distribución	Gaussiana (2σ)
Caudal máximo	230,5 l/h
Precisión en función del caudal:	
22,64 l/h	6,8% del caudal
31,81 l/h	5% del caudal
49,51 l/h	3,3% del caudal
66,9 l/h	2,5% del caudal
85,14 l/h	2% del caudal
105,1 l/h	1,7% del caudal
123,9-230,5 l/h	1,6% del caudal

Tabla 23. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres del Rotámetro “Yokogawa” del captador plano.

Parámetros para el captador de tubos	Valores
Distribución	Gaussiana (2σ)
Caudal máximo	150 l/h
Precisión en función del caudal:	
13,47 l/h	7,5% del caudal
17,01 l/h	6,1% del caudal
26,43 l/h	4,1% del caudal
35,40 l/h	3,1% del caudal
54,1 l/h	2,1% del caudal
73,34-149,6 l/h	1,6% del caudal

Tabla 24. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres del Rotámetro “Yokogawa” captador de tubos.

2.2.3. Piranómetro “CMP3”

Seguidamente, observamos todos los parámetros extraídos del “datasheet” del Piranómetro “CMP3” y que se tendrán en cuenta para el cálculo de las incertidumbres:

Parámetros	Valores
Distribución	Gaussiana (2σ)
No-linealidad (0 a 1000 W/m ²)	< 2,5% de la irradiancia
Respuesta de temperatura (-40°C a 40°C)	< 5% de la irradiancia
Error direccional (0° a 80°)	< 20 W/m ²
Error de inclinación	< 2%
Cambio de sensibilidad por año	< 1%
Incertidumbre total diaria	< 10%

Tabla 25. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres del Piranómetro “CMP3”.

2.2.4. Termorresistencia “RTD Clase 1/10DIN”

Posteriormente, obtenemos los parámetros del “datasheet” de las termorresistencias utilizadas en la instalación. Se tratan de unas termorresistencias “RTD Clase 1/10 DIN” y sus características son las siguientes:

Parámetros	Valores
Distribución	Rectangular
Incertidumbre de referencia	$\pm (1/10 \cdot (0,3 + 0,005 \cdot t))$ °C

Tabla 26. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres de las termorresistencias “RTD 1/10 DIN”.

2.2.5. Termopar “Tipo T”

Por último, quedan recogidos los datos proporcionados por el “datasheet” de los termopares. Se trata de unos termopares “tipo T” donde sus características son las siguientes:

Parámetros	Valores
Distribución	Gaussiana (2σ)
Incertidumbre de referencia	$\pm 0,3$ °C

Tabla 27. Parámetros del “datasheet” para el cálculo de incertidumbres de los termopares “Tipo T”.

2.3. Incertidumbre en un resultado determinado a partir de “EES”

El programa “EES” (Engineering Equation Solver) es un programa que tiene como finalidad el cálculo de una gran cantidad de funciones matemáticas y termofísicas [54]. Se hará uso del siguiente programa a la hora de mostrar las incertidumbres de los rendimientos teórico y experimental de manera más precisa, pero sólo se calculará la incertidumbre para un punto representativo de cada tramo medido.

A continuación, se exponen los resultados de las incertidumbres obtenidas por el programa “EES” de ambos ensayos analizados. Para el ensayo del captador plano se tienen las incertidumbres para los tres puntos estudiados:

Unit Settings: SI C kPa kJ mass deg		
Variable±Uncertainty	Partial derivative	% of uncertainty
<u>rend = 0,6156±0,06732</u>		
G = 840,1±90,85 [W/m ²]	$\partial \text{rend} / \partial G = -0,0007349$	98,36 %
Tamb = 29,1±0,31 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_{amb} = 0$	0,00 %
Te = 31,4±0,07 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_e = -0,08433$	0,77 %
Tm = 35±0,13 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_m = 0$	0,00 %
Ts = 38,7±0,07 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_s = 0,08433$	0,77 %
vol _{flow} = 0,03767±0,0001298 [kg/s]	$\partial \text{rend} / \partial \text{vol}_{flow} = 16,34$	0,10 %
<u>rendman = 0,7584±0,003397</u>		
G = 840,1±90,85 [W/m ²]	$\partial \text{rendman} / \partial G = 0,0000329$	77,40 %
Tamb = 29,1±0,31 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_{amb} = 0,004803$	19,22 %
Te = 31,4±0,07 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_e = 0$	0,00 %
Tm = 35±0,13 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_m = -0,004803$	3,38 %
Ts = 38,7±0,07 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_s = 0$	0,00 %
vol _{flow} = 0,03767±0,0001298 [kg/s]	$\partial \text{rendman} / \partial \text{vol}_{flow} = 0$	0,00 %

Figura 71. Incertidumbres del captador plano para temperaturas de entrada de 30°C, ensayo 10 de junio de 2022.

Unit Settings: SI C kPa kJ mass deg

Variable±Uncertainty	Partial derivative	% of uncertainty
<u>rend = 0,5044±0,05547</u>		
G = 878,1±94,75 [W/m ²]	$\partial\text{rend}/\partial G = -0,0005762$	96,84 %
Tamb = 29,2±0,31 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_{\text{amb}} = 0$	0,00 %
Te = 46,6±0,08 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_{\text{e}} = -0,07643$	1,21 %
Tm = 49,9±0,17 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_{\text{m}} = 0$	0,00 %
Ts = 53,2±0,09 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_{\text{s}} = 0,07643$	1,54 %
vol _{flow} = 0,0353±0,0002474 [kg/s]	$\partial\text{rend}/\partial \text{vol}_{\text{flow}} = 14,29$	0,41 %
<u>rendman = 0,6869±0,01088</u>		
G = 878,1±94,75 [W/m ²]	$\partial\text{rendman}/\partial G = 0,0001132$	97,11 %
Tamb = 29,2±0,31 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_{\text{amb}} = 0,005236$	2,22 %
Te = 46,6±0,08 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_{\text{e}} = 0$	0,00 %
Tm = 49,9±0,17 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_{\text{m}} = -0,005236$	0,67 %
Ts = 53,2±0,09 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_{\text{s}} = 0$	0,00 %
vol _{flow} = 0,0353±0,0002474 [kg/s]	$\partial\text{rendman}/\partial \text{vol}_{\text{flow}} = 0$	0,00 %

Figura 72. Incertidumbres del captador plano para temperaturas de entrada de 45°C, ensayo 10 de junio de 2022.

Unit Settings: SI C kPa kJ mass deg

Variable±Uncertainty	Partial derivative	% of uncertainty
<u>rend = 0,4217±0,05487</u>		
G = 898,3±96,85 [W/m ²]	$\partial\text{rend}/\partial G = -0,0004708$	69,04 %
Tamb = 29,3±0,31 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_{\text{amb}} = 0$	0,00 %
Te = 58,2±0,3 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_{\text{e}} = -0,07809$	18,22 %
Tm = 60,9±0,55 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_{\text{m}} = 0$	0,00 %
Ts = 63,6±0,25 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_{\text{s}} = 0,07809$	12,66 %
vol _{flow} = 0,03662±0,0001298 [kg/s]	$\partial\text{rend}/\partial \text{vol}_{\text{flow}} = 11,52$	0,07 %
<u>rendman = 0,6308±0,01715</u>		
G = 898,3±96,85 [W/m ²]	$\partial\text{rendman}/\partial G = 0,0001733$	95,78 %
Tamb = 29,3±0,31 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_{\text{amb}} = 0,005579$	1,02 %
Te = 58,2±0,3 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_{\text{e}} = 0$	0,00 %
Tm = 60,9±0,55 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_{\text{m}} = -0,005579$	3,20 %
Ts = 63,6±0,25 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_{\text{s}} = 0$	0,00 %
vol _{flow} = 0,03662±0,0001298 [kg/s]	$\partial\text{rendman}/\partial \text{vol}_{\text{flow}} = 0$	0,00 %

Figura 73. Incertidumbres del captador plano para temperaturas de entrada de 60°C, ensayo 10 de junio de 2022.

Para el ensayo del captador de tubos de vacío también se han calculado las incertidumbres para cada uno de los tres puntos estudiados:

Unit Settings: SI C kPa kJ mass deg		
Variable±Uncertainty	Partial derivative	% of uncertainty
<u>rend = 0,7794±0,08573</u>		
G = 907,5±97,79 [W/m ²]	$\partial \text{rend} / \partial G = -0,0008613$	96,54 %
Tamb = 28,15±0,31 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_{amb} = 0$	0,00 %
Te = 30,81±0,09 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_e = -0,1446$	2,30 %
Tm = 33,52±0,15 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_m = 0$	0,00 %
Ts = 36,2±0,06 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_s = 0,1446$	1,02 %
vol _{flow} = 0,01572±0,000063 [kg/s]	$\partial \text{rend} / \partial \text{vol}_{flow} = 49,59$	0,13 %
<u>rendman = 0,6905±0,001225</u>		
G = 907,5±97,79 [W/m ²]	$\partial \text{rendman} / \partial G = 0,0000105$	70,24 %
Tamb = 28,15±0,31 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_{amb} = 0,001941$	24,12 %
Te = 30,81±0,09 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_e = 0$	0,00 %
Tm = 33,52±0,15 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_m = -0,001941$	5,65 %
Ts = 36,2±0,06 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_s = 0$	0,00 %
vol _{flow} = 0,01572±0,000063 [kg/s]	$\partial \text{rendman} / \partial \text{vol}_{flow} = 0$	0,00 %

Figura 74. Incertidumbres del captador de tubos de vacío para temperaturas de entrada de 30°C, ensayo 14 de junio de 2022.

Unit Settings: SI C kPa kJ mass deg		
Variable±Uncertainty	Partial derivative	% of uncertainty
<u>rend = 0,5517±0,06584</u>		
G = 902,9±97,31 [W/m ²]	$\partial \text{rend} / \partial G = -0,0006129$	82,04 %
Tamb = 28,15±0,31 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_{amb} = 0$	0,00 %
Te = 46,06±0,1 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_e = -0,1475$	5,02 %
Tm = 47,94±0,26 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_m = 0$	0,00 %
Ts = 49,8±0,16 [C]	$\partial \text{rend} / \partial T_s = 0,1475$	12,85 %
vol _{flow} = 0,01579±0,000057 [kg/s]	$\partial \text{rend} / \partial \text{vol}_{flow} = 34,95$	0,09 %
<u>rendman = 0,6556±0,004934</u>		
G = 902,9±97,31 [W/m ²]	$\partial \text{rendman} / \partial G = 0,00004927$	94,43 %
Tamb = 28,15±0,31 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_{amb} = 0,002877$	3,27 %
Te = 46,06±0,1 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_e = 0$	0,00 %
Tm = 47,94±0,26 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_m = -0,002877$	2,30 %
Ts = 49,8±0,16 [C]	$\partial \text{rendman} / \partial T_s = 0$	0,00 %
vol _{flow} = 0,01579±0,000057 [kg/s]	$\partial \text{rendman} / \partial \text{vol}_{flow} = 0$	0,00 %

Figura 75. Incertidumbres del captador de tubos de vacío para temperaturas de entrada de 45°C, ensayo 14 de junio de 2022.

Unit Settings: SI C kPa kJ mass deg		
Variable±Uncertainty	Partial derivative	% of uncertainty
<u>rend = 0,4502±0,05036</u>		
G = 885,9±95,56 [W/m ²]	$\partial\text{rend}/\partial G = -0,0005096$	93,53 %
Tamb = 29,08±0,31 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_{amb} = 0$	0,00 %
Te = 56,51±0,06 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_e = -0,1506$	3,22 %
Tm = 57,99±0,14 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_m = 0$	0,00 %
Ts = 59,5±0,06 [C]	$\partial\text{rend}/\partial T_s = 0,1506$	3,22 %
vol _{flow} = 0,0157±0,000032 [kg/s]	$\partial\text{rend}/\partial \text{vol}_{flow} = 28,68$	0,03 %
<u>rendman = 0,6253±0,008168</u>		
G = 885,9±95,56 [W/m ²]	$\partial\text{rendman}/\partial G = 0,00008454$	97,84 %
Tamb = 29,08±0,31 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_{amb} = 0,003529$	1,79 %
Te = 56,51±0,06 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_e = 0$	0,00 %
Tm = 57,99±0,14 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_m = -0,003529$	0,37 %
Ts = 59,5±0,06 [C]	$\partial\text{rendman}/\partial T_s = 0$	0,00 %
vol _{flow} = 0,0157±0,000032 [kg/s]	$\partial\text{rendman}/\partial \text{vol}_{flow} = 0$	0,00 %

Figura 76. Incertidumbres del captador de tubos de vacío para temperaturas de entrada de 60°C, ensayo 14 de junio de 2022.

Como se observa en las anteriores figuras, se ha realizado el cálculo de la incertidumbre para el rendimiento experimental y para el rendimiento del fabricante. En primer lugar, se ha considerado que los valores de calor específico, superficie del captador, rendimiento óptico, pérdidas de calor lineal y cuadrático son muy pequeñas y, por tanto, se consideran nulas. Por otro lado, se observa que el instrumento que mayor error de medida tiene es el de la irradiancia que en todos los casos está por encima del 70% de error.

3. CÁLCULOS ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO

3.1. Demanda de energía térmica

En primer lugar, para dimensionar los elementos de la instalación solar de ACS para la vivienda unifamiliar de Godelleta con un consumo de ACS de 60°C, se ha de determinar el consumo total por día. Así pues, para poder determinar el caudal circulante por el circuito primario se ha recurrido al programa “CHEQ4”, se trata de un programa acreditado que proporciona las certificaciones según el CTE. En la vivienda residen 3 personas de manera fija y se ha estimado un caudal adicional de 20 litros que hacen referencia a invitados. El caudal total que circula por el circuito primario es de 104 l/día.

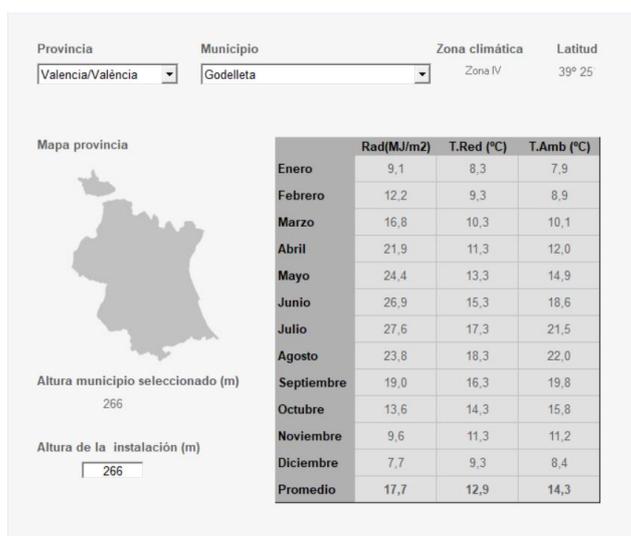


Figura 77. Radiación, temperatura de red y temperatura ambiente de Godelleta.

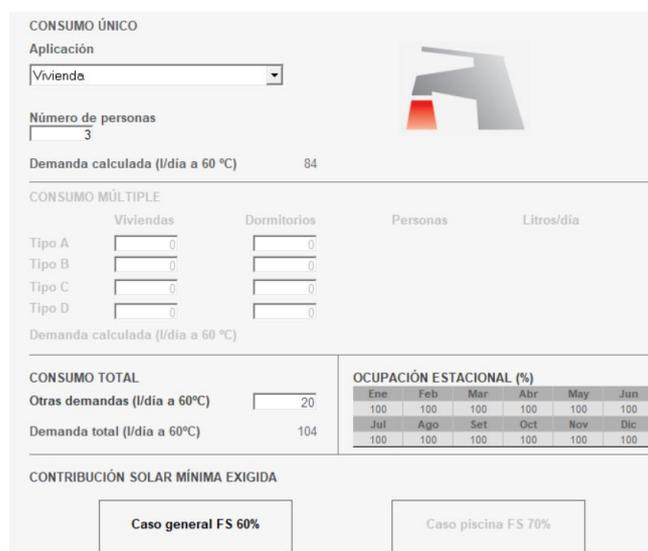


Figura 78. Consumo diario y ocupación estacional de la vivienda unifamiliar.

La demanda térmica diaria es de 104 l, por lo tanto, según el CTE [15] al tener una demanda inferior a 5000 l/día se debe cubrir al menos el 60% de la demanda energética anual.

$$D = \frac{M_i \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_c - T_f)}{1000} \quad (34)$$

D : demanda energética anual (MJ/día).

M_i : demanda de ACS (l/día).

T_c : temperatura de la demanda (°C).

T_f : temperatura media de agua de red (°C) [55].

$$D = \frac{104 \cdot 1 \cdot 4,18 \cdot (60 - 12,3)}{1000} = 20,74 \text{ MJ/día} \quad (35)$$

Se obtuvo una demanda diaria para ACS de 20,74 MJ/día.

