UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
AGRONÓMICA, ALIMENTARIA Y DE BIOSISTEMAS

**EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA
SUMINISTRO DE AGUA CALIENTE EN INDUSTRIAS CÁRNICAS**

TESIS DOCTORAL

Victoria de los Mozos Hernando
Ingeniera Agrónoma

Madrid, junio de 2017

Departamento de Ingeniería Agroforestal

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
AGRONÓMICA, ALIMENTARIA Y DE BIOSISTEMAS

EVALUACIÓN DE UN SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR TÉRMICA PARA SUMINISTRO DE AGUA CALIENTE EN INDUSTRIAS CÁRNICAS

Doctoranda:

Victoria de los Mozos Hernando

Ingeniera Agrónoma

Director:

Fernando Ruiz Mazarrón

Doctor Ingeniero Agrónomo

Madrid, junio de 2017

ÍNDICE

LISTADO DE SÍMBOLOS	- 1 -
SIGLAS	- 4 -
RESUMEN.....	- 6 -
1 INTRODUCCIÓN.....	- 10 -
1.1 SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS PARA SUMINISTRO DE AGUA CALIENTE	- 10 -
1.1.1 <i>Fundamentos de la energía solar</i>	- 10 -
1.1.2 <i>Principales sistemas de aprovechamiento solar</i>	- 13 -
1.1.3 <i>Sistemas de energía solar térmica (SST)</i>	- 15 -
1.1.4 <i>Situación actual de la energía solar térmica</i>	- 29 -
1.1.5 <i>Antecedentes en la evaluación de sistemas solares térmicos</i>	- 34 -
1.2 LA INDUSTRIA CÁRNICA	- 45 -
1.2.1 <i>El sector cárnico</i>	- 45 -
1.2.2 <i>Clasificación de las industrias cárnicas</i>	- 46 -
1.2.3 <i>Procesos</i>	- 49 -
1.2.4 <i>Necesidades de agua caliente</i>	- 54 -
1.3. JUSTIFICACIÓN	- 65 -
2 OBJETIVOS.....	- 66 -
3 MATERIALES Y MÉTODOS	- 67 -
3.1 ENFOQUE ADOPTADO.....	- 67 -
3.2 PATRONES DE DEMANDA Y ESCENARIOS ANALIZADOS	- 68 -
3.2.1 <i>Metodología</i>	- 69 -
3.2.2 <i>Descripción de las industrias</i>	- 70 -
3.2.3 <i>Demanda de agua caliente de las industrias</i>	- 77 -
3.2.4 <i>Patrones de agua analizados</i>	- 86 -
3.2.5 <i>Escenarios analizados</i>	- 88 -
3.3 CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS SST CON TUBOS DE VACÍO.....	- 91 -
3.3.1 <i>Sistema solar térmico experimental</i>	- 91 -
3.3.2 <i>Variables utilizadas para la caracterización del sistema</i>	- 96 -
3.3.3 <i>Implementación del cálculo de las variables</i>	- 97 -
3.3.4 <i>Estimación del potencial del SST en otros escenarios</i>	- 99 -
3.3.5 <i>Captación a lo largo del día</i>	- 103 -

3.4	BALANCE ENERGÉTICO DEL SST BAJO DIFERENTES ESCENARIOS	- 105 -
3.4.1	<i>Fundamento.....</i>	- 105 -
3.4.2	<i>Plantilla de cálculo desarrollada</i>	- 106 -
3.5	RENTABILIDAD DEL SISTEMA.....	- 110 -
3.5.1	<i>Indicadores de rentabilidad</i>	- 110 -
3.5.2	<i>Cálculo de la rentabilidad del SST optimizado en los diferentes escenarios</i>	- 111 -
3.5.3	<i>Variables asumidas</i>	- 114 -
3.5.4	<i>Análisis de sensibilidad</i>	- 114 -
4	RESULTADOS.....	- 116 -
4.1	POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	- 116 -
4.1.1	<i>Energía y eficiencia del captador</i>	- 116 -
4.1.2	<i>Energía y eficiencia del sistema</i>	- 117 -
4.2	AHORRO ENERGÉTICO DEL SISTEMA SOLAR	- 119 -
4.2.1	<i>Inversión del SST optimizado</i>	- 119 -
4.2.2	<i>Energía suministrada por el SST en los distintos escenarios.....</i>	- 122 -
4.2.3	<i>Ahorro generado por el SST en los distintos escenarios</i>	- 125 -
4.2.4	<i>Pago total a lo largo de la vida útil en los escenarios optimizados.....</i>	- 131 -
4.3	RENTABILIDAD DEL SISTEMA SOLAR	- 138 -
4.3.1	<i>Rentabilidad en los escenarios planteados.....</i>	- 138 -
4.3.2	<i>Análisis de sensibilidad</i>	- 145 -
5	CONCLUSIONES	- 161 -
6	BIBLIOGRAFÍA	- 165 -

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Aumento de las temperaturas globales en la tierra (Cambio Climático Global, http://cambioclimaticoglobal.com)	- 12 -
Figura 2. Esquema de funcionamiento de un SST convencional. Adaptada de Kaygusuz (Kaygusuz, 2001).....	- 16 -
Figura 3. Detalle estructural del captador plano (Kalogirou, 2004).....	- 22 -
Figura 4. Esquema de sistema de tubos de vacío (Solepanel, www.solepanel.cl)	- 23 -
Figura 5. Curva de rendimiento de varios captadores solares (Irradiancia: 1000 w/m^2 , T_{amb} 20°C , ángulo de incidencia 0°C) (Díaz et al., 2015)	- 26 -
Figura 6. Influencia de la temperatura de operación de una red en el rendimiento de los captadores (Díaz et al., 2015).....	- 27 -
Figura 7. Potencia térmica inst .mediante colectores solares térmicos por países (REN 21, 2016) ..	- 31 -
Figura 8. Capacidad global captadores solares en el mundo (REN21, 2016)	- 31 -
Figura 9. Aplicaciones de agua caliente solar por región o país 2014 (REN21, 2016)	- 32 -
Figura 10. Mapa solar de España (López-Cózar, 2006).....	- 33 -
Figura 11. Capacidad de instalaciones solares térm. de concentración por región (REN 21, 2016) -	- 33 -
Figura 12. Aplicación según la temperatura del agua obtenida (Velázquez-Limón, 2013).....	- 35 -
Figura 13. Sumatorio de la energía cedida al depósito al cabo del día, para un día promedio con irradiación próxima a $8000 \text{ Wh}/(\text{m}^2\text{d})$ (Porrás-Prieto, 2015).	- 38 -
Figura 14. Clasificación de actividades en el sector cárnico (Adaptada de AINIA, 1996).....	- 47 -
Figura 15. Diagrama de flujo, matadero polivalente (Adaptada de López-Vázquez & Casp, 2004)...	- 50 -
Figura 16. Diagrama de flujo matadero avícola (Pardo González, 1999).....	- 51 -
Figura 17. Diagrama de flujo de elaboración de productos cocidos (Prandl et al., 1994)	- 52 -
Figura 18. Diagrama de flujo de elaboración de embutidos (Adaptada de Martín Bejarano, 2001) ..	- 53 -
Figura 19. Consumo de agua por sector, en la Comunidad de Madrid (Prointec, 2016).....	- 56 -
Figura 20. Distribución del caudal de agua abastecido en la CCAA de Madrid según su origen (Prointec, 2016)	- 56 -
Figura 21. Nivel de consumo de agua y t. de producción por empresa (Casas Forero, 2012)	- 60 -
Figura 22. Puntos de consumo de agua en el procesado de productos cárnicos (AINIA, 1996).....	- 63 -
Figura 23. Proceso de elaboración del jamón en Industria A. Adaptación de AINIA (1996).....	- 72 -
Figura 24. Proceso de elaboración del jamón en Industria B. Adaptación de AINIA (1996)	- 74 -
Figura 25. Diagrama de proceso y puntos de consumo de agua en la industria C. Adaptación de AINIA (1996).....	- 76 -
Figura 26. Volumen de agua caliente demandado en la industria A (60°C , 13 h).....	- 86 -
Figura 27. Volumen de agua caliente demandado en industria B (80°C , 8 h)	- 87 -
Figura 28. Volumen de agua caliente demandado en industria C ($45\text{-}100^\circ\text{C}$, 11 h).....	- 87 -
Figura 29. Promedio diario de temperatura exterior en las diferentes localizaciones analizadas.....	- 88 -