3.2. Cálculo de la contribución solar

Una vez determinada la localización exacta de la vivienda mediante PVGIS [56] se ha podido saber con exactitud la climatología característica del lugar y teniendo la inclinación óptima de la instalación se han extraído los datos de la radiación e irradiación promedio para la inclinación solar de la vivienda que es 5,6 kWh/día·m² y 20,2 MJ/día·m² respectivamente.

3.3. Volumen de acumulación y área de captadores

En primer lugar, se ha determinado la superficie necesaria de captación para poder cubrir la demanda de la vivienda unifamiliar. A continuación, se procede a calcular la superficie de captadores necesaria en la vivienda:

$$S = \frac{D \cdot f}{H_\beta \cdot \eta} \quad (36)$$

S : superficie de captación (m²).

f : fracción solar requerida.

H_β : irradiación diaria media anual de energía térmica (MJ/día).

η : rendimiento medio de la instalación, para captador plano 35%.

$$S = \frac{20,74 \cdot 0,6}{20,52 \cdot 0,35} = 1,76 \text{ m}^2 \quad (37)$$

La superficie de captación mínima necesaria es de 1,76 m². Otro método que se puede utilizar para el cálculo de la superficie de captación mínima es dividir la demanda térmica diaria entre 70 l, valor extraído de la experiencia para viviendas ubicadas en zonas climáticas IV. Realizando la operación anterior, el área de captación mínima sería de 1,5 m². El captador escogido para la siguiente vivienda tiene una superficie de captación de 2,23 m².

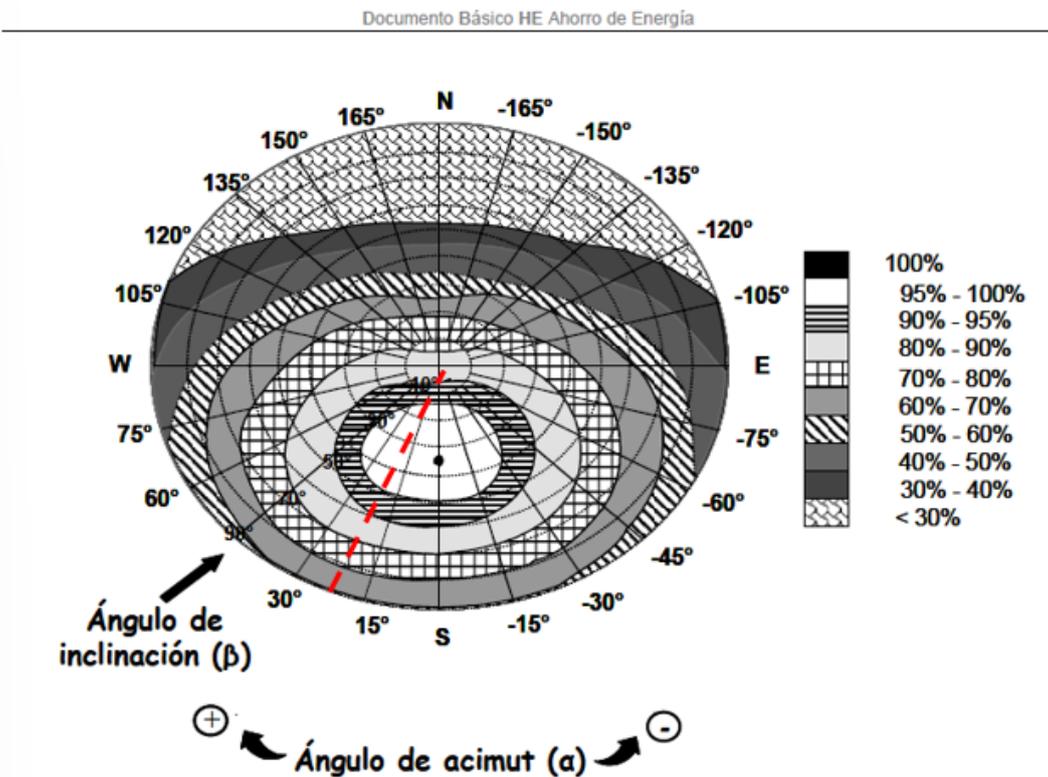
A continuación, se procede a estimar el volumen de acumulación donde se debe tener en cuenta la condición: $50 \text{ l/m}^2 \leq V/A \leq 180 \text{ l/m}^2$ [55] donde V es el volumen de acumulación y A es el área de captadores.

En este caso, teniendo un área de captación de 2,23 m² el volumen de acumulación mínimo será de 120 l.

3.4. Pérdida por orientación e inclinación

Para poder determinar la inclinación óptima de la instalación, esto se ha realizado mediante un método gráfico y un método numérico. En principio, la orientación de los paneles solares será suroeste (20°) y se quiere que el porcentaje de energía con respecto al máximo se encuentre entre el 95-100%.

Se realiza el método gráfico y como se observa en la Figura 79 con un ángulo de acimut (α) de 20° y poniendo como restricción que el porcentaje de energía respecto al máximo debe estar entre el 95-100%, se extrae que la inclinación mínima es de 15° y la inclinación máxima es de 50°.



Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

Figura 79. Ángulo de acimut, ángulo de inclinación y porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.

Una vez determinados los ángulos de inclinación máximo y mínimo se ha calculado de manera más precisa estos ángulos en función de la ubicación de la instalación, para ello se necesita la latitud del lugar que en este caso Godelleta tiene una latitud de 39,42°.

$$\text{Inclinación máxima} = \text{inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud del lugar}) \quad (38)$$

$$\text{Inclinación mínima} = \text{inclinación } (\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \text{latitud del lugar}) \quad (39)$$

Se han realizado los cálculos y se ha determinado que para la vivienda, los ángulos mínimos y máximos son 13,42° y 48,42° respectivamente.

A continuación, se calculará la inclinación óptima de la instalación a partir de la siguiente ecuación:

$$\text{Inclinación óptima} = 3,1 + \text{Latitud} \cdot 0,76 \quad (40)$$

Se obtiene que la inclinación óptima es de 33,06°. Finalmente la inclinación escogida y que mejor se ajusta a la vivienda es de 45°.

Una vez obtenido el ángulo óptimo de la instalación, se ha calculado el porcentaje de pérdidas que depende del ángulo de inclinación:

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (41)$$

$$\text{Pérdidas}(\%) = 100 \cdot \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \text{ para } \beta \leq 90^\circ \quad (42)$$

En este caso, al tener un ángulo de inclinación de 45° las pérdidas se calcularán a partir de la Ecuación (41), donde el porcentaje total de pérdidas es de un 2,6%.

3.5. Dimensionado del circuito hidráulico

A continuación, para determinar la cantidad de propilenglicol necesaria en la instalación solar es necesario identificar la temperatura mínima [55] que, en este caso, ha escogido la temperatura mínima de Valencia que es -8°C y teniendo un margen de seguridad de 5°C, se ha podido determinar el porcentaje de propilenglicol que hace falta en la instalación. En cuyo caso, se observa que el porcentaje de propilenglicol necesario es de un 30%.

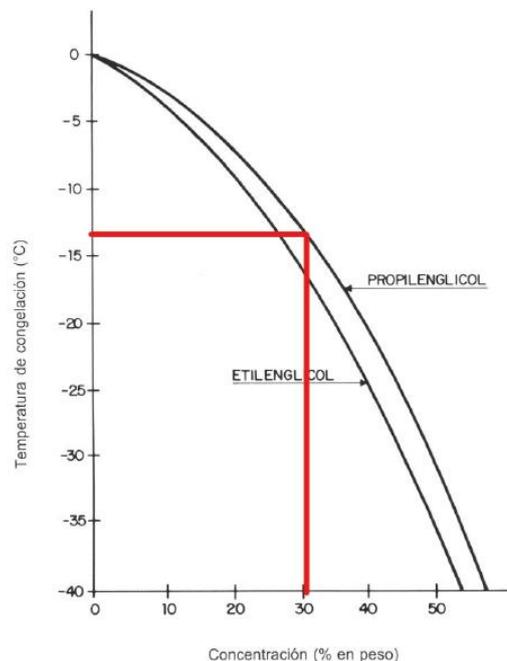


Figura 80. Concentración (% en peso) de propilenglicol.

Una vez obtenido el porcentaje de propilenglicol, se procede a determinar el resto propiedades del fluido del circuito de las tablas [55]. En primer lugar, se ha determinado la densidad:

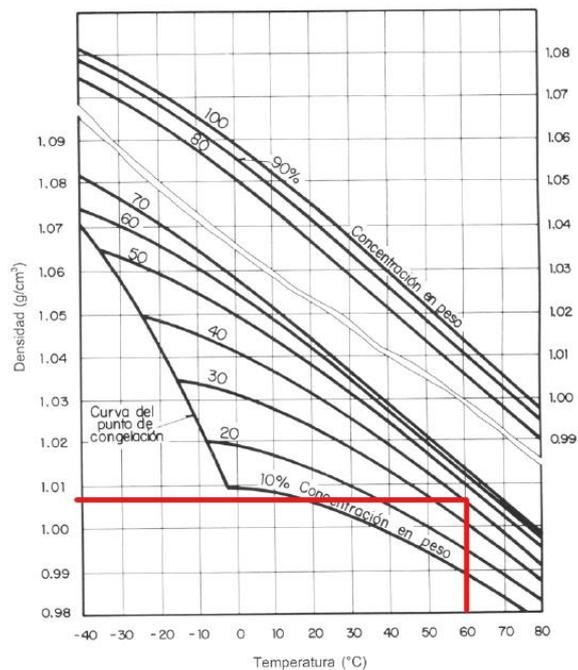


Figura 81. Densidad de la disolución de propilenglicol en función de la temperatura.

Como se puede observar en la Figura 81 la densidad de la disolución para una temperatura de trabajo del fluido primario de 60°C es aproximadamente 1,008 g/cm³.

Seguidamente, se ha determinado la viscosidad de la disolución a partir de la Figura 82, donde se observa que la viscosidad de la disolución es de 0,9 centipoises.

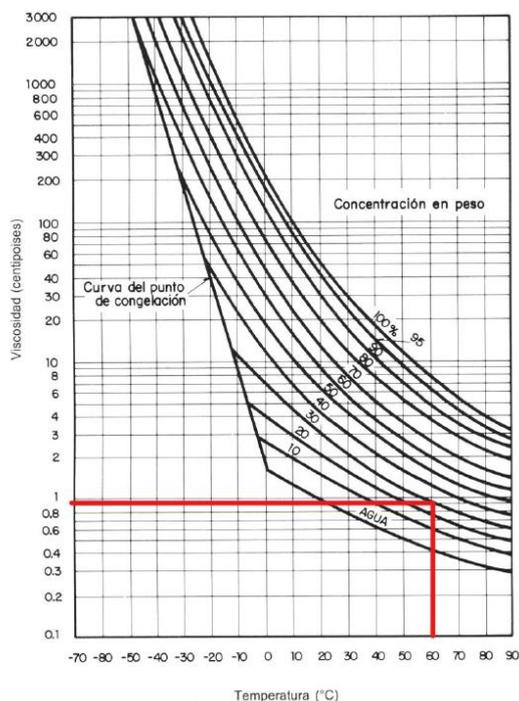


Figura 82. Viscosidad la disolución de propilenglicol en función de la temperatura.

Por último, se ha determinado el calor específico de la disolución a partir de la Figura 83 y se observa que el calor específico es de 0,95 kcal/ kg °C.

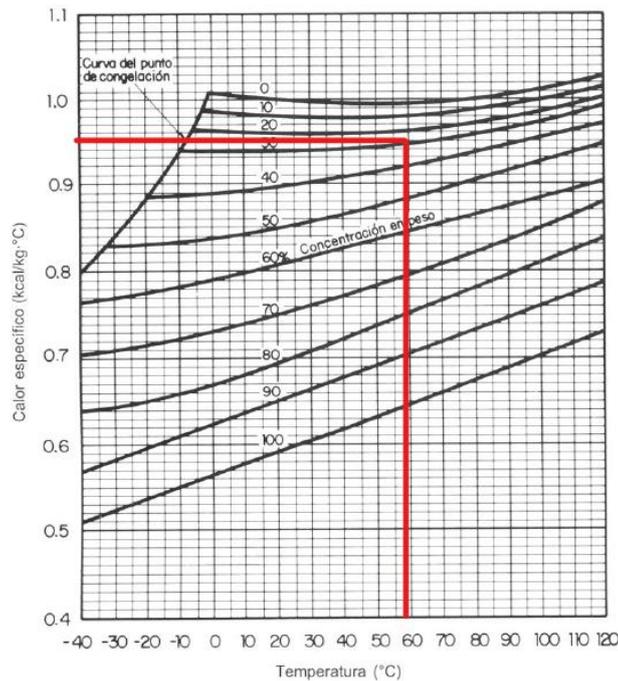


Figura 83. Calor específico de la disolución en función de la temperatura.

Así pues, los valores obtenidos para una mezcla de agua + propilenglicol (30%) a una temperatura de 60°C son los siguientes:

- Densidad: 1,008 g/cm³.
- Calor específico: 0,95 kcal/kg °C= 3,95 kJ/kg °C.
- Viscosidad de la mezcla: 0,9 centipoises.
- Viscosidad del agua: 0,4 centipoises.

De manera aproximada se ha estimado una la longitud de 25 m para el circuito primario/secundario y se han considerado un 20% de pérdidas adicionales por los elementos auxiliares como pueden ser: elementos puntuales, válvulas antirretornos, codos, válvulas de esfera...

Seguidamente, se ha procedido al cálculo del diámetro para el circuito primario. Al tener únicamente un captador, el circuito de ida y vuelta desde el depósito al captador y viceversa tendrán el mismo diámetro. Se debe tener en cuenta que:

- La pérdida de carga máxima por metro lineal es 40 mmca.
- La velocidad de circulación debe ser mayor de 0,3 m/s e inferior de 2,5 m/s.

Para el captador "ESCOSOL FMAX 2.4", el caudal nominal es de 184 l/h. A partir de la Figura 84 [55] se ha estimado que el diámetro es de 12 mm.

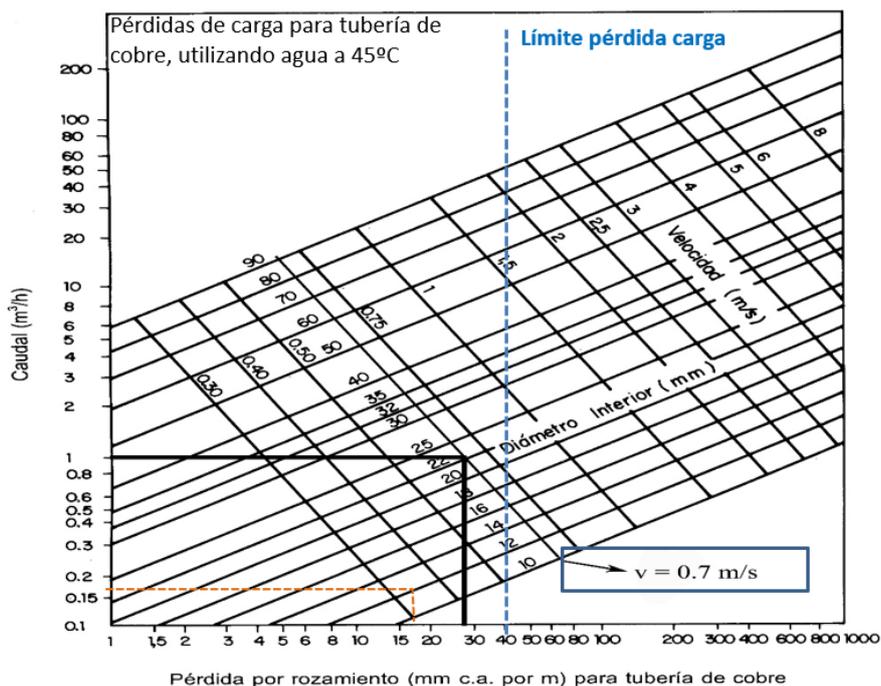


Figura 84. Pérdidas de carga para tuberías de cobre, utilizando agua a 45°C.

Tenemos que para el captador “ESCOSOL FMAX 2.4”:

- El diámetro del circuito primario seleccionado es de 12 mm.
- Las pérdidas de carga unitarias extraídas de la Figura 84 son de 17 mmca (Utilizando agua a 45°C).
- Velocidad del fluido de 0,35 m/s.

En la gráfica anterior las pérdidas de carga unitaria se calculan como:

$$P_{carga} = P_{carga}(gráfico) \cdot k1 \cdot k2 \quad (43)$$

$k1$: factor corrector de temperatura.