Figura 30. Promedio mensual de irradiación incidente en el captador en las diferentes localizaciones analizadas, utilizando como inclinación del captador la latitud del lugar.	- 89 -
Figura 31. Promedio mensual de temperatura de la red de suministro estimada a partir de datos de temperatura del terreno a 0,5 m de profundidad	- 90 -
Figura 32. Vista aérea de la ubicación del sistema solar en la ETSIAAB	- 91 -
Figura 33. Detalle del tubo de vacío.....	- 92 -
Figura 34. Esquema de la instalación experimental instalada en la ETSIAAB.....	- 95 -
Figura 35. Ejemplo de la implementación de las ecuaciones en VBA.....	- 98 -
Figura 36. Ejemplo del cálculo de las variables con intervalo de un minuto	- 98 -
Figura 37. Ejemplo de procesamiento de datos mediante el uso de tablas dinámicas.....	- 99 -
Figura 38. Diferencias entre la energía real cedida al depósito cada hora y la energía estimada a través del modelo optimizado mediante Solver. Todas las TADr.	- 101 -
Figura 39. Diferencias entre la energía real cedida al depósito cada hora y la energía estimada a través del modelo optimizado mediante Solver. TADr 80 °C.....	- 101 -
Figura 40. Diferencias entre la energía real cedida diariamente al depósito y la energía estimada a través del modelo original optimizado mediante Solver.....	- 102 -
Figura 41. Diferencias entre la energía real cedida diariamente al depósito y la energía estimada a través del modelo basado en la TADr optimizado mediante Solver.	- 103 -
Figura 42. Porcentaje de la energía útil diaria cedida al depósito en cada hora del día	- 104 -
Figura 43. Ejemplo de la platilla de cálculo desarrollada.....	- 106 -
Figura 44. Pago total actualizado (energía + inversión instalación) durante la vida útil de la instalación, en función del número de colectores solares de 2 m ² instalado.	- 113 -
Figura 45. Energía útil extraída del captador frente a la irradiación solar	- 116 -
Figura 46. Eficiencia del captador frente a la irradiación solar.....	- 117 -
Figura 47. Energía útil cedida al depósito frente a la irradiación solar.....	- 118 -
Figura 48. Eficiencia del sistema frente a la irradiación solar.....	- 118 -
Figura 49. Número óptimo de captadores solares que minimiza el pago total durante 20 años con caldera eléctrica existente	- 119 -
Figura 50. Número óptimo de captadores solares que minimiza el pago total durante 20 años con caldera de gasóleo existente.....	- 120 -
Figura 51. Inversión necesaria para el SST optimizado con caldera eléctrica.....	- 120 -
Figura 52. Inversión necesaria para el SST optimizado con caldera de gasóleo	- 121 -
Figura 53. Energía suministrada por el SST (kWh) con caldera eléctrica	- 123 -
Figura 54. Porcentaje sobre el total de energía necesaria con caldera eléctrica.....	- 124 -
Figura 55. Energía suministrada por el SST (kWh) con caldera de gasóleo.....	- 124 -
Figura 56. Porcentaje sobre el total de energía necesaria con caldera de gasóleo.....	- 125 -
Figura 57. Coste energético anual sin SST con caldera eléctrica (€).....	- 126 -

Figura 58. Coste energético anual con SST con caldera eléctrica (€)	127 -
Figura 59. Ahorro energético generado por el SST con caldera eléctrica (%)	128 -
Figura 60. Coste energético sin SST (€) con caldera de gasóleo	129 -
Figura 61. Coste energético con SST (€) con caldera de gasóleo.....	130 -
Figura 62. Ahorro energético generado por el SST (%) con caldera de gasóleo	131 -
Figura 63. VAN de la instalación si la caldera es eléctrica (€).....	138 -
Figura 64. VAN/Inversión de la instalación si la caldera es eléctrica.....	139 -
Figura 65. VAN de la instalación si la caldera es de gasoil (€)	140 -
Figura 66. VAN/Inversión de la instalación si la caldera es de gasoil	141 -
Figura 67. TIR (%) si la caldera es eléctrica	142 -
Figura 68. TIR (%) si la caldera es de gasoil	142 -
Figura 69. Pay-back (años) si la caldera es eléctrica.....	143 -
Figura 70. Pay-back (años) si la caldera es de gasoil.....	144 -
Figura 71. VAN/Inversión para Inversión variable, caldera eléctrica en Industria A (Ta 60, 13h lab) -	145 -
Figura 72. VAN/Inversión para Inversión variable, caldera eléctrica en Industria B (Ta 80, 8h lab) ..	146 -
Figura 73. VAN/Inversión para Inv. variable, caldera eléctrica en Industria C (Ta 45-100, 11h lab)..	146 -
Figura 74. VAN/Inversión para Inv. variable, caldera de gasoil en Industria A (Ta 60, 13h lab)	147 -
Figura 75. VAN/Inversión para Inv. variable, caldera de gasoil en Industria B (Ta 80, 8h lab)	148 -
Figura 76. VAN/Inversión para Inv. variable, caldera de gasoil en Industria C (Ta 45-100, 11h lab) -	148 -
Figura 77. VAN/Inversión para Tasa de actualización var, caldera eléc. en Ind A (Ta 60, 13h lab) ..	149 -
Figura 78. VAN/Inversión para tasa de actualización var, caldera eléc en Ind B (Ta 80, 8h lab.)	150 -
Figura 79. VAN/Inversión tasa de actualización var, caldera eléc en Ind C (Ta 45-100, 11h lab.)...	150 -
Figura 80. VAN/Inversión Tasa de actualización var, caldera de gasoil en Ind A (Ta 60, 13h lab.) ..	151 -
Figura 81. VAN/Inversión tasa de actualización var, caldera de gasoil en Ind B (Ta 80, 8h lab.) ...	152 -
Figura 82. VAN/Inversión tasa de actualización var, cald de gasoil en Ind C (Ta 45-100, 11h lab.)-	152 -
Figura 83. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera eléctrica en Industria A (Ta 60, 13h lab)...	153 -
Figura 84. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera eléctrica en Industria B (Ta 80, 8h lab).....	154 -
Figura 85. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera eléctrica en Ind. C (Ta 45-100, 11h lab)...	154 -
Figura 86. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera de gasoil en Industria A (Ta 60, 13h lab)...	155 -
Figura 87. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera de gasoil en Industria B (Ta 80, 8h lab)....	156 -
Figura 88. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera de gasoil en Ind. C (Ta 45-100, 11h lab)...	156 -
Figura 89. VAN/Inversión coste energético variable, caldera eléctrica en Ind. A (Ta 60, 13h lab) ...	157 -
Figura 90. . VAN/Inversión coste energético variable, caldera eléctrica en Ind. B (Ta 80, 8h lab) ...	157 -
Figura 91. VAN/Inversión coste energético variable, caldera eléc. en Ind. C (Ta 45-100, 11h lab)...	158 -
Figura 92. VAN/Inversión coste energético variable, caldera de gasoil en Ind. A (Ta 60, 13h lab) ..	159 -
Figura 93. VAN/Inversión coste energético variable, caldera de gasoil en Ind. B (Ta 80, 8h lab)	159 -
Figura 94. VAN/Inversión coste energético variable, caldera de gasoil en Ind. C (Ta 45, 11h lab)...	160 -