$k2$: factor corrector tipo de fluido.

Donde para el factor de corrección, $k1$, donde la temperatura es diferente de 45°C:

Temp. del agua (°C)	5	10	20	40	45	50	60	80	90	95
Factor corrector	1.24	1.18	1.09	1.02	1.00	0.99	0.96	0.92	0.91	0.91

Figura 85. Factor de corrección de temperatura.

Y para el cálculo del factor de corrección, $k2$, se calcula a partir de las viscosidades de la mezcla (agua + propilenglicol (30%)) y del agua para la temperatura de diseño de 60°C:

$$k2 = \sqrt[4]{\frac{\text{viscosidad de la mezcla}}{\text{viscosidad del agua}}} \quad (44)$$

Observando la Figura 85 el factor corrector de temperatura para 60°C es 0,96 y calculando la Ecuación (44) se obtiene que el factor corrector del fluido es de 1,22. Por tanto, teniendo dichos valores, se ha podido calcular las pérdidas de carga unitaria corregida, que son de 19,99 mm.ca/m.

Tramo	Caudal (l/h) Captador	Diámetro (mm)	Velocidad (m/s)	Longitud (m)	Longitud estimada (m)	Pérdida de carga unitaria (mmca/m)	Pérdida de carga total (mmca)
1-2 tubería	184	12	0,35	12,5		19,99	249,85
1-2 accesorios					2,5		49,97
2-3 tubería	184	12	0,35	12,5		19,99	249,85
2-3 accesorios					2,5		49,97
Captador							5
Intercambiador depósito 150 l							500
Total							1104,64

Tabla 28. Caudal, diámetro, velocidad y pérdidas de carga totales.

En la Tabla 28 se han estimado las pérdidas de carga totales de la instalación solar. Las pérdidas debidas a accesorios adicionales se han estimado que son un 20% de la longitud del circuito primario, las pérdidas del captador son de 5 mmca y para el interacumulador se han estimado unas pérdidas acordes con el volumen escogido.

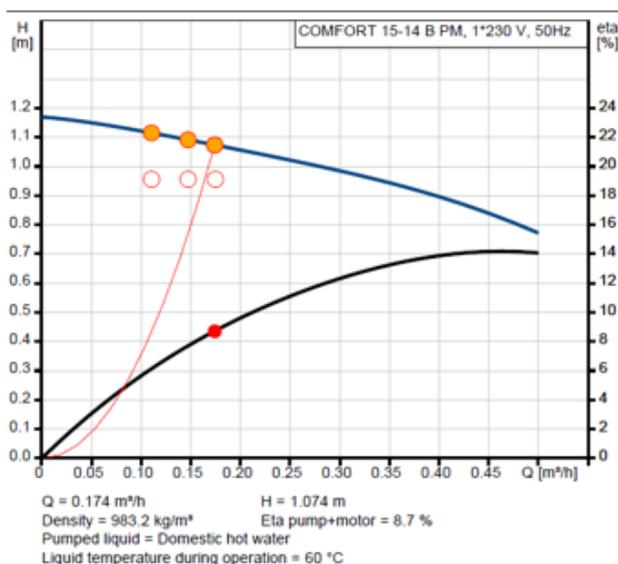
3.6. Bomba de circulación

Para seleccionar de manera adecuada la bomba de circulación, es necesario en primer lugar determinar el caudal y la pérdida de carga total de la instalación. En este caso tenemos:

Captador ESCOSOL FMAX 2.4	0,184 m ³ /h
Pérdidas totales del circuito con depósito de 150 l	1104,64 mmca

Tabla 29. Datos necesarios para la selección de la bomba.

Así pues, al tratarse de una instalación pequeña, se debe cumplir que o bien la potencia eléctrica consumida sea inferior a 50W o que se pueda suministrar el 2% de la mayor potencia calorífica por el campo de captadores.



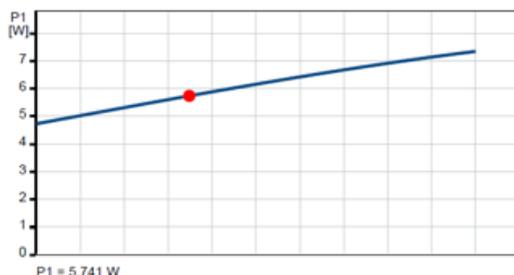


Figura 86. Curvas características de altura de impulsión y potencia de la bomba.

La bomba seleccionada es una bomba “COMFORT 15-14 B PM” de GRUNDFOS que cumple con las especificaciones de altura y potencia eléctrica necesarias para la instalación.

3.7. Vaso de expansión

A la hora de dimensionar el vaso de expansión hay que tener en cuenta los siguientes puntos:

- La cantidad de fluido de trabajo contenido en el circuito primario.
- El rango de temperaturas del fluido.
- Las características del fluido de trabajo.
- La localización del vaso expansión en la instalación.

Para la elección del vaso de expansión es necesario saber el coeficiente de expansión o dilatación del fluido a partir de las siguientes ecuaciones:

$$C_e = 10^{-6} \cdot (3,24 \cdot t^2 + 10213 \cdot t - 2708,3) \cdot a \cdot (1,8 \cdot t + 32)^b \quad (45)$$

$$a = -0,0134 \cdot (G^2 - 143,8 \cdot G + 1918,2) \quad (46)$$

$$b = 3,5 \cdot 10^{-4} \cdot (G^2 - 94,57 \cdot G + 500) \quad (47)$$

t : temperatura máxima de la mezcla en el circuito (°C).

G : porcentaje de glicol en el circuito (% en volumen).

Donde las expresiones anteriores son válidas cuando se cumpla: $20\% \leq G \leq 50\%$ y $65^\circ\text{C} \leq t \leq 115^\circ\text{C}$. En este caso, como se observa en la Figura 87 la temperatura máxima de la mezcla es de 115°C con una concentración de 30% de propilenglicol y con una presión de una atmósfera por encima de la presión normal.

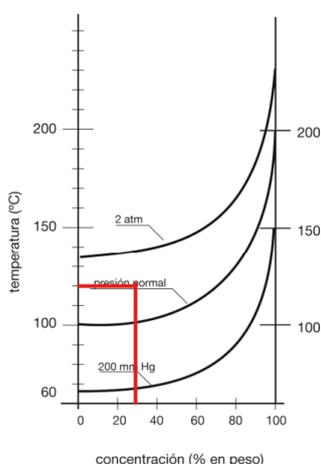


Figura 87. Temperatura máxima de la mezcla en el circuito (°C).

El coeficiente de expansión obtenido para los datos anteriores es $C_e = 0,06618$.

Seguidamente, se ha procedido al cálculo del coeficiente de presión que se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$C_{pre} = \frac{P_{m\acute{a}x} + 1}{P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}} \quad (48)$$

Antes de realizar el cálculo es necesario tener los siguientes puntos en cuenta:

- La diferencia de cotas entre el punto más alto de la instalación y el lugar donde se encuentra el vaso de expansión es igual a 10 m (ficha técnica interacumulador).
- La presión mínima en el punto más alto debe ser de 0,5 bar y la válvula de seguridad debe estar tarada a 4 bar y situada a la misma cota que el vaso de expansión.

$$P_{est\acute{a}tica} = h(m) \cdot 0,1 \text{ (bar/m)} = 10 \cdot 0,1 = 1 \text{ bar} \quad (49)$$

$$P_{m\acute{i}n} = 0,5 \text{ bar} + P_{est\acute{a}tica} = 1,5 \text{ bar} \quad (50)$$

$$P_{m\acute{a}x} = P_{vs} - 0,3 \text{ bar} = 4 - 0,3 = 3,7 \text{ bar} \quad (51)$$

Sustituyendo en las ecuaciones anteriores se obtiene que el coeficiente de presión es $C_{pre} = 2,1364$.

Para los cálculos del vaso de expansión se han utilizado las siguientes expresiones:

$$V_{vaso} = V_{\acute{u}til} \cdot C_{pre} = 10,41 \cdot 2,1364 = 22,25 \text{ l} \quad (52)$$

$$V_{\acute{u}til} = V_{dilatado} + V_{vapor} = V_{dilatado} + 1,1 \cdot V_{paneles} = 8,54 + 1,1 \cdot 1,7 = 10,41 \text{ l} \quad (53)$$

$$V_{dilatado} = V_{total} \cdot C_e = 129,1 \cdot 0,06618 = 8,54 \text{ l} \quad (54)$$

$$V_{total} = V_{tub} + V_{paneles} + V_{intercambiador} + V_{dep\acute{o}sito} = 129,1 \text{ l} \quad (55)$$

El volumen del vaso de expansión será de 25 litros.

3.8. Aislamiento

Una vez seleccionado el captador y la cantidad de captadores necesarios para la vivienda, se ha calculado el caudal total trasegado por la instalación, que en este caso es de 184 l/h con un diámetro de tubería de 12mm. Los espesores de aislamiento se han determinado a partir de la siguiente tabla extraída del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura [57]:

Fluido interior caliente				
Diámetro exterior (mm) (*)	Temperatura del fluido (°C) (**)			
	40 a 65	66 a 100	101 a 150	151 a 200
$D \leq 35$	20	20	30	40
$35 < D \leq 60$	20	30	40	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40	50
$90 < D \leq 140$	30	40	50	50
$140 < D$	30	40	50	60

(*) Diámetro exterior de la tubería sin aislar.

(**) Se escoge la temperatura máxima de red.

Tabla 30. Aislamiento de tubería en función del diámetro exterior y la temperatura del fluido.

Así pues, el espesor del aislamiento debe ser como mínimo de 20 mm, pero al encontrarse en el exterior los valores de la Tabla 30 se incrementarán en 10 mm como mínimo. Por lo tanto, el espesor mínimo será de 30 mm, pero para evitar posibles pérdidas térmicas los aislamientos tanto del circuito primario/secundario serán de 50 mm.

3.9. Potencia del intercambiador

Para un depósito con intercambiador interior tipo serpentín, la superficie de intercambio recomendada es 1/4 -1/3 de la superficie de captación. Será, por tanto, $\geq 0,25 \cdot 2,23 \text{ m}^2 = 0,56 \text{ m}^2$.

3.10. Depósito de acumulación

Por otro lado, para la instalación solar con almacenamiento latente de 55°C esta tendrá los mismos elementos que la instalación solar con depósito de acumulación exceptuando que el depósito de acumulación será sustituido por un depósito con un material de cambio de fase. Ambos depósitos tienen las mismas características energéticas, estas se han determinado de la siguiente manera:

$$E = m \cdot \rho \cdot C_p \cdot (T_c - T_f) = 104 \cdot 1 \cdot 4,18 \cdot (60 - 12,3) \quad (56)$$

$$= 20736,14 \text{ kJ/día} = 5,76 \text{ kWh/día}$$

A partir de una base de datos que dispone el IIE se ha estimado la cantidad de parafina necesaria y el volumen del serpentín. El problema es que no hay ninguna solución comercial, lo que significa que muchas cosas se tendrían que construir y ensamblar a mano y el coste del personal necesario encarecería el depósito.

3.11. Cálculo del ahorro anual

Para el cálculo del periodo de retorno se necesita conocer el coste de la instalación y el ahorro anual. Este último se determina de la siguiente manera:

$$A_a = \frac{E_{\text{útil},a}}{\eta_{\text{cal}}} \cdot p_{\text{gas}} \quad (57)$$

$E_{\text{útil},a}$: energía útil (kWh).

η_{cal} : rendimiento de la caldera.

p_{gas} : precio del gas (€/kWh).

La energía útil se ha extraído del programa "CHEQ4", el rendimiento de la caldera se extraído de la ficha técnica de la caldera y los precios del gas se han extraído de la última factura de gas de la vivienda (14/02/2023).

E _{útil, a} (kWh)	1328
Precio del gas variable (€/kWh)	0,070389
Impuesto especial hidrocarburos (€/kWh)	0,00234
IVA reducido (%)	5
Ahorro sin IVA (€)	107,32
Ahorro con IVA (€)	112,68

Tabla 31. Ahorro anual.

4. CERTIFICADO “CHEQ4”



La instalación solar térmica especificada CUMPLE los requerimientos mínimos especificados por el HE4

Datos del proyecto	
Nombre del proyecto	Instalación solar
Comunidad	Comunidad Valenciana
Localidad	Godelleta
Dirección	Ornitólogo Fermín Zanón

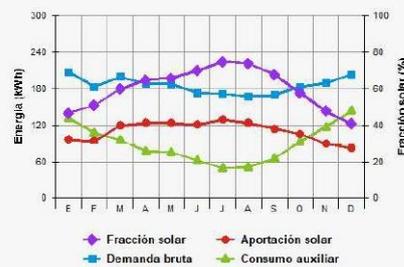
Datos del autor	
Nombre	Alicia
Empresa o institución	IIE
Email	alaspam@etsii.upv.es
Teléfono	

Características del sistema solar



Localización de referencia	Godelleta (Valencia/València)
Altura respecto la referencia [m]	0
Sistema seleccionado	Instalación de consumidor único con interacumulador
Demanda [l/día a 60°C]	104
Ocupación	Ene Feb Mar Abr May Jun Jul Ago Sep Oct Nov Dic
%	100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100 100

Resultados



Fracción solar [%]	60
Demanda neta [kWh]	2.076
Demanda bruta [kWh]	2.230
Aporte solar [kWh]	1.328
Consumo auxiliar [kWh]	1.078
Reducción de emisiones de [kg de CO2]	335



La instalación solar térmica especificada CUMPLE los requerimientos mínimos especificados por el HE4

Parámetros del sistema		Verificación en obra
Campo de captadores		
Captador seleccionado	ESCOSOL FMAX 2.4 (Salvador Escoda)	<input type="checkbox"/>
Contraseña de certificación	GPS-8608 - Verificar vigencia	<input type="checkbox"/>
Número de captadores	1,0	<input type="checkbox"/>
Número de captadores en serie	1,0	<input type="checkbox"/>
Pérdidas por sombras (%)	2,6	<input type="checkbox"/>
Orientación [°]	20,0	<input type="checkbox"/>
Inclinación [°]	45,0	<input type="checkbox"/>
Circuito primario/secundario		
Caudal circuito primario [l/h]	184,0	<input type="checkbox"/>
Porcentaje de anticongelante [%]	30,0	<input type="checkbox"/>
Longitud del circuito primario [m]	25,0	<input type="checkbox"/>
Diámetro de la tubería [mm]	12,0	<input type="checkbox"/>
Espesor del aislante [mm]	50,0	<input type="checkbox"/>
Tipo de aislante	genérico	<input type="checkbox"/>
Sistema de apoyo		
Tipo de sistema	Caldera convencional	<input type="checkbox"/>
Tipo de combustible	Gas natural	<input type="checkbox"/>
Acumulación		
Volumen [l]	120,0	<input type="checkbox"/>
Distribución		
Longitud del circuito de distribución [m]	30,0	<input type="checkbox"/>
Diámetro de la tubería [mm]	20,0	<input type="checkbox"/>
Espesor del aislante [mm]	50,0	<input type="checkbox"/>
Tipo de aislante	genérico	<input type="checkbox"/>
Temperatura de distribución [°C]	60,0	<input type="checkbox"/>

5. PLIEGO DE CONDICIONES INSTALACIÓN SOLAR ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO

5.1. Colector solar térmico “ESCOL FMAX 2.4”



COLECTOR SOLAR TÉRMICO ESCOSOL FMAX



Tubos Cabezal: Cobre Ø22 x 0,7mm.

Tubos Verticales: Cobre Ø8 x 0,4mm.

Superficie Absorbente: Tratamiento altamente selectivo (α : 95% y ϵ : 5%) en superficie de aluminio de 0,5mm.

Soldado Laser: Entre tubos de cobre y la superficie absorbente.

Aislamiento Trasero: Aislamiento Solar Rock Wool de 40mm de espesor y 50kg/m³ densidad.

Aislamiento Lateral: Aislamiento Solar Rock Wool de 20mm de espesor y 70kg/m³ densidad.

Vidrio: Templado de 3.2mm espesor y 91,5% transparencia.

Encapsulado lateral: Marco de aluminio con recubrimiento en color gris RAL 9006.

Encapsulado posterior: Plancha Aluzinc de 0,4mm espesor

Ventilación: 2 puntos de ventilación en posición diagonal.

Modelo	FMAX 2.0	FMAX 2.4	FMAX 2.8
Código	SO01090	SO01092	SO01094
Datos técnicos			
Area Bruta (m ²)	2,00	2,37	2,74
Area Apertura (m ²)	1,87	2,23	2,57
Dimensiones totales (mm)	Alto:1980 Ancho:1010 Grosor:86	Alto:1930 Ancho:1230 Grosor:86	Alto:2160 Ancho:1260 Grosor:86
Presión Max. De Trabajo (bar)	10		
Capacidad (lt)	1,40	1,70	1,85
Datos Eficiencia (Área Apertura)			
Eficiencia Óptica η_{0a}	0,823		
Perdidas Térmicas A1	3,36		
Perdidas Térmicas A2	0,013		
Temp. Estancamiento	163,8 °C		



5.2. Estructura cubierta inclinada para 1 captador

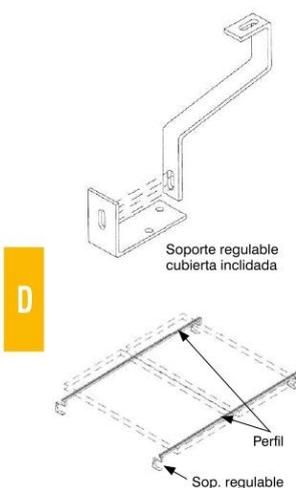
SISTEMAS DE SOPORTACIÓN



Soportación inoxidable

La nueva soportación universal de **inoxidable** ESCOSOL, se caracteriza por su simplicidad de montaje y su coste, muy competitivo respecto a la soportación en acero galvanizado.

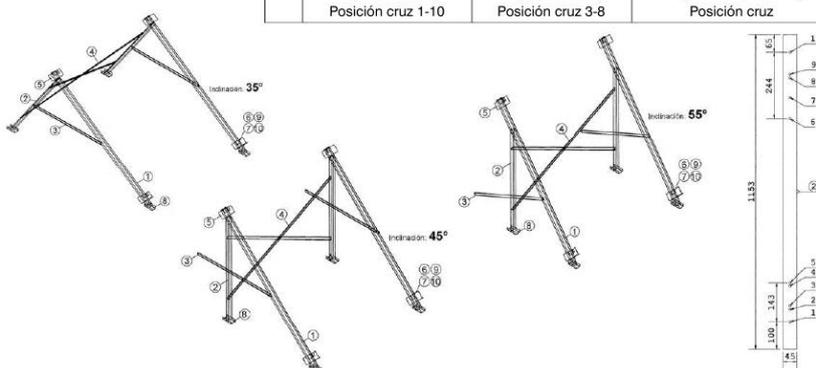
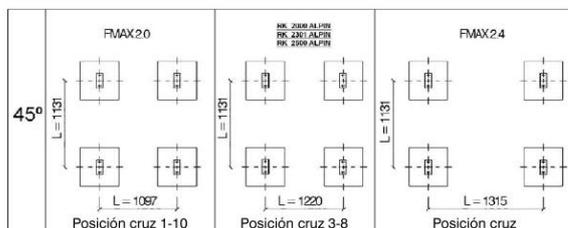
Un único kit por colector para dimensionar baterías de cualquier número de colectores. La soportación de un colector se construye con dos kits, a partir de la primera soportación, se ha de añadir un kit adicional, p. ejem. una batería de 4 colectores FMAX, 5 uds del código SO05115. La soportación se ha diseñado para inclinaciones 35°/45°/55°, para una inclinación u otra, basta con modificar la fijación del pasamanos.



Código	Artículo	€
CUBIERTA PLANA		
SO 05 115	Soporte vertical 35°/45°/55° Serie RK, PFM	89,00
CUBIERTA HORIZONTAL		
SO 05 112	Soporte horizontal 45° Serie PFMW (mín. 2 uds)	89,00
CUBIERTA INCLINADA		
SO 05 120	Perfil universal inoxidable c. inclinada, marco y accesorios de fijación 1 colector	82,00
SO 05 121	Perfil universal inoxidable c. inclinada, marco y accesorios de fijación 2 colectores	108,00
SO 05 122	Soportación regulable universal inoxidable c. inclinada, 4 pies + 16 fijaciones	99,00

Detalle dados hormigón:

Pos.	Fig.	SO 05 115	SO 05 111	Unid.
1	1710	1930		1
2	1153	1310		1
3	965	1106		1
4	+	780		4
5	+	Accesorios		1
6	+	Accesorios		1
7	+	Accesorios		4
8	+	Accesorios		2
9	3x	M8 X 20		14
10	+	Tuerca M8		8



5.3. Depósito de acumulación “CORAL VITRO-SERPENTÍN “de LAPESA

DEPÓSITOS ACUMULADORES / PRODUCTORES ACS
CORAL VITRO - **SERPENTÍN**

lapesa



ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE PRODUCTO
CORAL VITRO – **CV120M1M**

FCP_033_02_ES



DESCRIPCIÓN:

Depósito **ACUMULADOR-PRODUCTOR** de agua caliente sanitaria (ACS). Para instalación mural, en posición vertical. Fabricado en **ACERO VITRIFICADO** acorde a la norma DIN4753, con **aislamiento de PU** inyectado en molde y forro externo acolchado en PVC con cierre de cremallera. Incorpora **SERPENTÍN** interno vitrificado para intercambio térmico. Protección catódica con ánodos de magnesio. Con conexión roscada lateral para resistencia eléctrica de calentamiento opcional. Incluye vaina para sensores a media altura.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Capacidad total:	Total	120	L
Presión máxima de trabajo:	Primario / Secundario	25 / 8	bar
Temperatura máxima de trabajo:	Primario / Secundario	200 / 90	°C
Superficie de intercambio:	Serpentín	0.6	m ²
Conexiones:	kv: entrada primario	¾"	" H
	kr: retorno primario	¾"	" H
	ww: salida ACS	½"	" M
	kw: entrada agua de red	½"	" M
	p: purgador	¾"	" M
	R: conexión resistencia	1 ½"	" H
Eficiencia energética:	Clase ErP	B	
	Pérdidas estáticas s/ EN12897	50	W
Dimensiones exteriores:	D: Diámetro	480	mm
	H: Altura (sin conexiones)	850	mm
	Diagonal (sin conexiones)	976	mm
Dimensiones embalaje:	Anchura / Altura	500 / 1370	mm
Peso:	Sin embalaje / Con embalaje	56 / 57	kg

Lapesa Grupo Empresarial, S.L.

Pol. Industrial Malpica, Calle A, Parc. 1-A * ES-50016 ZARAGOZA (ESPAÑA)
Tel.: +34 976 465 180 / Fax: +34 976 574 393 * e-mail: lapesa@lapesa.es



5.4. Bomba de circulación

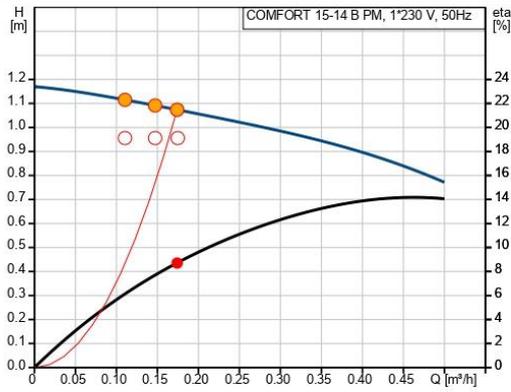
		Company name:
		Created by:
		Phone:
		Date: 24/05/2023
Qty.	Description	
1	COMFORT 15-14 B PM  Product No.: 97916771 <p>Note! Product picture may differ from actual product</p> <p>The Grundfos Comfort B PM and BX PM pumps are designed for recirculation of domestic hot water in single-family and two-family houses securing hot water instantly to all faucets. The pumps have a corrosion-resistant pump housing suitable for drinking water and are powered by a single-phase, high-efficiency ECM with permanent-magnet rotor. COMFORT B PM and BX PM meet homeowner requirements for continuous operation. COMFORT BX PM has a built-in isolating valve and a non-return valve (fitting). This ensures that maintenance can be carried out without draining the system. The non-return valve also prevents reversed flow during operation.</p>	



Company name:
Created by:
Phone:

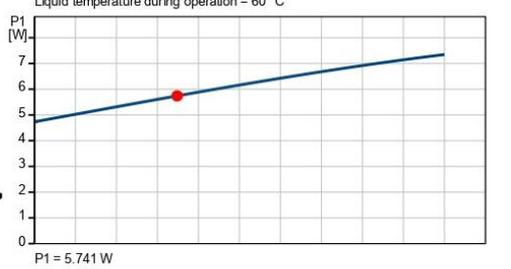
Date: 24/05/2023

Description	Value
General information:	
Product name:	COMFORT 15-14 B PM
Product No.:	97916771
EAN number:	5710626363766
Price:	EUR 462
Technical:	
Speed no.:	1
Actual calculated flow:	0.174 m³/h
Resulting head of the pump:	1.074 m
Maximum head:	14 dm
TF class:	95
Approvals:	CE, VDE, EAC, WEEE
Materials:	
Pump housing:	Brass
Pump housing:	CuZn39Pb3, MS58
Impeller:	Composite
Impeller:	PES+30% GF
Installation:	
Minimum ambient temperature:	0 °C
Maximum operating pressure:	10 bar
Type of connection:	Rp
Size of connection:	1/2 inch
Pressure rating for connection:	PN 10
Port-to-port length:	80 mm
Liquid:	
Pumped liquid:	Domestic hot water
Liquid temperature range:	2 .. 95 °C
Selected liquid temperature:	60 °C
Density:	983.2 kg/m³
Electrical data:	
Max. power input:	7 W
Mains frequency:	50 Hz
Rated voltage:	1 x 230 V
Current in speed 3:	0.07 A
Capacitor size - run:	0.6 µF
Enclosure class (IEC 34-5):	IP44
Insulation class (IEC 85):	F
Built-in motor protection:	ELECT.
Thermal protec:	Impedance protected
Controls:	
Operation mode include:	NONE
Others:	
Net weight:	0.94 kg
Gross weight:	1.04 kg
Shipping volume:	0.003 m³
Danish VVS No.:	380634004
Swedish RSK No.:	5803089
Finnish LVI No.:	4615601
Norwegian NRF no.:	9042114
Country of origin:	DE
Custom tariff no.:	84137030

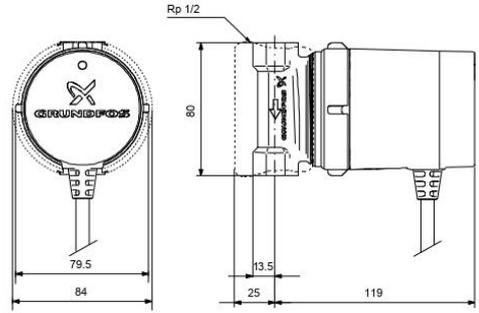


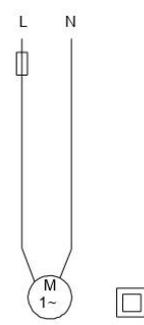
COMFORT 15-14 B PM, 1*230 V, 50Hz

Q = 0.174 m³/h H = 1.074 m
 Density = 983.2 kg/m³ Eta pump+motor = 8.7 %
 Pumped liquid = Domestic hot water
 Liquid temperature during operation = 60 °C



P1 = 5.741 W





6. PLIEGO DE CONDICIONES INSTALACIÓN SOLAR IIE

6.1. Bomba “Wilo 20/6”



Standard Pumps

Single-Head Pumps (Solar Thermic, Refrigeration - A/C)

Technical Data									
	Wilo-Star-ST (SolarStar)						Wilo-Star-AC (ClimaStar)		
	20/4 25/4	20/6 25/6	20/7 25/7	20/9	20/11	15/40	20/5-O	20/5-I	
Approved fluids (other fluids on request)									
Heating water (as per VDI 2035)	-						-	-	
Water/glycol mixtures (max. 1:1; mixtures with more than 20 % glycol content require rechecking of the pumping data)	(ST 15/40: operating mode only with water/glycol mixtures of 50 %)						.	.	
Domestic hot water for secondary and service water systems in accordance with German directive TrinkwV 2001	-	-	-	-	-	-	-	-	
Performance									
Max. delivery head [m]	5	6	7	10	12	50	5	5	
Flow rate max. [m³/h]	3	3.5	4	2	2	0.15	2.5	3	
Speed range [rpm]	1,100- 2,100	1,500- 2,500	2,000- 2,700	1,100- 2,100	1,500- 2,500	2,500- 2,600	1,300- 2,300	1,150- 2,200	
Permitted field of application									
Temperature range for use in heating, ventilation and A/C systems at max. ambient temperature +25 °C [°C] at max. ambient temperature +40 °C [°C]	-10 to +110 (short-time duty 2 h: +120)					-	0 to +95 (short-time duty 2 h: +110)	-	-10 to +95
Temperature range for use in drinking-water circulation systems at max. ambient temperature +40 °C [°C]	-						-	-	
Max. permitted total hardness in drinking-water circulation systems [°d]	-						-	-	
Standard version for operating pressure p _{max} [bar]	10	10	10	10	10	6	6	6	
Special version for operating pressure p _{max} [bar]	-	-	-	-	-	-	-	-	
Pipe connections									
Screwed connection Rp/G	Rp 1					G 1/2	G 1		
Filler connection [G, inside]	-					1/4	-		
Nominal connection diameter DN	-					-	-		
Flange for mating flange PN 6, standard version	-					-	-		
Flange for mating flange PN 16, special version	-	-	-	-	-	-	-	-	
Combination flange PN 6/10 for mating flanges PN 6 and PN 16, standard version	-	-	-	-	-	-	-	-	
Support-bracket mounting (with horizontal shaft only), standard version	-	-	-	-	-	-	-	-	
Support-bracket mounting (with horizontal shaft only), special version	-	-	-	-	-	-	-	-	
Electrical connection									
Mains connection 1~ [V], standard version	230						230		
Mains connection 3~ [V], standard version	-						-		
Mains connection 3~ [V], with optional adapter plug	-						-		
Mains frequency [Hz]	50	50	50	50	50	50	50	50	

Standard Pumps

Single-Head Pumps (Solar Thermic, Refrigeration - A/C)



Technical Data								
	Wilostar-ST (SolarStar)						Wilostar-AC (ClimaStar)	
	20/4 25/4	20/6 25/6	20/7 25/7	20/9	20/11	15/40	20/5-O	20/5-I
Motor/electronics								
Electromagnetic compatibility	-						-	
Emitted interference	EN 61000-6-3						EN 61000-6-3	
Immunity to interference	EN 61000-6-2						EN 61000-6-2	
Power electronics	-						-	
Radio interference suppression level	N						N	
Protection class	IP 44						IP 44	
Insulation class	F						F	
Materials								
Pump housing	Gray cast iron (EN-GJL-200), cataphoresis coating					Plastic (Luranyl)	Plastic (Composite)	
Impeller	Polypropylene						-	Polypropylene
Gear set	-						Plastic	-
Shaft	Stainless steel (X40 Cr13)					Stainless steel	Stainless steel (X40 Cr13)	
Bearing	Carbon						Carbon	
Minimum suction head [m]								
at water delivery temperature of 50 °C	0.5							
at water delivery temperature of 95 °C	3							
at water delivery temperature of 110 °C	10							