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Clasificación de captadores: forma y el movimiento (Handayani & Ariyanti, 2012)	- 20 -
Tabla 2. Clasificación y esquema de los captadores solares (Norton, 2012)	- 21 -
Tabla 3. Clasificación de los SST según el tipo de circulación (Adaptada de Seddegh et al., 2015)-	27 -
Tabla 4. Potencia de instalación solar agua caliente por países, 2014 (REN21, 2016)	- 34 -
Tabla 5. Indicadores de rent. de la inst. CPV en 10 viviendas europeas (Porras-Prieto et al., 2016) .-	39 -
Tabla 6. Indicadores de rentabilidad SST por m ² como sistema complementario de caldera de gasóleo existente, contabilizando toda la energía cedida al dep. como energía útil (Porras-Prieto, 2015).....	- 40 -
Tabla 7. Indicadores de rentabilidad SST por m ² como sistema complementario de caldera eléctrica existente, contabilizando toda la energía cedida al dep. como energía útil (Porras-Prieto, 2015).....	- 41 -
Tabla 8. Resultados mensuales de la instalación proyectada en fábrica de embutidos (Comunidad de Madrid & Fenercon, 2010).....	- 42 -
Tabla 9. Resultados mensuales de la instalación proyectada en almazara (Comunidad de Madrid & Fenercon, 2010)	- 43 -
Tabla 10. Consumo de agua para las producciones agroindustriales más típicas (Melguizo, 1994) -	55 -
Tabla 11. Media de consumo de agua caliente en mataderos según la consul AMB (AINIA, 1996) .-	58 -
Tabla 12. Media de consumo de agua caliente en el matadero de Frimancha (Ciudad Real) (Alemany & de los Mozos, 2010)	- 58 -
Tabla 13. Reparto del consumo de agua en un matadero polivalente de tamaño medio. (Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid, 1998)	- 59 -
Tabla 14. Reparto del consumo de agua en un matadero de porcino de tamaño medio. (Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid, 1998)	- 59 -
Tabla 15. Módulo de consumo de agua por etapa de proceso, para 8 empresas cárnicas (Casas Forero, 2012)	- 61 -
Tabla 16. Consumo de agua caliente en 8 empresas cárnicas (Casas Forero, 2012)	- 61 -
Tabla 17. Consumo de agua caliente de media según AMB consultores (AINIA, 1996)	- 62 -
Tabla 18. Temperatura requerida para agua caliente industrial en la industria A (60 °C, 13h).....	- 78 -
Tabla 19. Agua caliente demandada de uso industrial en la industria A (60 °C, 13h).....	- 78 -
Tabla 20. Temperatura requerida para agua caliente sanitaria en la industria A (60 °C, 13h).....	- 79 -
Tabla 21. Agua caliente demandada de uso sanitario en la industria A (60 °C, 13h).....	- 79 -
Tabla 22. Temperatura requerida para agua caliente industrial en Industria B (80 °C, 8h).....	- 80 -
Tabla 23. Agua caliente demandada de uso industrial en Industria B (80 °C, 8 h)	- 81 -
Tabla 24. Temperatura requerida para agua caliente sanitaria en Industria B (80 °C, 8h)	- 81 -
Tabla 25. Agua caliente demandada de uso sanitario en Industria B (80 °C, 8h)	- 81 -
Tabla 26. Temperatura requerida para agua caliente industrial en industria C (45-100 °C, 11 h).....	- 83 -
Tabla 27. Agua caliente demandada de uso industrial en industria C (45-100 °C, 11 h).....	- 83 -

<i>Tabla 28. Temperatura requerida para agua caliente sanitaria en Industria C (45-100 °C, 11 h).....</i>	<i>- 83 -</i>
<i>Tabla 29. Agua caliente demandada de uso sanitario en Industria C (45-100 °C, 11 h)</i>	<i>- 84 -</i>
<i>Tabla 30. Resumen del consumo de agua de proc. de las tres plantas y caract de cada una</i>	<i>- 84 -</i>
<i>Tabla 31. Resumen del agua caliente sanitaria de las tres plantas y caract. de cada una.....</i>	<i>- 85 -</i>
<i>Tabla 32. Características técnicas del captador</i>	<i>- 92 -</i>
<i>Tabla 33. Parámetros de eficiencia del captador.....</i>	<i>- 92 -</i>
<i>Tabla 34. Características técnicas de los tubos de vacío.....</i>	<i>- 93 -</i>
<i>Tabla 35. Tabla de datos base para el análisis de rentabilidad</i>	<i>- 112 -</i>
<i>Tabla 36. Aplicación del cálculo del VAN, TIR y Payback.....</i>	<i>- 113 -</i>
<i>Tabla 37. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera eléctrica y el suministro mediante caldera eléctrica y sistema SST. Industria A, 60 °C, 13 h</i>	<i>- 132 -</i>
<i>Tabla 38. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera de gasóleo y el suministro mediante caldera de gasóleo y sistema SST. Industria A, 60 °C, 13 h.....</i>	<i>- 133 -</i>
<i>Tabla 39. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera eléctrica y el suministro mediante caldera eléctrica y sistema SST. Industria B, 80 °C, 8 h</i>	<i>- 134 -</i>
<i>Tabla 40. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera de gasóleo y el suministro mediante caldera de gasóleo y sistema SST. Industria B, 80 °C, 8 h</i>	<i>- 135 -</i>
<i>Tabla 41. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera eléctrica y el suministro mediante caldera eléctrica y sistema SST. Industria C, 45-100 °C, 11 h</i>	<i>- 136 -</i>
<i>Tabla 42. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera de gasóleo y el suministro mediante caldera de gasóleo y sistema SST. Industria C, 45-100 °C, 11 h.....</i>	<i>- 137 -</i>

*serenitatem accipere res quae non possum mutare, fortitudinem mutare res quae possum
atque sapientiam differentiam cognoscere*

AGRADECIMIENTOS

*A mi director, por su tenacidad, capacidad de trabajo e insistencia por mejorar y tratar de
llegar a la excelencia
Al departamento de Ingeniería Agroforestal, sin su ánimo, habría abandonado varias veces
esta locura
A las industrias que se han prestado para entregar sus datos, por su tiempo y por dejarnos
entrar en “su cocina”*

*A mis padres, por su exigencia que me ha hecho fuerte y por ser de las personas más
honestas y limpias que conozco, espero haber aprendido
A mi hermana, que siempre está ahí y a mis sobrinos; Gael, no cambies
A mis amigos, que cuando me he caído he podido contar con vosotros, sois muy importantes
para mí. Gracias por valorarme
A mis primos, que siempre habéis estado ahí, para lo que sea
A mis compañeros de trabajo, que me han ayudado con datos, cálculos, bromas y mucho
apoyo*