• = available, - = not available

Glandless Pumps

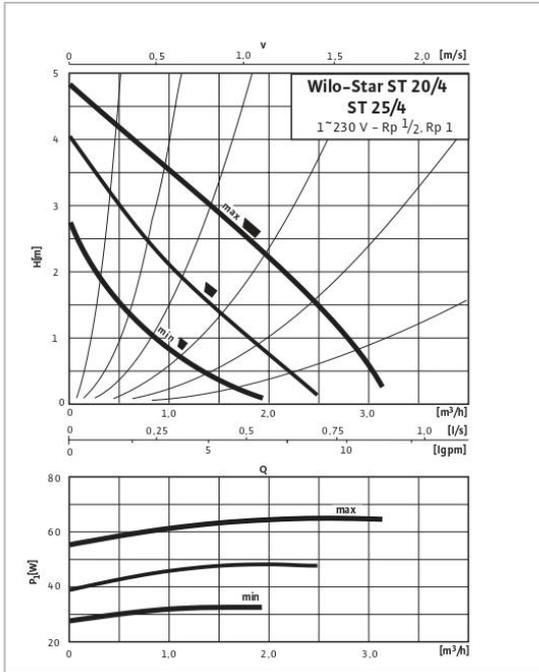


Standard Pumps

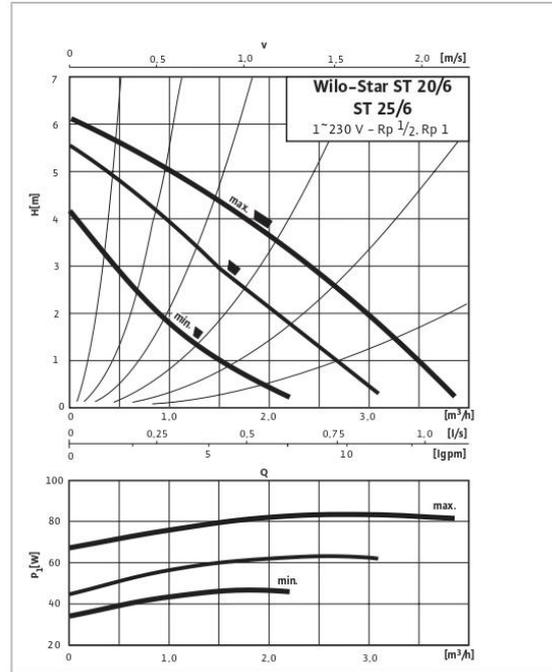
Wilco-Star ST

Pump Curves

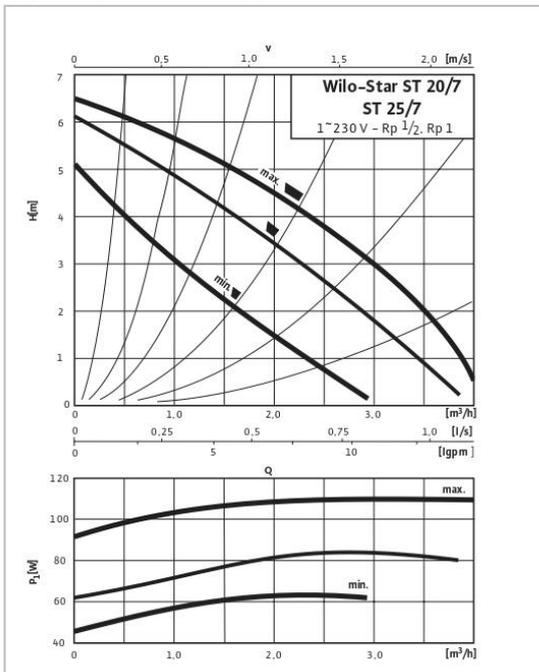
Wilco-Star ST 20/4, ST 25/4



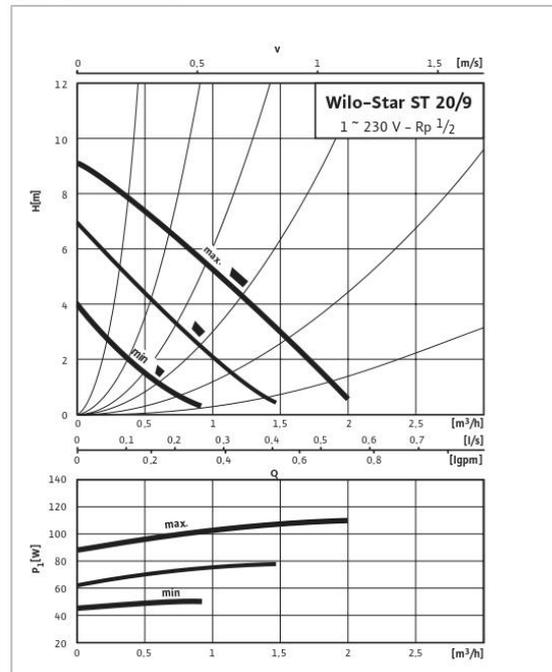
Wilco-Star ST 20/6, ST 25/6



Wilco-Star ST 20/7, ST 25/7



Wilco-Star ST 20/9



6.2. Captador plano "AVANT SOLAR"

41088

Martes 9 octubre 2007

BOE núm. 242

El incumplimiento de cualquiera de las condiciones fundamentales en las que se basa la concesión de esta certificación dará lugar a la suspensión cautelar automática de la misma, independientemente de su posterior anulación, en su caso, y sin perjuicio de las responsabilidades legales que de ello pudieran derivarse.

Contra esta Resolución, que pone fin a la vía administrativa, cabe interponer, potestativamente, el recurso de reposición en el plazo de un mes contado desde el día siguiente al de notificación de esta Resolución, ante el Secretario General de Energía, previo al contencioso-administrativo, conforme a lo previsto en el artículo 116.1 de la Ley 4/1999 de 14 de enero, que modifica la Ley 30/1992 de 26 de noviembre de Régimen Jurídico de las Administraciones Públicas y del Procedimiento Administrativo Común.

Identificación:

Fabricante: Avant Solar, S.A.
Nombre comercial (marca/modelo): Avant Solar AS-20VC.
Tipo de captador: Plano.
Año de producción: 2007.

Dimensiones:

Longitud: 2070 mm. Área de apertura: 2,00 m².
Ancho: 1055 mm. Área de absorbedor: 2,01 m².
Altura: 90 mm. Área total: 2,18 m².

Especificaciones generales:

Peso: 39,4 Kg.
Fluido de transferencia de calor: Agua+anticongelante.
Presión de funcionamiento Máx.: 10 bar.

Resultados de ensayo:

Rendimiento térmico:

η_0	0,786	
a_1	3,811	W/m ² K
a_2	0,019	W/m ² K ²
Nota: Referente al área de apertura		

Potencia extraída por unidad de captador (W):

$T_m - T_a$ en K	400 W/m ²	700 W/m ²	1.000 W/m ²
10	549	1021	1.492
30	367	838	1.310
50	154	626	1.098

Madrid, 14 de septiembre de 2007.-El Secretario General de Energía, Ignasi Nieto Magaldi.

17734 RESOLUCIÓN de 13 de septiembre de 2007, de la Dirección General de Desarrollo Industrial, por la que se publica la relación de normas europeas que han sido ratificadas durante el mes de agosto de 2007 como normas españolas.

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 11.º, apartado f), del Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y Seguridad Industrial, aprobado por Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre, (BOE de 6 de febrero 1996), y vistas las normas elaboradas por los Organismos Europeos de Normalización CEN, CENELEC, ETSI y cuya transposición nacional corresponde a la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), entidad designada por Orden del Ministerio de Industria y Energía de 26 de febrero de 1986, de acuerdo con el Real Decreto 1614/1985, de 1 de agosto, y reconocida a estos efectos por la Disposición adicional primera del citado Real Decreto 2200/1995, de 28 de Diciembre.

Visto el procedimiento de elaboración de normas europeas, de acuerdo con el apartado 11.2.6.4 de las reglas comunes de CEN/CENELEC y 13.7 de las reglas de procedimiento de ETSI para los trabajos de normalización de los mencionados organismos europeos.

Esta Dirección General ha resuelto publicar en el Boletín Oficial del Estado, la relación de normas europeas a las que se ha otorgado el rango de norma española durante el mes de agosto de 2007 identificadas por su título y código numérico, con indicación de su fecha de disponibilidad, que figuran como anexo a la presente Resolución.

Madrid, 13 de septiembre de 2007.-El Director General de Desarrollo Industrial, Jesús Candil Gonzalo.

ANEXO

Ratificación de normas europeas. Agosto 2007

Código	Título	F.Disponib.	Anula a
EN 12413:2007	Requisitos de seguridad para los productos abrasivos aglomerados.	2007-06-13	EN 12413:1999
EN 60444-9:2007	Medida de los parámetros de unidades de cristal piezoeléctricas. Parte 9: Medida de resonancias espurias (IEC 60444-9:2007).	2007-04-12	
EN 61169-8:2007	Conectores de radiofrecuencia. Parte 8: Especificación particular. Conectores coaxiales para radiofrecuencia con diámetro interior del conductor exterior de 6,5 mm (0,256 in) con junta de bayoneta. Impedancia característica de 50 ohms (tipo BNC) (IEC 61169-8:2007).	2007-04-11	
EN 61169-16:2007	Conectores de radiofrecuencia. Parte 16: Especificación particular. Conectores coaxiales para radiofrecuencia con diámetro interior del conductor exterior de 7 mm (0,276 in) con acoplamiento de tornillo. Impedancia característica de 50 ohms (750 ohms) (tipo N). (IEC 61169-16:2006).	2007-04-11	
EN 61169-37:2007	Conectores de radiofrecuencia. Parte 37: Especificación particular para conectores de radiofrecuencia STWXS. (IEC 61169-37:2007).	2007-04-11	
EN 62339-1:2007	Interfaces de módulos para componentes de distribución de fluidos montados en superficie. Parte 1: Sellados elastoméricos. (IEC 62339-1:2006).	2007-04-06	

17735 RESOLUCIÓN de 13 de septiembre de 2007, de la Dirección General de Desarrollo Industrial, por la que se publica la relación de normas UNE anuladas durante el mes de agosto de 2007.

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 11º, apartado f), del Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y Seguridad Industrial, aprobado por Real Decreto 2200/1995, de 28 de Diciembre, (BOE de 6 de febrero 1996), y visto el expediente de anulación de normas presentado por la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR),

entidad designada por Orden del Ministerio de Industria y Energía de 26 de febrero de 1986, de acuerdo con el Real Decreto 1614/1985, de 1 de Agosto, y reconocida por la Disposición adicional primera del citado Real Decreto 2200/1995, de 28 de Diciembre.

Esta Dirección General ha resuelto publicar en el Boletín Oficial del Estado, la relación de normas españolas UNE anuladas durante el mes de agosto de 2007, identificadas por su título y código numérico, que figura como anexo a la presente Resolución.

Madrid, 13 de septiembre de 2007.-El Director General de Desarrollo Industrial, Jesús Candil Gonzalo.

6.3. Captador de tubos de vacío "SUNMAX 6 58/1800"



TARIFA DE PRECIOS
I.V.A. NO INCLUIDO. CONSULTE POSIBLES ACTUALIZACIONES

04 COLECTORES SOLARES

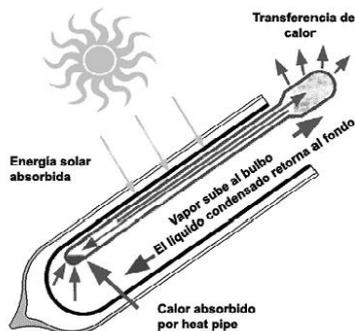


• Colectores solares tubos de vacío HEAT PIPE

Los colectores de tubos de vacío HP ESCOSOL SUNMAX están fabricados con la tecnología más avanzada del tubo de vacío. Respecto al colector plano, tienen algunas ventajas que los hacen muy adecuados para determinado tipo de instalaciones.

ALGUNAS DE LAS VENTAJAS MÁS IMPORTANTES:

- El vacío minimiza las pérdidas por transmisión
- Facilidad de montaje, al no tener agua en el sistema de captación, los tubos se pueden montar en la fase final de la obra.
- La forma tubular aprovecha mejor la radiación solar.
- La ausencia de agua evita los problemas de deposiciones calcáreas o similares.
- El más adecuado para sistemas en los que la temperatura del agua es un factor importante (calefacción, balnearios, polideportivos...etc..) y/o existen grandes consumos de ACS durante todo el año.
- Diseño estético, posibilidad de reducir el ángulo de inclinación hasta 10°, con mínimas pérdidas de rendimiento.



Código	Artículo	€
SO 04 401	Colector HP Escosol SUNMAX 6 58/1800	398,00
SO 04 402	Colector HP Escosol SUNMAX 15 58/1800	686,00
SO 04 403	Colector HP Escosol SUNMAX 20 58/1800	904,00
SO 04 404	Colector HP Escosol SUNMAX 24 58/1800	1.049,00
SO 04 406	Colector HP Escosol SUNMAX 30 58/1800	1.301,00
<i>Soportación cubierta plana:</i>		
SO 04 441	Soportación Escosol SUNMAX 6/58	39,00
SO 04 442	Soportación Escosol SUNMAX 15/58	91,00
SO 04 443	Soportación Escosol SUNMAX 20/58	116,00
SO 04 444	Soportación Escosol SUNMAX 24/58	137,00
SO 04 446	Soportación Escosol SUNMAX 30/58	158,00
<i>Soportación cubierta inclinada:</i>		
SO 05 031	Soporte universal Escosol 4 pies + 16 fijaciones * Modelos SUNMAX 24 y SUNMAX 30 , aconsejable 6 pies por colector	73,00
SO 04 003	Tubo de vacío Heat Pipe 1800 x 58 mm	18,00

DATOS TÉCNICOS:

Modelo	SUNMAX 6/58	SUNMAX 15/58	SUNMAX 20/58	SUNMAX 24/58	SUNMAX 30/58
Material cabezal	Aluminio anodizado				
Material marco	Aluminio anodizado				
Material Heat Pipe	Cobre				
Núm. de tubos	6	15	20	24	30
Diámetro/longitud tubos	58/1800 mm				
Área apertura	0,57 m ²	1,42 m ²	1,89 m ²	2,27 m ²	2,48 m ²
Área total	1,033 m ²	2,4 m ²	3,16 m ²	3,77 m ²	4,07 m ²
Presión máx. operativa	6 bar				
Aislamiento	Lana roca				
Conexiones	22 mm				
Medidas en mm.	2030x509x105	2030x1100x105	2030x1600x105	2030x2000x105	2030x2500x105
Caudal test (área apertura)	91,5 Kg /h.m ²				
Pérdida de carga (área apertura)	< 13 Kpa	< 13 Kpa	< 14 Kpa	< 16 Kpa	< 20 Kpa
Peso	25 Kg	40 Kg	60 Kg	80 Kg	90 Kg
Ángulo trabajo	5-90 grados				
Máx. carga nieve	6 KN/m ²				
Máx. carga viento	300 Km/h				
Contraseña homolog.	GPS-8408				

SUNMAX	6	15	20	24	30
Eficiencia óptica η ₀ (*)	0,7	0,7	0,7	0,7	0,7
a1 W/(m ² k)	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
a2 W/(m ² k)	0,029	0,029	0,029	0,029	0,029
Área absorción por colector (*)	0,45	1,11	1,48	1,78	2,22

(*) Basado en área de proyección

6.4. Sistema de convección natural/forzada

Código	Artículo	€
	"KIT" completo para colectores solares ESCOSOL. Fácilmente adaptables a los colectores estandar mas usuales del Mercado. Compuestos por 1, 2 ó 3 módulos de 767 mm con baterías de 3 ó 6 tubos, para un máximo de 5 colectores por válvula. El suministro incluye: válvula térmica, intercambiador con aletas de cobre, válvula de retención y accesorios de conexión	
CE 19 901	DISIP 1-3 1 colector 2000/2500	279,00
CE 19 902	DISIP 2-3 2 colectores 2000	349,00

6.5. Coriolis "Micro Motion CMF025"

Micro Motion, Inc.

Product Code: CMF025M300NRAMSZZZ
Serial ID: 472225
RFT9739R2EMF 7104400

Mass Flowmeter Calibration Certificate

Order ID: 32084981
Line Item: 1005 1

472225

Customer Tag

AS LEFT

Process

Process ID: 2.18509867
Process Time: 2011.07.07 16:13:55
Process Stand: SSFIBESSE
Stand Uncertainty: +/- 0.030%
Fluid: H2O
100% Rate: 120.000 G/S
Pickoff: 1
100% P/T: 43.36 PSIG/24.3 C

Results

Status: PASS
D1: 0
D2: 1
K1: 6331.639
K2: 7485.063
DT: 4.44
FD: 405.53
DTG: 0
DFQ1: 0
DFQ2: 0
FlowCal: 4.24254.75
FFQ: 0
FTG: 0
DensCal: 0.6332074854.44
FCF: 4.2425
FM: 4.75

Flow (%)	Flow Rate (kg/min)	Meter Total (kg)	Reference Total (kg)	Error (%)	Specification (±%)
100.0	7.2	7.28892	7.289086	-0.002	0.106
10.0	0.72	.723096	.7237426	-0.089	0.163
50.0	3.6	3.65334	3.654858	-0.042	0.113
100.0	7.2	7.18728	7.188091	-0.011	0.106

Detail

Process ID: 2.18509867
Process Time: 2011.07.07 16:13:55
Process Stand: SSFIBESSE
Stand Uncertainty: +/- 0.030%
Fluid: H2O
100% Rate: 120.000 G/S
Pickoff: 1
100% P/T: 43.36 PSIG/24.3 C

Order ID: 32084981
Line Item: 1005 1

MISIC G. Technician
Title to International Standards. Meter total based on pulse output. Details at www.micromotion.com. 2011.07.07 16:21:24 1/1

6.6. Rotámetro "Yokogawa 15-150"

ROTA YOKOGAWA

Kalibrier - Zertifikat
Calibration - Certificate

Allgemeine Daten / General Data				
Produkt / Product:		ROTAMESSER / ROTAMETER		
Modell / Model:		RAGN01-GOSS-P052-SS03M		
P/O-No.:		4219		
Serien-Nr. / Serial-No.:		D1W100869	Rohr-Nr. / Tube-No.:	
Messstelle / Tag:				
Schwebekörper / Float:		D(s) = 12,20 mm	M(s) = 10,6000 g	rho(s) = 7,500 g/cm ³
Messbedingungen / Measuring Conditions				
	Kalibrierung (i.K.) Calibration (i.K.)	Betriebszustand (i.B.) Customer Cond. (i.B.)		
Medium	Wasser	agua+etilenglicol		
Temp. / Temp.	20 °C	+ 20 °C		
Druck / Pressure	1,000 bar abs.	6,000 bar g.		
Dichte / Density	0,99831 kg/l	1035,00000 kg/m ³		
Visk. / Visc.	1,0026 mPas	0,0019 Pas		
Qmin - Qmax	17-163 l/h	15-150 l/h		
Durchflussprüfung / Actual Flow Test				
Genauigkeit der Messnormale: < 0.5 % v.M. Accuracy of master: < 0.5 % of rate				
Messnormal / Master			Rotamesser / Rotameter	
Nr. No.	Qv i.K. [l/h]	Qv i.B. l/h	Skala Scale [mm]	Meßunsicherheit Uncertainty [% v.M.]
173	17,44	13,47	21,0	7,5
173	21,35	17,01	26,8	6,1
173	31,57	26,43	38,5	4,1
173	41,59	35,40	50,0	3,1
173	61,74	54,10	72,0	2,1
173	82,19	73,34	93,5	1,6
173	102,30	91,90	114,0	1,6
173	122,50	110,80	134,0	1,6
173	142,90	130,80	154,0	1,6
173	163,10	149,60	170,0	1,6
Die Skala des ROTAMESSERS wird bei ihrer Erstellung optimal der Durchflussanzeige des Messnormals angepasst. Deshalb reduziert sich die Abweichung zum Messnormal allein auf die Unsicherheit, die beim Ablesen und bei der Umrechnung in den Betriebszustand besteht. Weitere Abweichungen wie z.B. Linearitätsfehler sind wegen der verwendeten nicht-linearen Skala vernachlässigbar klein. Die angegebene Messunsicherheit entspricht den Berechnungsvorschriften nach VDI/VDE 3513 (2008).				
At manufacturing the scale of the ROTAMETER is fitted optimally to the master's flow display. That is why the deviation to the master is reduced only to the uncertainty originated at reading and calculating to customer's conditions. Other deviations are neglectable by reason of using a non-linear scale. The above mentioned uncertainty is calculated according to VDI/VDE 3513 (2008).				
Kalibrierergebnis / Calibration Result				
Die Messunsicherheit des ROTAMESSERS entspricht unter Kalibrierbedingungen dem Fehlergrenzwert 1,6% bei einer Fehlergrenze von 50% Qmax nach VDI/VDE 3513/Blatt2 (2008). The uncertainty of the ROTAMETER is corresponding at calibration conditions to the max. permissible error of 1,6% at a limit of 50% Qmax according to VDI/VDE 3513/Part 2 (2008).				
Wehr, 08.01.20		geprüft/ approved G. Gieseler Leiter / Head Calibration		M. Stein Prüfer / Inspector
QIC-GC RA01h				
Die Kalibrieranlagen ROTA YOKOGAWA sind ausnahmslos rückführbar auf die nationalen Normale der Europäischen Union. ROTA YOKOGAWA ist Mitglied des Deutschen Kalibrierdienstes (DKD). The calibration facilities of ROTA YOKOGAWA are completely traceable to the national standards of the European Union. ROTA YOKOGAWA is member of the German Calibration Service (DKD).				

6.7. Rotámetro "Yokogawa 20-230"

ROTA YOKOGAWA

**Kalibrier - Zertifikat
Calibration - Certificate**

Allgemeine Daten / General Data					
Produkt / Product:	ROTAMESSER / ROTAMETER				
Modell / Model:	RAGN01-G0SS-P153-SS13N				
P/O-No.:	4219				
Serien-Nr. / Serial-No.:	D1W100870	Rohr-Nr. / Tube-No.:			
Messstelle / Tag:					
Schwebekörper / Float:	D(s) = 21,60 mm	M(s) = 58,7000 g	rho(s) = 7,940 g/cm ³		
Messbedingungen / Measuring Conditions					
	Kalibrierung (i.K.) Calibration (i.K.)	Betriebszustand (i.B.) Customer Cond. (i.B.)			
Medium	Wasser	agua+etilenglicol			
Temp. / Temp.	19 °C	+ 20 °C			
Druck / Pressure	1,000 bar abs.	6,000 bar g.			
Dichte / Density	0,99851 kg/l	1035,00000 kg/m ³			
Visk. / Visc.	1,0030 mPas	0,0019 Pas			
Qmin - Qmax	30-253 l/h	20-230 l/h			
Durchflussprüfung / Flow Test				<p>Die Skala des ROTAMESSERS wird bei ihrer Erstellung optimal der Durchflussanzeige des Messnormals angepasst. Deshalb reduziert sich die Abweichung zum Messnormal allein auf die Unsicherheit, die beim Ablesen und bei der Umrechnung in den Betriebszustand besteht. Weitere Abweichungen wie z.B. Linearitätsfehler sind wegen der verwendeten nicht-linearen Skala vernachlässigbar klein. Die angegebene Messunsicherheit entspricht den Berechnungsvorschriften nach VDI/VDE 3513 (2008).</p> <p>At manufacturing the scale of the ROTAMETER is fitted optimally to the master's flow display. That is why the deviation to the master is reduced only to the uncertainty originated at reading and calculating to customer's conditions. Other deviations are neglectable by reason of using a non-linear scale. The above mentioned uncertainty is calculated according to VDI/VDE 3513 (2008).</p>	
Messnormal / Master		Rotamesser / Rotameter			
Nr. No.	Qv i.K. [l/h]	Qv i.B. l/h	Skala Scale [mm]		Meßunsicherheit Uncertainty [% v.M.]
601	29,82	22,64	26,8		6,8
601	40,86	31,81	35,0		5,0
601	60,54	49,51	49,5		3,3
601	80,01	66,90	64,5		2,5
601	99,33	85,14	78,5		2,0
601	120,50	105,10	93,5		1,7
601	140,50	123,90	109,0		1,6
601	182,00	162,70	139,0		1,6
601	223,20	201,90	169,0		1,6
601	253,50	230,50	189,0		1,6
Kalibrierergebnis / Calibration Result					
Die Messunsicherheit des ROTAMESSERS entspricht unter Kalibrierbedingungen dem Fehlergrenzwert 1,6% bei einer Fehlergrenze von 50% Qmax nach VDI/VDE 3513/Blatt2 (2008).The uncertainty of the ROTAMETER is corresponding at calibration conditions to the max. permissible error of 1,6% at a limit of 50% Qmax according to VDI/VDE 3513/Part 2 (2008).					
Wehr, 08.01.20	geprüft/ approved G. Gieseler Leiter / Head Calibration		G. Krolik Prüfer / Inspector QIC-GC_RA02j		
Die Kalibrieranlagen ROTA YOKOGAWA sind ausnahmslos rückführbar auf die nationalen Normale der Europäischen Union. ROTA YOKOGAWA ist Mitglied des Deutschen Kalibrierdienstes (DKD). The calibration facilities of ROTA YOKOGAWA are completely traceable to the national standards of the European Union. ROTA YOKOGAWA is member of the German Calibration Service (DKD).					

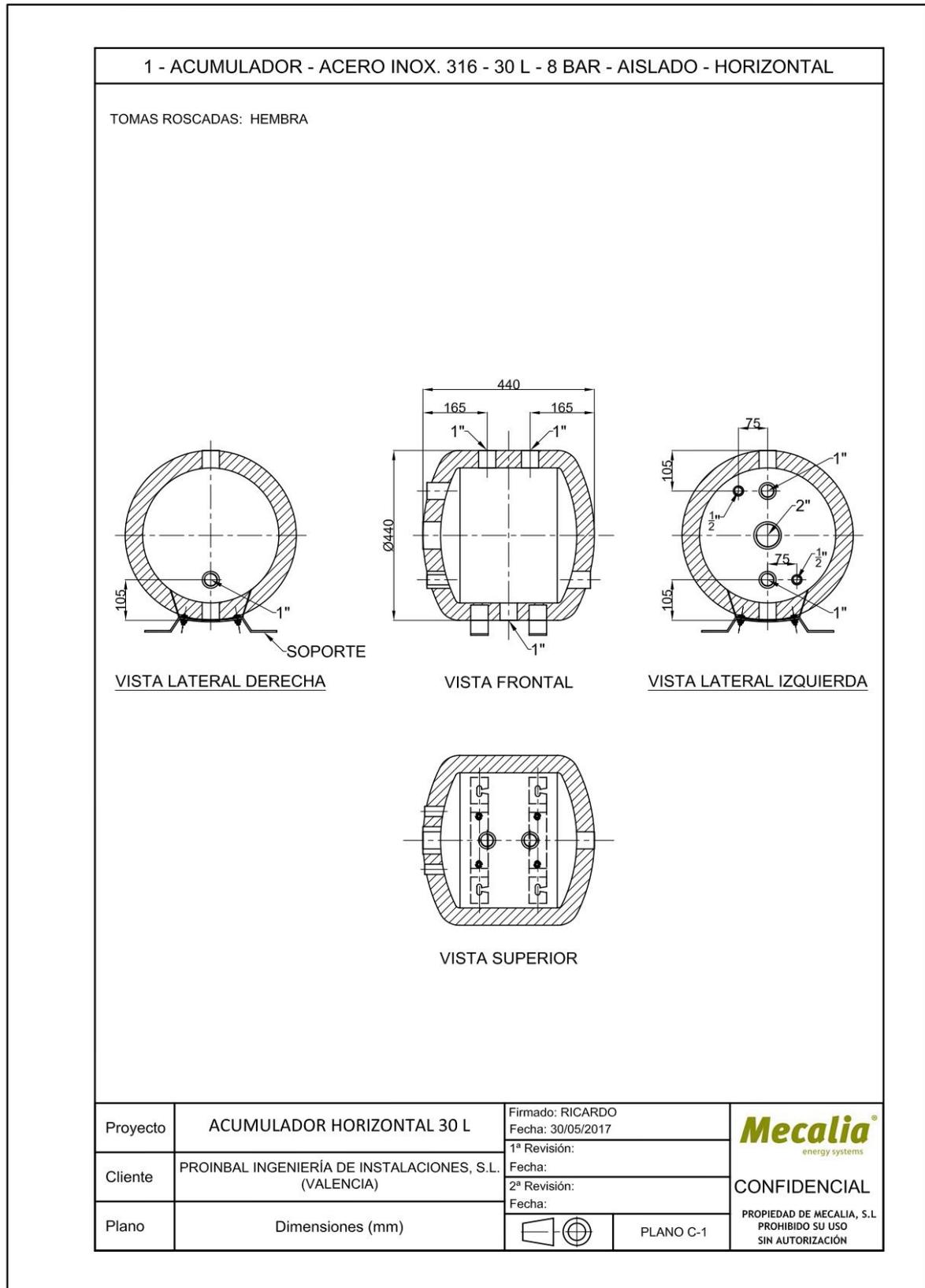
6.8. Rotámetro "Yokogawa 38-380"

ROTA YOKOGAWA

**Kalibrier - Zertifikat
Calibration - Certificate**

Allgemeine Daten / General Data				
Produkt / Product:	ROTAMESSER / ROTAMETER			
Modell / Model:	RAGN01-GOSS-P154-SS13N			
P/O-No.:	4219			
Serien-Nr. / Serial-No.:	D1W101528	Rohr-Nr. / Tube-No.:		
Messstelle / Tag:				
Schwefkörper / Float:	D(s) = 21,60 mm	M(s) = 58,7000 g	rho(s) = 7,940 g/cm ³	
Messbedingungen / Measuring Conditions				
	Kalibrierung (i.K.) Calibration (i.K.)	Betriebszustand (i.B.) Customer Cond. (i.B.)		
Medium	Wasser	agua+etilenglicol		
Temp. / Temp.	24 °C	+ 20 °C		
Druck / Pressure	1,000 bar abs.	6,000 bar g.		
Dichte / Density	0,99831 kg/l	1035,00000 kg/m ³		
Visk. / Visc.	1,0026 mPas	0,0019 Pas		
Qmin - Qmax	40-400 l/h	38-380 l/h		
Durchflussprüfung / Flow Test				
Messnormal / Master			Rotamesser / Rotameter	
Nr. No.	Qv i.K. [l/h]	Qv i.B. l/h	Skala Scale [mm]	Meßunsicherheit Uncertainty [% v.M.]
	40,00	31,11	23,7	8,0
	80,00	66,88	43,7	4,0
	120,00	104,60	63,1	2,7
	160,00	141,90	82,0	2,0
	200,00	179,80	101,0	1,6
	240,00	217,70	118,0	1,6
	280,00	255,30	136,0	1,6
	320,00	293,00	153,0	1,6
	360,00	331,50	171,0	1,6
	400,00	370,90	190,0	1,6
<p>Die Skala des ROTAMESSERS wird bei ihrer Erstellung optimal der Durchflussanzeige des Messnormals angepasst. Deshalb reduziert sich die Abweichung zum Messnormal allein auf die Unsicherheit, die beim Ablesen und bei der Umrechnung in den Betriebszustand besteht. Weitere Abweichungen wie z.B. Linearitätsfehler sind wegen der verwendeten nicht-linearen Skala vernachlässigbar klein. Die angegebene Messunsicherheit entspricht den Berechnungsvorschriften nach VDI/VDE 3513 (2008).</p> <p>At manufacturing the scale of the ROTAMETER is fitted optimally to the master's flow display. That is why the deviation to the master is reduced only to the uncertainty originated at reading and calculating to customer's conditions. Other deviations are neglectable by reason of using a non-linear scale. The above mentioned uncertainty is calculated according to VDI/VDE 3513 (2008).</p>				
Kalibrierergebnis / Calibration Result				
<p>Die Messunsicherheit des ROTAMESSERS entspricht unter Kalibrierbedingungen dem Fehlergrenzwert 1,6% bei einer Fehlergrenze von 50% Qmax nach VDI/VDE 3513/Blatt2 (2008). The uncertainty of the ROTAMETER is corresponding at calibration conditions to the max. permissible error of 1,6% at a limit of 50% Qmax according to VDI/VDE 3513/Part 2 (2008).</p>				
Wehr, 15.01.20	geprüft/ approved G. Jansen Leiter / Head Calibration		G. Krolik Prüfer / Inspector	
QIC-GC_RA02j				
<p>Die Kalibrieranlagen ROTA YOKOGAWA sind ausnahmslos rückführbar auf die nationalen Normale der Europäischen Union. ROTA YOKOGAWA ist Mitglied des Deutschen Kalibrierdienstes (DKD). The calibration facilities of ROTA YOKOGAWA are completely traceable to the national standards of the European Union. ROTA YOKOGAWA is member of the German Calibration Service (DKD).</p>				

6.9. Depósito de inercia



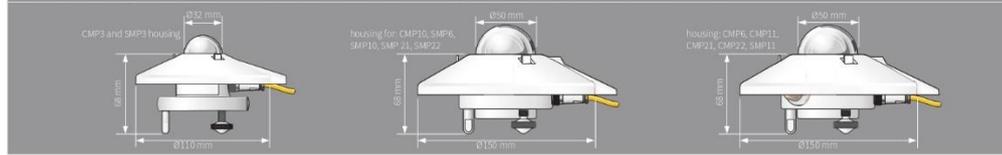
6.10. Piranómetro "CMP3"

CMP pyranometers

Specifications	CMP3	CMP6	CMP10 and CMP11	CMP21	CMP22
Classification to ISO 9060:1990	Second Class	First Class	Secondary Standard	Secondary Standard	Secondary Standard
Sensitivity	5 to 20 µV/W/m ²	5 to 20 µV/W/m ²	7 to 14 µV/W/m ²	7 to 14 µV/W/m ²	7 to 14 µV/W/m ²
Impedance	20 to 200 Ω	20 to 200 Ω	10 to 100 Ω	10 to 100 Ω	10 to 100 Ω
Expected output range (to 1500 W/m ²)	0 to 30 mV	0 to 30 mV	0 to 20 mV	0 to 20 mV	0 to 20 mV
Maximum operational irradiance	2000 W/m ²	2000 W/m ²	4000 W/m ²	4000 W/m ²	4000 W/m ²
Response time (63%)	< 6s	< 6s	< 1.7s	< 1.7s	< 1.7s
Response time (95%)	< 18s	< 18s	< 5s	< 5s	< 5s
Spectral range (20% points)	285 to 3000 nm	270 to 3000 nm	270 to 3000 nm	270 to 3000 nm	270 to 3000 nm
Zero offsets (unventilated)	< 15 W/m ²	< 10 W/m ²	< 7 W/m ²	< 7 W/m ²	< 3 W/m ²
(a) thermal radiation (at 200 W/m ²)	< 5 W/m ²	< 4 W/m ²	< 2 W/m ²	< 2 W/m ²	< 1 W/m ²
(b) temperature change (5 K/h)	< 1%	< 1%	< 0.5%	< 0.5%	< 0.5%
Non-stability (change/year)	< 1.5%	< 1%	< 0.2%	< 0.2%	< 0.2%
Non-linearity (100 to 1000 W/m ²)	< 2.0 W/m ²	< 2.0 W/m ²	< 1.0 W/m ²	< 1.0 W/m ²	< 0.5 W/m ²
Directional response (up to 40° with 1000 W/m ² beam)	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Spectral selectivity (350 to 1500 nm)	< 1%	< 1%	< 0.2%	< 0.2%	< 0.2%
Tilt response (0° to 30° at 1000 W/m ²)	< 5% (-30°C to +40°C)	< 4% (-30°C to +40°C)	< 1% (-30°C to +40°C)	< 1% (-30°C to +50°C)	< 0.5% (-30°C to +50°C)
Temperature response	180°	180°	180°	180°	180°
Field of view	< 0.2°	< 0.1°	< 0.1°	< 0.1°	< 0.1°
Accuracy of bubble level	Thermopile	Thermopile	Thermopile	10 k Thermistor (optional Pt-100)	10 k Thermistor (optional Pt-100)
Temperature sensor output	40°C to +80°C	40°C to +80°C	40°C to +80°C	40°C to +80°C	40°C to +80°C
Detector type	0 to 100%	0 to 100%	0 to 100%	0 to 100%	0 to 100%
Operating and storage temperature range	> 10 years	> 10 years	> 10 years	> 10 years	> 10 years
Humidity range	67	67	67	67	67
MTBF (Mean Time Between Failures)	Calculate with Sureclarity App	Calculate with Sureclarity App	Calculate with Sureclarity App	Calculate with Sureclarity App	Calculate with Sureclarity App
Ingress Protection (IP) rating	Economical solution for routine measurements in weather stations, field testing	Good quality measurements for hydrology networks, greenhouse climate control	Meteorological networks, PV panel and thermal collector testing, materials testing	Meteorological networks, reference measurements in extreme climates, polar or arid	Scientific research requiring the highest level of measurement accuracy and reliability
Onsite pyranometer uncertainty					
Recommended applications					

Note: The performance specifications quoted are worst case and/or maximum values.