A Mariano, la primera persona que creyó en mí

LISTADO DE SÍMBOLOS

SÍMBOLOS DEL ANÁLISIS ENERGÉTICO

A_c	Área útil del captador (m^2)
C_p	Calor específico del fluido de transferencia de calor ($Wh/(kg\ ^\circ C)$)
E_d	Energía disponible en el depósito en forma de agua caliente (Wh)
E_{aux}	Energía suministrada por el sistema auxiliar (Wh)
E_h	Energía cedida al depósito en cada intervalo horario (Wh)
E_{dem}	Energía demandada en forma de agua caliente (Wh)
$E_{SST,max}$	Energía máxima que podría suministrar el SST (Wh)
E_{SST}	Energía real suministrada por el SST (Wh)
G	Irradiancia solar global (W/m^2)
$\dot{m}$	Índice de la masa de fluido que transporta el calor (kg/h)
Q_c	Potencia útil extraída del captador (W/m^2)
Q_d	Potencia útil cedida al depósito (W/m^2)
Q_{pt}	Pérdidas de potencia en las tuberías de suministro (W/m^2)
SC_1-SC_3	Temperatura de las sondas del sistema de control ($^\circ C$)
T_1	Temperatura del fluido caloportador dentro del CTV ($^\circ C$)
T_2	Temperatura del fluido caloportador a la salida del CTV ($^\circ C$)
T_3	Temperatura del fluido caloportador a la entrada del depósito ($^\circ C$)
T_4	Temperatura del fluido caloportador a la salida del depósito ($^\circ C$)
T_5	Temperatura del fluido caloportador a la entrada del CTV ($^\circ C$)
T_6	Temperatura del agua en la parte inferior del depósito ($^\circ C$)

T_7	Temperatura del agua en la parte media del depósito (°C)
T_8	Temperatura del agua en la parte superior del depósito (°C)
T_9	Temperatura del agua a la salida del depósito (°C)
T_{10}	Temperatura del agua a la entrada del depósito (°C)
T_a	Temperatura del aire ambiente o circundante (° C)
TAD_r	Temperatura del agua del depósito requerida (° C)
T_d	Temperatura media del agua dentro del depósito (° C)
$T_{d \text{ antes}}$	Temperatura del depósito antes de la descarga de agua (° C)
$T_{d \text{ desp}}$	Temperatura del depósito después de la descarga de agua (° C)
T_m^*	Diferencia de temperatura reducida: $((T_m - T_a)/G)$
T_m	Temperatura media del fluido dentro del CTV (° C)
T_{red}	Temperatura del agua de la red de suministro (° C)
V_d	Volumen del depósito de almacenamiento (m ³)
V_{dem}	Volumen de agua caliente demandado a la TADr (m ³)
V_{desc}	Volumen de agua caliente que se extrae del depósito (m ³)
η_c	Eficiencia del captador
η_s	Eficiencia del sistema
ρ	Densidad del fluido caloportador (Kg/m ³)

SÍMBOLOS DEL ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

C_{aj}	Cobros antes de la inversión del año j
C_{dj}	Cobros después de la inversión del año j
K	Pago de la inversión
n	Nº de años o vida útil de la inversión

P_{aj}	Pagos antes de la inversión del año j
P_{dj}	Pagos después de la inversión del año j
P_j	Pagos efectuados
r	Tasa de actualización (tipo de descuento)
R_a	Dinero en caja antes de la inversión
R_d	Dinero en caja después de la inversión
R_j	Flujo de caja del año j

OTROS SÍMBOLOS

Al_2O_3	Óxido de Aluminio
Bar	Bares (presión)
C_j	Cobros antes de la inversión del año j
CuO	Óxido de Cobre
GW_{th}	Gigavatios termales
K	Grados Kelvin
Km	Kilómetros
kp/cm^2	Kilopondios/centímetro cuadrado
kWh/L	Kilovatios-hora/litro
kWh	Kilovatio-hora
m/s	Metros / segundo
m^3	Metros cúbicos
m^3/t	Metros cúbicos/tonelada
MW	Megavatios
$MWh/año$	Megavatios-hora/año
$t/año$	Toneladas/año
W/m^2	Vatios/metro cuadrado

SIGLAS

ACI	Agua caliente industrial
ACS	Agua caliente sanitaria
AIE	Agencia internacional de la energía
ANICE	Asociación nacional de industrias de la carne de España
COREWS	Corporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos
CPP	Captadores de placa plana
CSP	Captadores de placas solares
CTV	Captadores de tubos de vacío
FAO	Food agricultural organization
FASA	Fabricación de automóviles, S.A.
IPCC	Grupo intergubernamental de expertos sobre cambio climático
IPCC	Prevención y control integrado de la contaminación
LCC	Life cycle cost
LCS	Life cycle saving
MENA	Oriente Medio y Norte de África
NASA	National aeronautics and space administration
OPEC	Organization of the petroleum exporting countries
OPEP	Organizaciones productoras y exportadoras de petróleo
PB	Payback o plazo de recuperación
PIB	Producto interior bruto
PLC	Programmable logic controller
PYMES	Pequeñas y medianas empresas
SST	Sistema solar térmico
TIR	Tasa interna de rendimiento
UE	Unión Europea
UNE	Una norma española

USA	United States of America
VAN	Valor actualizado neto
VBA	Visual basic for applications

RESUMEN

El desarrollo sostenible, el acceso universal a la energía barata y limpia y la seguridad energética, son claves para la prosperidad y para alcanzar la igualdad en el planeta. El objetivo fijado por el Plan de Energías Renovables 2011-2020 de obtener el 20% de la energía de procedencia renovable no se está cumpliendo en España, a pesar de disponer de recursos renovables con un elevado potencial, como la energía solar.

Dentro del sector agroalimentario, las industrias cárnicas presentan una alta producción y son un tejido productivo importante en este país. En este tipo de industrias, el agua caliente empleada en el proceso productivo es un aspecto clave para operaciones de limpieza, cocción, etc., implicando un gran consumo energético. La demanda de agua caliente no es muy estacional, lo que *a priori* le hace buena candidata para la instalación de sistemas solares térmicos (SST). No obstante, la implantación de estos sistemas es escasa en el sector, debido a que la demanda de agua caliente es muy variable en temperatura y horarios, requiriéndose por lo general temperaturas más elevadas que en el suministro de agua caliente sanitaria.

Esta tesis pretende contribuir al fomento y utilización de las energías renovables en el sector agroindustrial a través del estudio de los SST con captadores de tubos de vacío para suministrar parte de la demanda de agua caliente en las industrias cárnicas. Para ello se han establecido patrones de demanda típicos de las industrias (temperatura y volúmenes demandados y horarios en los que se requieren); a través de una instalación experimental se ha caracterizado el potencial de producción de este tipo de sistemas solares a lo largo del año; se ha cuantificado la energía útil que el sistema solar es capaz de suministrar a lo largo del año, en diferentes industrias y escenarios; finalmente se ha determinado la rentabilidad del sistema solar como sistema complementario de suministro en 3600 casos distintos.

Los estudios arrojan resultados optimistas para la implantación de estos sistemas. En ciudades con niveles de irradiación por encima de 1.700 kWh/año (Madrid, Barcelona, Sevilla y Murcia) la energía anual suministrada por un SST optimizado varía entre el 29% y el 73% del total de la energía necesaria; el gasto energético anual se reduce entre un 25% y 68%. En estos casos todos los indicadores de rentabilidad son positivos, con payback entre 8 y 19 años en función del tipo de instalación de suministro energético complementario y de las características concretas de la demanda de la industria.

Por el contrario, en ciudades con bajos niveles de irradiación, como La Coruña y Bilbao, la energía obtenida es mucho menor, aumentando el payback en los escenarios en los que la

instalación es rentable. En muchos casos, la inversión no sería recomendable, lo cual pone de manifiesto que la rentabilidad energética está en función de la cantidad demandada, del sistema de suministro complementario y de la localización. Claramente todos los índices de rentabilidad hacen mucho más rentable la sustitución de energía eléctrica que del petróleo. La causa principal es la diferencia de coste energético entre ambas.

Bajo los escenarios planteados se ha llevado a cabo un análisis de sensibilidad, cuantificando los umbrales de rentabilidad ante la variación de los parámetros definidos; en concreto: cambios en el coste de la inversión, coste energético, vida útil de la instalación y tasa de actualización. Por ejemplo, este análisis permite cuantificar la rentabilidad si la vida útil se incrementase o se redujese, si el precio de la inversión disponible fuese diferente, etc. aportando información adicional de gran valor para la toma de decisiones del sector.