Standard 10k Thermistor or optional Pt-100 temperature sensor with CMP21 and CMP22. Individual directional response and temperature dependence test data with CMP21 and CMP22.



INSTRUCTION SHEET

ANLEITUNG • FEUILLE D'INSTRUCTIONS • HOJA DE INSTRUCCIONES

4 4000 W/m²

0.6 kg (Abaño 1.9 lb)

max. 80°C / 176°F
min. -40°C / -40°F

KIPP & ZONEN
SINCE 1830

Kipp & Zonen BV
P.O. Box 207, 2600 AN Delft,
The Netherlands
T: +31 (0) 15 2755 210
F: +31 (0) 15 2620 351
info@kippzonen.com
www.kippzonen.com

IP 67 CE

USER INFORMATION

AWENNERINFORMATION -
INFORMATION UTILISATEUR -
INFORMACION PARA EL USUARIO

Read this document carefully before installation.
Warranty is 3 years from date of invoice, subject to correct installation and use. Kipp & Zonen accepts no liability for any loss or damages arising from incorrect use of the product. This device conforms to the EU CE guideline 89/336/EEC 73/23/EEC. Unauthorised modifications may void the warranty and CE validity. For the latest product support information visit our website.

Lesen Sie dieses Dokument sorgfältig vor der Installation.
Die Garantie beträgt 3 Jahre ab dem Rechnungsdatum, abhängig von korrekter Installation und Gebrauch. Kipp & Zonen übernimmt keine Haftung für mögliche Verluste oder Beschädigungen, die durch den falschen Gebrauch des Produktes entstehen. Dieses Produkt entspricht der EU CE Richtlinie 89/336/EEC 73/23/EEC. Nicht autorisierte Änderungen können die Garantie und die CE-Konformität aufheben. Die neuesten Produktinformationen finden Sie auf unserer Internet-Seite.

Lisez ce document soigneusement avant installation.
La garantie est de 3 ans à dater de la facture, pour une installation et une utilisation correctes. Kipp & Zonen n'accepte aucune responsabilité quant à la perte ou dommage résultant d'une utilisation incorrecte du produit. Ce dispositif est conforme à la directive EU CE 89/336/EEC 73/23/EEC. Toutes modifications non autorisées peuvent annuler la garantie et la validité CE. Consultez notre site web pour tout renseignement "support produit".

Lea este documento cuidadosamente antes de la instalación.
La garantía es de 3 años contados desde de la fecha de adquisición y está condicionada a una instalación y utilización correcta. Kipp & Zonen no acepta ninguna responsabilidad por pérdida o daños resultantes de un uso incorrecto del producto. Este dispositivo es conforme con las directrices 89/336/EEC 73/23/EEC de CE y de la EU. Las modificaciones no autorizadas pueden anular la garantía y la validez CE. Para obtener la última de la información de soporte del producto le rogamos visitar nuestro website.

© 2009 Kipp & Zonen B.V.

ALL RIGHTS RESERVED
TODOS DERECHOS RESERVADOS
RESERVED RIGHTS / DERECHOS RESERVADOS

MECHANICAL

MECHANISCH • MECANIQUE • MECÂNICA

- Unobstructed horizon from horizon to horizon
- Solid surface (no shadows)
- Point cable towards nearest pole
- Level instrument
- Mount with screws, washers and nuts
- Mount up screen
- Align cable towards nearest pole

INSTALLATION

INSTALLATION • INSTALLACION

Pin Layout
Sensor Output
Cable Connections
Cable to Sensor

Minimize interference from mounting device
Minimize distance from horizon
Minimize distance from horizon
Minimize distance from horizon

h = 1.5 m above cut grass
h = 2 m above cut grass
h = 2.5 m above cut grass

±1 MΩ Impedance
shielded
screened
cable

ELECTRICAL

ELECTRISCH • ELECTRICA

PIRANOMETER CONNECTION

Wire Color	Function	Connect with
Red	Power	+ (RH)
Blue	Signal	- (LA)
Black	Shielding	Shielding
White	Shielding	Shielding
Yellow	Shielding	Shielding
Green	Shielding	Shielding
Blue	Shielding	Shielding
Black	Shielding	Shielding

Connect to ground of pyranometer not grounded
Bridging to ground of pyranometer not grounded
Connect to ground of pyranometer not grounded

DELIVERY CONTENTS

LEIFERUNGSGUT • CONTENIDO DE LA LIVRACION • CONTENIDO DEL SUMINISTRO

- Radiometer
- Sun screen
- Test reports
- Cable
- Pyranometer Fixing Kit
- Instruction sheet

Keep original packaging for recalibration
Mantener el embalaje original para la recalibración
Mantenha o embalagem original para a recalibração

SPECIFICATIONS

ESPECIFICATIONEN • SPECIFICATIENS • ESPECIFICACIONES

Specification	Value
Spectral range	285 to 3000 nm
Response time	< 63%: < 6s < 95%: < 18s
Impedance	20 to 200 Ω
Non-linearity	< 2.0%
Temperature dependence of sensitivity	< 5%
Temperature dependence of impedance	< 1%
Directional response	< 3%
Zero offsets	< 15 W/m ²
Stability change per year	< 1.5%
Uncertainty in daily total	< 1.0%

MAINTENANCE

WARTUNG • ENTRETIEN • MANTENIMIENTO

- Keep dome clean using water or alcohol
- Check instrument level
- Check cable connections

Reading reduced if dome is not clean
Lectura reducida si el domo no está limpio
Leitura reduzida se o domo não estiver limpo

MEASUREMENT

MESSUNG • MESURE • MEDIDA

Calculate Irradiance
Cálculo de la Irradiación
Cálculo de la Irradiación

$$E_{Solar} = \frac{U_{emf}}{S}$$

E_{Solar} [W/m²] = Irradiance
U_{emf} [mV] = Output Voltage
S [µV/W/m²] = Sensitivity

Typical Values
Valores típicos
Valores típicos

Weather	Irradiance [W/m ²]	Output Voltage [mV]
Fully clouded	50 ... 120 W/m ²	120 ... 500 mV
Sunny, partly clouded	120 ... 500 W/m ²	500 ... 1000 mV
Clear and Sunny	1000 ... 1500 W/m ²	1000 ... 1500 mV

6.11. Resistencia interna del depósito de inercia modelo "RA 01 091"

RESISTENCIAS INMERSIÓN LÍQUIDOS



Código	Artículo	Material	Long.	Rosca	Wats	€
CALEFACTOR CON TAPÓN DE ACOPLAMIENTO FORMA "3U" CON DOBLE VUELTA —TENSIÓN 3 x 220/380 V—						
RA 01 081	ED-001	A	140	2"	1.800	133,22
RA 01 082	ED-002	C + A	140	2-1/2"	1.800	151,89
RA 01 083	ED-003	C + A	170	2"	2.400	161,10
RA 01 085	ED-105	A	235	2"	1.200	153,73
RA 01 087	ED-005	C + A	235	2"	3.600	146,01
RA 01 089	ED-107	A	345	2"	2.700	172,67
RA 01 091	ED-007	C + A	345	2"	5.400	164,54
RA 01 092	ED-008	C + A	345	2-1/2"	5.400	179,59
RA 01 093	ED-009	C + A	445	2"	7.200	186,35
RA 01 094	ED-109	C + A	445	2-1/2"	7.200	200,88
RA 01 095	ED-110	A	505	2"	3.000	195,12
RA 01 096	ED-111	A	505	2-1/2"	3.000	232,72
RA 01 097	ED-210	A	505	2"	4.500	200,29
RA 01 098	ED-211	A	505	2-1/2"	4.500	215,34
RA 01 099	ED-010	C + A	505	2"	9.000	201,14
RA 01 100	ED-011	C + A	505	2-1/2"	9.000	224,39
RA 01 101	ED-012	C	680	2"	12.000	218,05
RA 01 102	ED-013	C	680	2-1/2"	12.000	241,51
RA 01 103	ED-014	C	835	2"	15.000	271,83
RA 01 104	ED-015	C	835	2-1/2"	15.000	293,58
RA 01 105	ED-016	C	990	2"	18.000	290,40
RA 01 106	ED-017	C	990	2-1/2"	18.000	308,76
CALEFACTOR CON TAPÓN DE ACOPLAMIENTO FORMA "U" CON TRIPLE VUELTA						
RA 01 121	T-001	A	150	1-1/4"	750	59,70
RA 01 123	T-003	A	200	1-1/4"	1.000	69,91
RA 01 125	T-005	A	250	1-1/4"	1.500	69,05
RA 01 128	T-007	A	350	1-1/4"	2.000	83,40
RA 01 131	T-108	A	250	2"	2.000	103,01
RA 01 132	T-009	A	450	1-1/4"	2.500	111,06
RA 01 134	T-011	A	550	1-1/4"	3.000	127,98
CALEFACTOR CON TAPÓN DE ACOPLAMIENTO FORMA "3U" CON TRIPLE VUELTA —TENSIÓN 3 x 220/380 V—						
RA 01 141	ET-401	C	355	2-1/2"	9.000	192,70
RA 01 142	ET-402	C	465	2-1/2"	12.000	224,81
RA 01 143	ET-403	C	570	2-1/2"	15.000	274,32
RA 01 144	ET-404	C	680	2-1/2"	18.000	324,42

Tensión 220V

Nota: Para tensión 380V Monof. // incremento del 40%



6.12. Intercambiador de placas

CB26

Brazed Heat Exchangers

The plate heat exchangers are quality secured according to DIN ISO9001 certificate. All including components are made in stainless steel material 1.4401, and brazed in vacuum furnace using 100% copper filler material. The units are approved by TÜV and SAQ and their before pressure tested with air and leakage tested with Helium. The units can be used in drinking water applications (KIWA approval).
Auxillaries: Insulations (heating and refrigeration), couplings and stands.

	SAQ		TÜV		PED	
	150	225	150	225	175	175
Design temperature °C	30/30	30/30	30/30	27/27	32/32	30/30
Design pressure (s3/s4, s1/s2)					40	40
Max. no. of plates without CE Mark						

1.2

Heat Exchanger

Model	Part no.	Dim. (mm) L*B*H	Weight kg/unit	Insulation Type A Part no.
Connections: ISO G 1" External thread				
H - Channels				
CB26-10H (V22,V22)	32361-2010-1	33 X 112 X 311	2.9	32360-0088-1
CB26-18H (V22,V22)	32361-2018-1	52 X 112 X 311	4.1	32360-0088-1
CB26-24H (V22,V22)	32361-2024-1	67 X 112 X 311	4.8	32360-0088-2
CB26-34H (V22,V22)	32361-2034-1	91 X 112 X 311	6.1	32360-0088-2
CB26-50H (V22,V22)	32361-2050-1	129 X 112 X 311	8.6	32360-0088-3
CB26-70H (V22,V22)	32361-2070-1	177 X 112 X 311	10.9	32360-0088-4
CB26-100H (V22,V22)	32361-2100-1	249 X 112 X 311	14.5	32360-0088-5
L - Channels				
CB26-8L (V22,V22)	32361-2208-1	28 X 112 X 311	3.3	32360-0088-1
CB26-12L (V22,V22)	32361-2212-1	38 X 112 X 311	3.3	32360-0088-1
CB26-16L (V22,V22)	32361-2216-1	47 X 112 X 311	4.0	32360-0088-1
CB26-20L (V22,V22)	32361-2220-1	57 X 112 X 311	4.6	32360-0088-1
CB26-26L (V22,V22)	32361-2226-1	72 X 112 X 311	5.6	32360-0088-2
Two pass				
CB26-24H (V22,V22) (2.2)*	32361-2024-4	67 X 112 X 311	4.8	32360-0088-2
CB26-50H (V22,V22) (2.2)*	32361-2050-4	129 X 112 X 311	8.1	32360-0088-3
Two pass - 6 conn. Pre/Post Heater Design				
CB26-50H (6 conn.)	32361-2050-8	129 X 112 X 311	8.5	32360-0088-3
CB26-70H (6 conn.)	32361-2070-8	177 X 112 X 311	10.7	32360-0088-4
CB26-100H (6 conn.)	32361-2100-8	249 X 112 X 311	14.9	32360-0088-5
CB26-120H (6 conn.)	32361-2120-8	297 X 112 X 311	17.2	32360-0088-6



* = not in stock

1.2.6

6.13. Enfriadora "CIAT AQUALIS 28"



Aqualis water chillers and reversible air/water heat pumps

aqualis

Cooling capacity : 5.2 to 18.2 kW
Heating capacity : 5.8 to 19.4 kW




Designed for reducing to the maximum the installation procedure "plug and cool" concept ready to operate



PROPELLER FAN

USE

The AQUALIS chillers or air/water reversible units are ideal for the air conditioning and heating applications of residential (houses, apartments) or small tertiary (offices, banks, hotels...) types.

They are EUROVENT certified, guaranteeing comfort, quality and economy.

They can be associated with a large choice of fan coil units or heating floor.

The reversible models can be connected in parallel on an exist-

ting fuel or gas heating installation.

In heating only, they can be linked to a heating floor or low temperature radiators.

In heating and cooling, they can be associated with :

- a standard network of fan coil units (Eolis, cassette type units...),
- a heating/cooling floor,
- a mixed cooling / heating installation with, for example, floor heating on the ground floor and fan coil units on the first floor.

RANGE

The AQUALIS series includes a large range of refrigeration units and heat pumps ; they give to the client the possibility of getting the units which suit most of customers requirements in terms of comfort.

Available in 2 versions :

- cooling only and air/water reversible heat pumps.

The units are designed to operate with negative outside temperatures ;

- Down to -10°C in heating mode ; below this temperature, the

heating will be ensured by an independant electrical boiler.

- In relief of a boiler, up to the equilibrium point, temperature below which the generator can no longer cover the heating requirements (alternative or simultaneous operation with a boiler).

1 compressor, 1 refrigerant circuit

- 7 models :
 - Cooling only AQUALIS 20, 28, 35, 35T, 50, 65, 75
 - Reversible AQUALIS 20H, 28H, 35H, 35HT, 50H, 65H, 75H

DESCRIPTION

Standard equipment :

- SCROLL compressor (except model 65 equipped with a reciprocating compressor).
- Brazed plates heat exchanger made of stainless steel.
- Copper tubes / aluminium fins coil.
- Propeller fan (1 or 2, depending on model).

All year around operation in heating and in cooling through speed control as a function of the outside temperature.

Control :

Microprocessor control module, on the unit or remotely mounted (2 wire series link).

Hydraulic circuit with integrated pump and expansion vessel.