Los resultados de esta tesis pueden ser de gran utilidad para incrementar la implantación de estos sistemas en las industrias cárnicas, con el fin de lograr un sector agroindustrial más sostenible y competitivo.

ABSTRACT

The sustainable development, the economic, clean and universal energy access and the safety energy, are the keys to get the planet equality and the prosperity. The objective set by the Plan of Renewable energies 2011-2020, was to obtain the 20% of the energy from renewable, and Spain is not meeting the goal, in spite of having the renewable and high energy solar potential.

Focused on the food and agricultural sector, the meat industries have a high production rate, therefore are an important sector industry in this country. The heat water used in these kind of industries used in the productive process is the key in cleaning process, boiling... that uses a high energy consumption. The demand of warm water is not very seasonal, this is why it is an interesting kind of industry where install these Solar Thermal Systems. Nevertheless, the number of installations is limited, because of the hourly variability and different temperatures needed. The rate of temperatures in food industry is higher than the one used in sanitary water.

This dissertation pretends to contribute to the promotion and utilization of renewable energies in the agro-industrial sector across the study of SST, using vacuum tube collectors to supply part of the demand in the meat industries. To make it, demand heat water standards have been taken in some industries (Volume and temperature water demand and the timing when is required) installing an experimental prototype, the potential energy production has been defined in these kind of solar systems, over the year. The useful energy the solar system can produce, has been calculated during the year, in different industries and stages. Finally, the profitability has been determined, having the solar system as a complementary to the current energy system. There have been calculated 3600 scenarios.

The results are optimistic to install these kind of solar systems. Cities which have a high irradiation level over 1.700kWh/year (Madrid, Barcelona, Seville & Murcia) obtain energy from the SST improved between 29% and 73% from the total of the energy demand. The annual energetic spend is reduced between the 25% and 68%. These indexes of profitability are positive, including the payback from 8 to 19 years, depending on the kind of complementary energy system and the concrete characteristics of the water demanded in the industry.

On the other hand, cities that have low irradiation level like La Coruña & Bilbao, the energy obtained is lower, growing the payback in the suppositions that the installation is profitable. Some cases, the investment is not recommendable, that means how important is the situation and the complementary system used in the installation. Clearly all profitability rates show that swag the electricity energy is more rentable than swag petrol energy. The main reason is the different energy price between both.

Under the baseline scenarios, a sensitivity analysis has been carried out, determining the threshold of profitability with changes in defined parameters; specifically: change in investment cost, energy prices, useful life of the installation and discount rate. As an example, this analysis allows quantify the profitability in case the useful life is increased or reduced, if the available investment price was different... this study can provide high qualified additional information which allow the investors to take the decision.

The results of this dissertation could be used to increase the number of solar system installation in meat industries, whose goal is get an agro-industrial sector more sustainable and competitive.

1 INTRODUCCIÓN

1.1 SISTEMAS SOLARES TÉRMICOS PARA SUMINISTRO DE AGUA CALIENTE

1.1.1 Fundamentos de la energía solar

El sol es una esfera de gases calientes de diámetro 1.392.000 km. El sol tiene una temperatura interior de 5.762 K. El sol es un reactor de fusión continuo en el que el Hidrógeno se convierte en Helio (Soteris et al., 2003).

La radiación en el Sol es de 63 450 720 W/m². La energía que llega al exterior de la atmósfera terrestre sobre una superficie perpendicular a los rayos solares lo hace en una cantidad fija, llamada constante solar (1353 W/m² según la NASA) variable durante el año un $\pm 3\%$ a causa de la elipticidad de la órbita terrestre. Esta energía es una mezcla de radiaciones de longitudes de onda entre 200nm y 4000nm, que se distingue entre radiación ultravioleta, luz visible y radiación infrarroja (López-Cózar, 2006).

La cantidad de energía solar recibida anual es tan vasta que equivale aproximadamente al doble de toda la energía producida jamás por otras fuentes de energía no renovable, como son el petróleo, el carbón, el uranio y el gas natural (Soteris et al., 2003).

El hombre viene usando esta energía desde la prehistoria: existen estudios en los que el Sócrates desarrolla ideas acerca de la orientación de las casas, para tener frío en verano y ser templadas en invierno.

Desde la prehistoria, el sol ha secado los alimentos, evaporando el agua y conservando con sal, se encuentran las primeras “industrias alimentarias” durante la época romana.

Se han encontrado escritos de la antigüedad egipcia que dicen que las pirámides se construyeron con una escalera que buscara el sol.

La mayor ventaja de la energía solar comparada con otras formas de energía es que se trata de una energía limpia, no contamina y no tiene coste económico puesto que todos tenemos acceso al sol.

Hasta el Siglo XX la mayoría de la energía provenía de los combustibles fósiles, puesto que su explotación ha sido muy desarrollada y estudiada y el coste de la misma era significativamente menor que el uso de energías alternativas.

Doce días durante el invierno de 1973 cambiaron el rumbo del uso de los combustibles fósiles. El ejército Egipcio asaltó el canal de Suez el 12 de Octubre, provocando una fuerte crisis económica internacional, debida a la demanda y coste de la energía (Soteris et al., 2003).

Tanto el precio como la geo-estrategia política hicieron que los 6 países miembros de la OPEC, Organizaciones Productoras y Exportadoras de Petróleo, se reunieran y decidieran no consultar más los precios con las compañías productoras, subiendo el precio el 70%.

Con los actuales ratios de consumo, las reservas de gas y petróleo podrían cubrir la demanda entre 40 y 60 años, mientras que las de carbón cubrirían 250 años.

Viendo este dato, se entiende por qué el rápido incremento de precios actual y se puede prever claramente cómo los precios van a seguir incrementando.

El uso y consumo de energía son claves para el desarrollo de los pueblos, las zonas con disponibilidad de energías son áreas más favorecidas y prósperas que las que no disponen de energías y las tienen que comprar.

Parece claro que el deterioro del medio ambiente se debe a una mezcla de factores, pero uno de ellos es sin duda el uso de energías fósiles.

El efecto invernadero y el cambio climático que se está comprobando de forma muy evidente en los últimos años. Uno de los factores determinantes es el aumento de consumo de energías fósiles.

Actualmente, el consumo diario de petróleo es de 94 millones de barriles (dato OPEP para 2016), a pesar de las nefastas conocidas consecuencias de este consumo para el medio ambiente, se espera que aumente a 123 millones diarios, aproximadamente en 2025. (OPEC, www.opec.org).

Se espera que la población mundial se duplique a mediados del próximo siglo, además el crecimiento económico de muchos países que han pasado de ser países no desarrollados a países emergentes, hace que la demanda de fuel se incremente de manera exponencial.

Existe en la actualidad consenso, casi absoluto, en torno a la idea de que nuestro modo de producción y consumo energético está generando un aumento de la temperatura y cambio en el clima global, lo que provoca serios impactos en el medio ambiente y en los sistemas socioeconómicos.

Ya en el año 2001 el Tercer Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC) ponía de manifiesto la evidencia proporcionada por las observaciones de los sistemas físicos y biológicos que mostraba que los cambios regionales en el clima, en concreto los aumentos de las temperaturas, estaban afectando a los diferentes sistemas y en distintas partes del globo terráqueo. Señalaba, en definitiva, que se están acumulando numerosas evidencias de la existencia del cambio climático y de los impactos que de él se derivan. En promedio, la temperatura ha aumentado aproximadamente $0,6^{\circ}\text{C}$ en el siglo XX. El nivel del mar ha crecido de 10 a 12 centímetros y los investigadores consideran que esto se debe a la expansión de océanos, cada vez más calientes (IPCC, www.ipcc.ch).

El cambio climático nos afecta a todos. El impacto potencial es enorme, con predicciones de falta de agua potable, grandes cambios en las condiciones para la producción de alimentos y un aumento en los índices de mortalidad debido a inundaciones, tormentas, sequías y olas de calor. En definitiva, el cambio climático no es un fenómeno sólo ambiental sino de profundas consecuencias económicas y sociales. Los países más pobres, que están peor preparados para enfrentar cambios rápidos, serán los que sufrirán las peores consecuencias.

Figura 1. Aumento de las temperaturas globales en la tierra (Cambio Climático Global, <http://cambioclimaticoglobal.com>)

Ante este panorama, el uso de energías renovables que no crean capa de CO_2 y por lo tanto no se crea efecto invernadero, parece el camino para disminuir los efectos obvios y evitar en la medida de lo posible las predicciones que los expertos hacen.

Las energías renovables procedentes del sol, son varias y ofrecen energía de diferentes formas: radiación solar, viento, caída del agua, biomasa, gravitacional y geotérmica.

Estas energías tienen un potencial muy alto, sin embargo, son energías muy disipadas a las que a veces no hay acceso sencillo, son variables dependiendo de las regiones, dependiendo de las condiciones meteorológicas y de la época del año.

Los beneficios pueden englobarse en 3 aspectos: ahorro energético, generación de nuevos puestos de trabajo y disminución de la polución ambiental.

A finales de 2001 la capacidad total de energías renovables instalada en el mundo era del 9% de la energía eléctrica generada, en 2016 ya era el 23,70 (Cambio Climático Global, <http://cambioclimaticoglobal.com>).

De este 23,7%, el 16,6% proviene de fuentes hidráulicas, el 3,70% de eólica, el 2% bioproductos, el 1,20% de energía solar y el 0,40% de la geotérmica (REN 21, 2016).

El 56% de la energía renovable instalada en 2015 ha sido solar y el 38% eólica. No obstante el porcentaje de producción de la energía total correspondiente a energía solar sigue siendo muy bajo (REN 21, 2016).

Los beneficios del uso de la energía solar son considerables y se pueden dividir en cuatro aspectos:

- Disminución de la contaminación ambiental
- Reducción del efecto invernadero
- Coste muy bajo de repuestos y mantenimiento por lo que los recursos en consumibles son muy bajos
- Viabilidad de su desarrollo e implementación en los países en desarrollo, a los que otras energías no llegan por falta de inversión y/o interés.

1.1.2 Principales sistemas de aprovechamiento solar

Desde muy antiguo se ha aprovechado la energía solar para el uso humano: actividades como la obtención de sal mediante el secado, la conserva de productos secos como el bacalao o los vegetales, las estufas térmicas solares, las cocinas solares... se vienen usando desde la antigüedad.

Todas las formas de energía existentes en el mundo tienen un origen solar: el aceite, el carbón, el gas natural y los bosques fueron producidos por procesos fotosintéticos, seguidos por reacciones químicas complejas en las cuales la vegetación descompuesta fue expuesta a muy altas temperaturas y presiones durante un período largo de tiempo (Kreith y Kreider, 1978).

La energía solar es limpia, no crea apenas contaminación ambiental y está presente en prácticamente todas las latitudes mundiales, especialmente en las más habitadas, lo que la hacen ser un sistema energético muy potente aún con muchos ángulos por desarrollar.

La energía solar se puede aprovechar de muy distintas formas. A continuación se describen los principales sistemas de aprovechamiento solar.

a) Energía solar fotovoltaica: es la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica. Esta transformación se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las células fotovoltaicas. Cuando los fotones (luz solar) inciden en las caras de la célula solar (que suelen ser de silicio) genera corriente eléctrica, que se aprovecha como fuente de energía. La fabricación de células fotovoltaicas es costosa, económicamente y en tiempo, se están desarrollando otros materiales más eficientes actualmente. Este tipo de energía puede ser a gran escala y a pequeña, para viviendas o sitios aislados donde no llegan otras fuentes de energías, por estos se diferencian dos tipos de instalaciones fotovoltaicas:

- Con conexión a red, donde la energía producida es comprada por una empresa dedicada a la red eléctrica de distribución.
- Instalaciones aisladas para autoconsumo, en viviendas, refugios, estaciones de comunicación, bombeo de agua para riego...

b) Energía solar térmica concentrada: estos sistemas producen electricidad mediante el uso de cientos de espejos que concentran los rayos del sol a temperaturas que oscilan entre los 400 °C y 1000 °C. Este tipo de centrales pueden llevar integrado un sistema de almacenamiento de forma híbrida con otros combustibles, por lo que permiten una potencia firme y energía entregable a demanda del consumidor (industria de distribución eléctrica en general). Son instalaciones de potencia comprendida entre 50 y 280 MW.

Según datos del informe de Greenpeace “Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva mundial” (Richter et al., 2009), cada metro cuadrado de superficie de concentradores puede evitar de 200 a 300 kg de dióxido de carbono cada año.

La inversión de estos sistemas es muy elevada al principio, pero durante el ciclo de vida el coste de mantenimiento representa el 20% del total. El coste de instalación ha bajado, en Estados Unidos se estima que cuesta 0,15 \$/kWh, en algunos lugares se prevé que cueste hasta 0,08 \$

c) Energía solar térmica: esta energía también aprovecha la energía solar, pero en este caso para calentar un fluido, que suele ser agua con algún tipo de fluido añadido con alta capacidad calorífica o aire. Los rayos solares se transforman en calor, este calor puede ser transportado directamente o intercambiado a otro fluido. Puede ser almacenado o de uso directo.

Una vez que la energía se ha transformado en calor, se le pueden dar muy diversos usos: el primero es el aprovechamiento de calor, procesos industriales de secado o transformaciones de líquido a sólidos, obtención de vapor, mediante intercambio calorífico se han desarrollado sistemas de refrigeración, tanto industriales como domésticos o de oficinas o edificios sociales. Por todo esto le hacen un sistema muy interesante en uso y aplicación.

1.1.3 Sistemas de energía solar térmica (SST)

1.1.3.1 Componentes principales

Los sistemas de energía solar térmica representan en la actualidad una manera sencilla, económica y eficaz de aprovechar la energía solar, por lo que cada vez su uso se hace más común en el mundo (Ayompe et al., 2011a).

Tal y como se ha descrito en el apartado anterior, se trata de intercambiadores de calor que transforman la radiación solar en energía calorífica, usando un fluido como medio de captación de esta energía. Lo cual hace que el captador sea el dispositivo más importante en este tipo de sistemas.

El captador es un dispositivo en cuyo interior se alojan los tubos que contienen el fluido caloportador y absorbe o capta la mayor parte de la energía solar que le incide. Esta energía se convierte en calor dentro del fluido que puede ser agua, aire, aceite, circulando a través del captador.

Dentro de este principio básico, los sistemas se han desarrollado enormemente y las variantes son numerosas. Se clasifican y se caracterizan en el punto siguiente.

Figura 2. Esquema de funcionamiento de un SST convencional. Adaptada de Kaygusuz (Kaygusuz, 2001)

Los componentes básicos de un sistema solar son los siguientes:

- Captadores solares
- Sistema de distribución
- Almacenamiento o depósito
- Intercambiador de calor (si no es sistema directo)
- Vaso de expansión
- Sistema de apoyo

a) Captadores. Dada su importancia, se describen y clasifican en el punto siguiente.

b) Sistema de distribución. Es el que transporta el fluido caliente contenido en los captadores solares hasta el punto de consumo. Existen varios tipos de distribución:

- Sistema de circuito cerrado
- Sistemas de circuito abierto

Los segundos son sistemas más sencillos, baratos y resultan muy eficientes, pero al utilizar el propio agua para el consumo puede haber problemas de congelación en época de heladas o incrustaciones de cal por la calidad de las aguas.