Recyclable plastic casing, anti-UV treated

- Complies with norms EN 60.335 - EN 378.2

Complies with directives :

EML 89/336 CEE ->category 1 - models 20 to 65
PED 9723 CEE -> Category 2 - model 75

CLIMATISATION - RÉFRIGÉRATION - TRAITEMENT D'AIR - ÉCHANGES THERMIQUES - NA 04.528 A
1

CIAT Aqualis water chillers and reversible air/water heat pumps **aqualis**

QUICK SELECTION

		R410A					R407C	
		20	28	35	35 T	50 T	65 T	75 T
AQUALIS COOLING ONLY		20 H	28 H	35 H	35 HT	50 HT	65 HT	75 HT
Cooling output	kW	5.25	7.04	8.49	8.54	11.81	16.27	18.05
Power input	kW	2.06	2.71	3.81	3.52	4.46	5.44	7.42
EER		2.65	2.60	2.23	2.43	2.65	2.99	2.43
LwA sound level	dBA	64	70	70	70	67	75	76
Heating capacity	kW	5.81	7.84	10.28	10.02	13.04	15.54	20.04
Power input	kW	2.19	2.89	3.89	3.55	4.55	4.97	7.64
COP		2.65	2.71	2.64	2.82	2.87	3.13	2.62
Power supply		230 V - 1 ph - 50 Hz + earth			400 V - 3 ph - 50 Hz + Earth			

NOTE : Quick selection table as per EUROVENT conditions
* Heating outputs not taking into account the defrosting cycles

PROPELLER FAN

COMPOSITION

■ Hermetic compressor

■ SCROLL type (models 20, 28, 50, 75) Compression achieved by 2 spirals (one fixed, one with an orbital movement) and reciprocating type (model 65).

- Integrated electrical motor, cooled by suction gas.
- Internal motor protection by coil sensor.

■ Water/refrigerant exchanger

- Brazed plate type.
- End and internal plates in stainless steel AISI 316.
- High performance optimized plates pattern.
- Efficient thermal insulation.

■ Condenser coil

- Copper tubes/aluminium fins curved coil.

■ Standard accessories

- Reverse cycle valve (reversible model).
- Anti-slugging accumulator (reversible models).
- Liquid receiver.
- Expansion valve.
- Crankcase heater (models 50, 65, 75).
- Dryer.

■ Control panel

- Complies with norms NFC 15-100 and EN 60335.
- Overload protection.
- Compressor motor contactor.
- Main earthing.
- Microprocessor electronic module ensuring the following functions :
Chilled or hot water temperature control (reversible heat pump).
From a water law as a function of the outside temperature.
Self-adaptive control, when the compressor operates in short cycling, increase of the stage differential.

In relief of a boiler (reversible models), alternative or simultaneous operation with the heat pump and the boiler.

The shifting is controlled automatically by the control as a function of the outside temperature, using an adjustable parameter.

- Control of the operating parameters.
- Temperature display on terminal.
- Operating with terminal units : control of water temperature
- Operating with heating floor : control of air temperature
- Control of the unit.
- Running with digital inputs (3 inputs, automaticity, setting 2 and operating mode).
- Anti-short cycle (5 mn).

■ Control and safety devices

- High pressure safety pressostats.
- 2 antifrost sensors (exchanger water outlet and exchanger freon outlet).
- Chilled and hot water sensors (on the exchanger water inlet).

■ Integrated hydraulic module

- 1 safety valve calibrated at 4 bars.
- 1 expansion vessel.
- 1 manual air vent.
- 1 multi-speed circulator.
- 1 differential water pressostat.

■ Options (to be assembled on site)

- Insulated flexible connections.
- Antivibration mounts.
- Strainer kit with isolating valves.
- Filling kit.
- Wall support kit (models 20, 28, 35).
- Starting kit (models 20, 28, 35).
- Crankcase heating element kit (only cooling model)
- Loop heater

CIAT Aqualis water chillers and reversible air/water heat pumps **aqualis**

TECHNICAL CHARACTERISTICS

AQUALIS		20	28	35	50	65	75	
Compressor	Number	1						
	Type	scroll				reciprocating	scroll	
	Refrigerant fluid	R410A					R 407C	
	Capacity control	%						
Coil	Type	Copper tubes, aluminium fins						
	Type of fan	Propeller - direct drive						
	Number and diameter	1 / Ø 450			2 / Ø 450			
	Motor output (max.)	W	110	160	2 x 110	2 x 160	250	
	Rotation speed (max.)	rpm	718	897	718	897	1020	
	Air flow	m ³ /h	2540	2970	5100	5890	6200	
Water/ refrigerant exchanger	Number	1						
	Type	Brazed plates						
	Water contents	l	1.04	1.24	1.62	2.38	2.76	3.7
Hydraulic module	Expansion vessel content	l	5			8		
	Expansion vessel inflation pressure	bar	1.5					
	Installation max. water capacity Water only / 30% glycol water	l	200/120			330/190		
	Installation mini water capacity	l	35	48	61	82	95	123
	Circulator number of speeds / Available pressure	KPa	3/54	3/41	3/46	2/81	2/75	2/67

PROPELLER FAN

SOUND PRESSURE LEVELS*

AQUALIS	20	28	35	50	65	75
Acoustic pressure	43	49		47	59	56

* at 5m from the unit, 1.5m from the ground, free field, directivity 2

ELECTRICAL CHARACTERISTICS

AQUALIS			230 V - 1 ph - 50 Hz + earth + Neutral			400 V - 3 ph - 50 Hz + earth + Neutral			
			20	28	35	35 T	50 T	65 T	75 T
Compressor	max. operating intensity (1)	A	16.62	19.73	23.42	8.42	10.59	12.21	15.63
	Fan motor assembly	output	W	110		160		2 x 110	2 x 160
	nominal intensity	A	0.47		0.66		0.47 x 2	0.66 x 2	1.2 x 2
Compressor + Fan motor assembly	max. operating intensity	A	16.5	19.7	23.7	8.7	10.9	12.7	17.1
	Circulator	Min/max. output	W	50 to 140		80 to 190		250 to 320	
	Min/max. nominal intensity	A	0.32 to 0.61		0.76 to 0.92		1.1 to 1.47		
Complete unit	Unit max. intensity*	A	17.7	21	25	10	13	15	19.5
	Compressor starting intensity	A	59.2	85.6	100.9	51.8	69.7	87.5	94.7
	Electrical cables not supplied (2)	mm ²	3G2.5	3G4	3G6		5G2.5	5G4	5G6
	Isolating switch	Am	20	25	32		16	20	25

Intensity corresponding to the compressor max. operating intensity.

(1) intensity corresponding to the max. intensity of the compressor in operation

(2) cable with 2 or 3 loaded conductors, type PR in a channel or conduit, apparent mounting, for temperatures below 50°C

Note : For different conditions, refer to norm NFC 15.100

6.14. Vaso de expansión



SMF SIN PATAS



Vasos de expansión de membrana Sistemas cerrados de energía solar

- Vasos de expansión de membrana para sistemas cerrados de energía solar
- Material: Acero
- Membrana no recambiable, especial para soportar picos de temperatura de hasta 130°C durante una hora
- Se recomienda instalar un vaso intermedio VI disipador de temperatura
- Conexión de agua cincada (R 3/4")
- Aptos para uso de anticongelantes hasta el 50%
- Válvula de hinchado
- Gas precarga: Aire
- Acabado exterior mediante pintura en color Blanco
- Fabricados conforme a la Directiva 2014/68/UE
- 2 años de garantía



Especificaciones técnicas

- | | |
|-----------------------------------|----------------|
| ▪ Volumen: | 2 – 24 Litros |
| ▪ Membrana: | No Recambiable |
| ▪ Presión máxima servicio: | 8-10Bar |
| ▪ Presión de prueba: | 12-15 Bar |
| ▪ Precarga EXWORKS: | 2,5 Bar |
| ▪ Temperatura máxima de servicio: | 100°C |
| ▪ Temperatura mínima de servicio: | -10°C |
| ▪ Conexión de agua: | R 3/4" G.M |



Peso (Kg)	Código	Modelo	Volumen (Lts.)	Presión (Bar)	ØD (mm)	H (mm)	Conexión agua R
0,8	02002070	2 SMF	2	10	110	245	3/4"
2	02005070	5 SMF	8	10	200	250	3/4"
2,5	02008070	8 SMF	8	10	200	340	3/4"
3,2	02012070	12 SMF	12	10	270	310	3/4"
4	02018070	18 SMF	18	10	270	415	3/4"
4,5	02024070	24 SMF	24	8	320	430	3/4"

FT - SMF SIN PATAS - 250518-R1

INDUSTRIAS IBAIONDO, S.A. – Plentzia bidea, 3 – 48100 MUNGIA (BIZKAIA) ESPAÑA
Tel.: (+34) 946740400 Fax: (+34) 946740962
www.ibaiondo.com

6.15. Parafina RT55

Data sheet



RT55



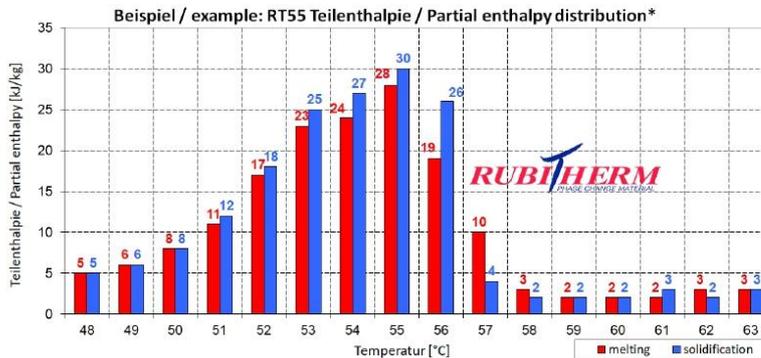
RUBITHERM® RT is a pure PCM, this heat storage material utilising the processes of phase change between solid and liquid (melting and congealing) to store and release large quantities of thermal energy at nearly constant temperature. The RUBITHERM® phase change materials (PCM's) provide a very effective means for storing heat and cold, even when limited volumes and low differences in operating temperature are applicable.

Properties for RT-line:

- high thermal energy storage capacity
- heat storage and release take place at relatively constant temperatures
- no supercooling effect, chemically inert
- long life product, with stable performance through the phase change cycles
- melting temperature range between -9 °C and 100 °C available

The most important data:

	Typical Values
Melting area	51-57 [°C] main peak: 55
Congeeing area	56-57 [°C] main peak: 55
Heat storage capacity ± 7,5% Combination of latent and sensible heat in a temperatur range of 48°C to 63 °C.	170 [kJ/kg]*
Specific heat capacity	48 [Wh/kg]*
Density solid at 15°C	2 [kJ/kg·K]
Density liquid at 80°C	0,88 [kg/l]
Heat conductivity (both phases)	0,77 [kg/l]
Volume expansion	0,2 [W/(m·K)]
Flash point	14 [%]
Max. operation temperature	>200 [°C]
	90 [°C]



Rubitherm Technologies GmbH
Imhoffweg 6
D-12307 Berlin
phone: +49 (30) 7109622-0
E-Mail: info@rubitherm.com
Web: www.rubitherm.com

The product information given is a non-binding planning aid, subject to technical changes without notice.
Version: 09.10.2020

*Measured with 3-layer-calorimeter.

7. COMUNICACIONES EN CONGRESOS

7.1. Comunicación en el congreso CYTEF 2022 con título “Prácticas de laboratorio con una instalación de captadores solares térmicos en condiciones ambientales reales”

ID XXXX

PRÁCTICAS DE LABORATORIO CON UNA INSTALACIÓN DE CAPTADORES SOLARES TÉRMICOS EN CONDICIONES MEDIOAMBIENTALES REALES

Antonio Cazorla-Marín^{1,2}, Jorge Payá-Herrero^{1,2}, Alicia Lasarte-Pampló¹, Alejandro López¹

1: Instituto Universitario de Investigación de Ingeniería Energética (IUIIE), Universitat Politècnica de València. Camino de Vera s/n, 46022 Valencia, Spain
e-mail: antonio.cazorla@iie.upv.es

2: Departamento de Termodinámica Aplicada, Universitat Politècnica de València, Camino de Vera s/n, 46022 Valencia, Spain

Resumen: *En este trabajo se presenta el laboratorio docente solar de baja temperatura del Instituto de Ingeniería Energética, en la Universitat Politècnica de València. Se ha diseñado y construido un laboratorio para que los alumnos midan experimentalmente el rendimiento de dos colectores solares distintos, y lo comparen con datos de catálogo. La comparación no es trivial, ya que el rendimiento de fabricante se mide en condiciones controladas, mientras que la instalación trabaja en condiciones medioambientales reales, y también está sujeta a la incertidumbre de las medidas a partir de las que se evalúa el rendimiento. En este trabajo se expone la instalación y se describe el contenido de las prácticas. Finalmente, se muestran algunos resultados de la comparativa entre el rendimiento de fabricante y el medido experimentalmente. La práctica es de gran interés para el alumnado, pues permite afianzar conceptos sobre balances de energía, rendimiento e incertidumbre de las medidas.*

Palabras clave: Prácticas de laboratorio, energía solar térmica, colectores solares de baja temperatura.

7.2. Comunicación aceptada para el congreso 13CNIT “Practical lesson comparing the real outdoor performance of two solar thermal collectors”

PRACTICAL LESSON COMPARING THE REAL OUTDOOR PERFORMANCE OF TWO SOLAR THERMAL COLLECTORS

Alicia Lasarte-Pampló¹, Antonio Cazorla-Marín^{1,2}, Alejandro López¹, Jorge Payá^{1,2}

1: Instituto Universitario de Investigación de Ingeniería Energética (IUIIE), Universitat Politècnica de València. Camino de Vera s/n, 46022 Valencia, Spain
e-mail: antonio.cazorla@iie.upv.es

2: Departamento de Termodinámica Aplicada, Universitat Politècnica de València, Camino de Vera s/n, 46022 Valencia, Spain

Resumen: *The present work presents the results of a practical lesson performed at the Universitat Politècnica de València. In particular, the performance of two different solar thermal collectors is evaluated in real outdoor conditions. The experimental efficiency of the collectors is compared with the manufacturer efficiency, under different supply temperatures. A discussion is held on the uncertainty of the measurements, the analysis of the efficiencies and the overall conclusions.*

Keywords: laboratory practical lesson, solar thermal energy, flat plate collector, evacuated-tube collector

Topic: Educational innovation and digital tools.

7.3. Comunicación aceptada para el congreso 13CNIT “Innovate practical lesson on thermal energy storage for sanitary hot water applications”

INNOVATIVE PRACTICAL LESSON ON THERMAL ENERGY STORAGE FOR SANITARY HOT WATER APPLICATIONS

Alicia Lasarte-Pampló¹, Antonio Cazorla-Marín^{1,2}, Alejandro López¹, Jorge Payá^{1,2}

1: Instituto Universitario de Investigación de Ingeniería Energética (IUIIE), Universitat Politècnica de València. Camino de Vera s/n, 46022 Valencia, Spain
e-mail: jorge.paya@iie.upv.es

2: Departamento de Termodinámica Aplicada, Universitat Politècnica de València, Camino de Vera s/n, 46022 Valencia, Spain

Abstract: *The present work presents the results of a practical lesson performed at the Universitat Politècnica de València. A latent heat storage unit has been integrated in a real outdoor solar thermal installation. This paper presents the timing of the practical lesson, the analysis of the results and the main conclusions drawn.*

Keywords: laboratory practical lesson, solar thermal energy, latent heat storage, paraffin, PCM

Topic: Educational innovation and digital tools.

8. RELACIÓN DEL TRABAJO CON LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA AGENDA 2030

Objetivos de Desarrollo Sostenible	Alto	Medio	Bajo	No Procede
ODS 1. Fin de la pobreza.				X
ODS 2. Hambre cero.				X
ODS 3. Salud y bienestar.				X
ODS 4. Educación de calidad.				X
ODS 5. Igualdad de género.				X
ODS 6. Agua limpia y saneamiento.				X
ODS 7. Energía asequible y no contaminante.	X			
ODS 8. Trabajo decente y crecimiento económico.			X	
ODS 9. Industria, innovación e infraestructuras.		X		
ODS 10. Reducción de las desigualdades.				X
ODS 11. Ciudades y comunidades sostenibles.	X			
ODS 12. Producción y consumo responsables.	X			
ODS 13. Acción por el clima.	X			
ODS 14. Vida submarina.				X
ODS 15. Vida de ecosistemas terrestres.				X
ODS 16. Paz, justicia e instituciones sólidas.				X
ODS 17. Alianzas para lograr objetivos.				X

Como se a mencionado en los objetivos el consiguiente trabajo tiene como objetivo principal incidir en los ODS 7, 11, 12 y 13. Mientras que de menor manera se podría incidir en el ODS 9, principalmente en la meta 9.1 y también si este tipo de instalaciones se desarrollan en un futuro a nivel comercial, se podría incidir en el ODS 8.