Las tuberías se pueden utilizar de cobre y acero inoxidable con uniones soldadas, roscadas o embridadas en el circuito primario. En el circuito secundario se pueden utilizar más tipos de materiales en función del proceso al que se destine la energía, como PVC, aluminio, acero, polipropileno... etc.

El sistema debe llevar válvulas cuyo diseño habitual es el siguiente:

- Para aislamiento: válvulas de esfera
- Para equilibrado de circuitos: válvulas de asiento
- Para vaciado: válvulas de esfera o de macho
- Para llenado: válvulas de esfera
- Para purga de aire: válvulas de esfera o de macho
- Para seguridad: válvulas de resorte

El fluido caloportador suele ser agua, o mezcla de agua con etilenglicol son los fluidos usados dentro de los captadores. Su conductividad es un factor limitante, porque es más baja que la conductividad de la superficie sólida del captador (Colangelo et al. 2015). Innovadores nuevos fluidos se están desarrollando para mejorar esta eficiencia. Se trata de una mezcla de nanopartículas (<1000 nm) de metales u óxido de metales con fluidos tradicionales de transferencia de calor, como el agua, el etilenglicol o el aceite. Minsta et al. (2009) han medido la eficiencia de nanofluidos como CuO o Al₂O₃, obteniendo resultados de mejora entre el 2-24%. Es importante tener en cuenta los procesos de sedimentación de las partículas sólidas en este tipo de fluidos (Colangelo et al., 2013).

d) Sistema de almacenamiento. Uno de los mayores problemas de las energías renovables y como tal la solar, es que no siempre coincide la máxima oferta con el momento de mayor consumo. Por esto, es necesario almacenar la energía obtenida, para ganar aprovechamiento a la instalación realizada.

Por norma general el diseño del depósito debe ser de forma cilíndrica, en proporciones 1:2 ancho/alto. Esto es por la estratificación del agua caliente, que disminuye su densidad y tiende a ascender por encima del agua fría. Según cálculos este diseño sería el más eficiente,

para evitar diferencias de temperatura dentro del depósito muy elevadas (Comunidad de Madrid & Fenercom, 2010).

La capacidad también es un dato importante, se debe mantener un equilibrio entre la superficie de captación y el consumo. Si es pequeño, se desperdicia energía, en cambio, si es demasiado grande no se conseguirían las temperaturas para las que se ha calculado la instalación.

Los materiales habituales de uso son:

- Acumuladores de acero vitrificado
- Acumuladores de acero con tratamiento epoxi
- Acumuladores de acero inoxidable, adecuados al tipo de agua y temperatura
- Acumuladores de cobre
- Acumuladores no metálicos
- Acumuladores de acero negro (solo en circuitos cerrados, sin agua de consumo)

e) Intercambiador de calor. Es el punto de transferencia de calor entre el circuito de captación solar y el sistema de acumulación. Solo los sistemas indirectos lo incluyen. Existen varios tipos de intercambiadores de calor, los más comunes son:

- **Intercambiadores de placas:** compuestos por una serie de placas delgadas de acero que se apilan dentro de un bastidor. El fluido de uno de los circuitos se distribuye por los espacios existentes entre las placas alternas mientras que el fluido procedente del otro circuito hace lo mismo por el otro lado. La potencia de intercambio se obtiene aumentando la superficie, es decir, aumentando el tamaño del bastidor y el número de placas. Este tipo de intercambiadores debe trabajar con fluidos limpios que no obstruyan los espacios entre placas. Dependiendo del modelo pueden trabajar hasta presiones de 25 bar y temperaturas de 170 °C.
- Los intercambiadores de placas tienen dimensiones y pesos reducidos en comparación con otras tecnologías y su mantenimiento es bastante sencillo. Su diseño permite realizar limpiezas con líquidos desincrustantes y desmontar las placas (Díaz et al., 2015).
- **Intercambiadores tubulares:** se trata de un bastidor de tubos paralelos que se introduce en una carcasa cilíndrica. Un fluido circula por los tubos y el otro por el espacio situado entre la carcasa y los tubos. Existen diferentes modelos, los más robustos permiten trabajar a presiones de hasta 100 bar y dado que no disponen de juntas, su construcción es completamente soldada, por lo que admiten mayores temperaturas que los anteriores. El mantenimiento es muy sencillo, ya que son

fácilmente desmontables. Son idóneos para fluidos de cierta viscosidad o con impurezas (Díaz et al., 2015).

f) Vaso de expansión. Los vasos de expansión son sistemas que regulan la presión del sistema, pueden ser abiertos o cerrados:

- Vaso de expansión abierto: deben tener un sistema de rebosamiento que se situará de forma que el incremento del volumen de agua antes del rebose sea igual o mayor a un tercio del volumen del depósito.
- Vasos de expansión cerrados: se dimensionan de forma que la presión mínima en frío en el punto más alto del circuito no sea inferior a $1,50 \text{ kp/cm}^2$ y la presión máxima en caliente en cualquier punto del circuito no supere la presión máxima de trabajo de los componentes (Díaz et al., 2015).

g) Sistema de apoyo auxiliar. Ante las diferencias de irradiación solar durante el día y durante las diferentes épocas del año, los sistemas de apoyo auxiliares son imprescindibles, para evitar restricciones. Las fuentes de apoyo son variables, pero las más comunes son:

- Eléctricos. Muy usados en pequeñas instalaciones, donde el fluido se calienta mediante una resistencia.
- Calderas de gas o gasóleo. Se puede instalar un acumulador, de forma que la instalación coja agua del segundo acumulador en caso de que el solar no ofrezca en ese momento las características requeridas o bien, se puede mezclar. Es más eficiente colocando un segundo acumulador.
- Calderas de biomasa. Para potenciar las instalaciones renovables, las calderas de biomasa están dando muy buenos rendimientos, por lo que como sistema de apoyo son muy eficientes para un sistema solar.

Es importante que exista un sistema de control adecuado que gestione correctamente la instalación, para que el sistema de apoyo funcione cuando sea estrictamente necesario y se aproveche al máximo la energía del sol. Como sistema de control se instala un sistema de válvulas y sondas automáticas, que funcionan en función de la temperatura del acumulador solar, del auxiliar en caso de que haya y de la temperatura de demanda.

1.1.3.2 Clasificación

1.1.3.2.1 Movimiento de los captadores

Los sistemas solares se pueden clasificar, según sea el movimiento de los captadores, si son estacionarios o son móviles. Los captadores estacionarios no mueven su eje orientándose hacia la mayor radiación estacional y diaria, en cambio los móviles sí desplazan bien el eje del captador o bien el sistema de espejos que captan y reflejan la radiación para proyectarla al equipo que absorbe.

La siguiente tabla resume los tipos de captadores según sea la forma y el movimiento. Dentro del movimiento de las placas se clasifican en estacionarios y con movimiento, de un eje o de dos ejes:

	Tipo de colector	Forma	Radio concentración	Rango de temperatura
Estacionarios	Colectores planos (FPC)	Plano	1	130-80
	Tubos de vacío (ETC)	Plano	1	150-200
	Colector parabólico (CPC)	Tubular	1--5	60-240
Un eje	Fresnel o lineales con reflector (LFR)	Tubular	10-40	60-250
	Parabólicos con reflector (PTC)	Tubular	15-45	60-300
	Cilíndricos con reflector (CTC)	Tubular	10-50	60-300
Dos ejes	Parabólicos con plato reflector (PDR)	Point	100-1000	100-500
	Helistotato con colector esférico (HFC)	Point	100-1500	150-2000

Tabla 1. Clasificación de captadores según sea la forma y el movimiento (Handayani & Ariyanti, 2012)

1.1.3.2.2 Según el tipo de captador

Las últimas décadas se ha desarrollado enormemente la tecnología solar y por lo tanto los tipos de captadores que son numerosos. Según la Tabla 2 se pueden clasificar:

Captadores estacionarios

- Captadores planos
- Captadores parabólicos
- Captadores de vacío

Captadores no estacionarios:

- Captadores de ultra alto vacío
- Cilindro parabólicos
- Fresnel o lineales con reflector

- Captadores de concentración de espejos fijos
- Captadores de disco parabólico

		Tipo de colector		Ratio de concentración C1 por insulación directa	Temperaturas indicativas T (K)
		Nombre	Esquema		
Estacionario		No convectivo. Estanque		$c \leq 1$	$300 < T < 360$
		Plano		$c \leq 1$	$300 < T < 360$
		Tubos de vacío		$c \leq 1$	$320 < T < 460$
Con movimiento	Único eje	Parabólico		$1 \leq c < 5 / 5 \leq c \leq 15$	$340 < T < 510 / 340 < T < 560$
		Parabólico con reflector		$15 < c < 40$	$340 < T < 560$
		Fresnel con reflector		$10 < c < 40$	$340 < T < 540$
		Cilíndrico con reflector		$10 < c < 50$	$340 < T < 540$
	Dos ejes	Plato parabólico con reflector		$100 < c < 1000$	$340 < T < 1200$
		Esférico con reflector		$100 < c < 300$	$340 < T < 1000$
		De campo heliostático		$100 < c < 1500$	$400 < T < 3000$

Tabla 2. Clasificación y esquema de los captadores solares (Norton, 2012)

a) Captador de plato plano (CPP)

El sol atraviesa una cobertura transparente que incide en los tubos solares fabricados de materiales de alta absorbencia y es transferida al fluido como medio de transporte en el interior de los tubos, este fluido con calor se almacena o se utiliza. La cobertura transparente se utiliza para evitar las pérdidas por convección. Este tipo de captadores son normalmente estacionarios y no se instalan para seguir el movimiento solar. Los captadores se deben orientar directamente hacia el ecuador, con la superficie de captación orientada hacia el Sur en el hemisferio norte y hacia el Norte en el hemisferio Sur.

Este tipo de captadores se han desarrollado para su uso en climas soleados y cálidos y son muy eficientes con alta radiación y temperaturas exteriores cálidas: sin embargo, su eficiencia se reduce en gran medida cuando las condiciones meteorológicas son desfavorables.

Figura 3. Detalle estructural del captador plano (Kalogirou, 2004)

b) Captadores Parabólicos (CP)

Los captadores parabólicos son captadores a los que se les añade un sistema de vidrios reflectores que reflejan la luz solar en varias direcciones, con lo cual el rendimiento de los mismos es muy amplio. El receptor absorbe la energía solar radiante y la transforma en calor. Esta energía puede ser convertida también en energía eléctrica usando un moto-generador acoplado directamente al receptor o bien puede ser transportado a través de tubos hasta un sistema central de conversión.

Tienen la capacidad de reflejar y absorber la radiación solar dentro de límites muy amplios. Tienen la ventaja de que pueden recibir radiación incidente de una amplia gama de ángulos. El captador de absorción puede ser cilíndrico o plano. La orientación está relacionada con su ángulo de aceptación. Estos captadores pueden ser estacionarios o móviles.

Las ventajas más importantes de los captadores parabólicos son:

- Siempre tienen sol incidente, sin importar el ángulo de incidencia. Son los más eficientes de todos los sistemas captadores solares

- Su típico rango de radio de concentración está entre 600 y 2000, por lo que son altamente eficientes para energía térmica y para conversión de potencia.
- Tienen captadores modulares y reciben unidades que pueden funcionar independientemente como una parte de un completo sistema de platos.

El uso más común de los captadores parabólicos es la generación de electricidad. Son sistemas que utilizan pequeños generadores. El líquido de transporte y absorción es generalmente un fluido de helio e hidrógeno.

c) Captador de Tubos de Vacío (CTV)

Este sistema está compuesto por filas paralelas de tubos de vidrio transparentes, cada tubo contiene un tubo exterior de vidrio y un tubo interior absorbedor de metal unido a una aleta. El revestimiento de la aleta absorbe la energía solar pero inhibe el calor radiactivo que se pierde. Es decir, la parte del tubo que contiene aire impide que el calor se pierda por convección.

Es un sistema más caro que los CPP, pero también es más eficiente.

En este sistema se basa la presente tesis doctoral, por lo que se describe más adelante.

Figura 4. Esquema de sistema de tubos de vacío (Solepanel, www.solepanel.cl)

d) Captadores de ultra alto vacío. Es una variante de los CTV. Son captadores planos donde se ha efectuado el vacío en su interior (10^{-8} mbar) que es mantenido en el tiempo gracias a una bomba Getter que se encuentra alojada en su interior. Presentan superficie acristalada por ambos lados.

Son fijos, se benefician tanto de la radiación directa como de la difusa, al igual que lo hacen los captadores planos convencionales de baja temperatura o de tubo de vacío (Díaz et al., 2015).

e) Captadores cilindro parabólicos. Concentran la irradiación solar directa mediante superficies reflectantes, en un absorbedor que es el encargado de transformar la irradiación solar en energía térmica. Los espejos se disponen en una estructura de sección parabólica y geometría cilíndrica y el absorbedor se sitúa sobre la línea focal de la parábola.

Es necesario instalar un mecanismo de seguimiento que permita el giro del captador sobre su propio eje longitudinal, para que la máxima irradiación incida en el sistema de absorción.

Existen diferentes tipos de absorbedor, que influyen en el rendimiento del captador. Suelen estar formados por tubos de vidrio cuyo eje lo forma un tubo de cobre o acero inoxidable por el que circula el fluido caloportador, que a su vez suele estar recubierto de un tratamiento selectivo que optimiza la absorción de la irradiación solar. Si se realiza el vacío se aumenta el rendimiento (Díaz et al., 2015).

f) Captadores lineales Fresnel. El funcionamiento es similar al cilindro parabólico, solo que en este caso el reflector parabólico se divide en espejos planos situados en un plano paralelo al suelo. Cada espejo debe girar sobre su eje longitudinal para realizar el seguimiento solar y concentrar la irradiación en el receptor solar.

El receptor se compone de un tubo que absorbe que, en algunos casos, va acompañado de un espejo secundario donde se hace la segunda reflexión sobre la parte posterior del tubo.

El absorbedor a su vez, puede estar compuesto por un tubo de vacío similar al caso anterior o bien se puede encapsular en el receptor secundario mediante la colocación de un vidrio enfrente al reflector primario. Con ello se consigue disminuir las pérdidas y mejorar el rendimiento del captador.

En el caso de los captadores solares de Fresnel, el absorbedor no se mueve de forma solidaria al reflector, ya que son los espejos los que giran siguiendo al sol, quedando el tubo absorbedor fijo. El sistema reflector dispone de motores que hacen girar los espejos para seguir la trayectoria del sol. Los espejos pueden girar de forma individual o de forma solidaria.

Una variante dentro de esta tecnología son los captadores compactos lineales de Fresnel, que disponen de dos receptores o absorbedores en lugar de uno. En este caso el receptor no se compone de un tubo y un segundo reflector, sino de un conjunto de tubos encapsulados en una estructura que dispone de un vidrio en la cara enfrentada al reflector. La posibilidad de reflejar en dos receptores en lugar de uno permite disponer de mayores superficies reflectantes por captador ya que estos se pueden aproximar más entre sí sin que se proyecten sombras y permite obtener campos más compactos (Mathias et al., 2016).

g) Captadores de concentración de espejos fijos. Emplean espejos estáticos formados por varios segmentos curvos (reflector) y un receptor móvil o absorbedor que se desplaza sobre una trayectoria circular para buscar el foco de las parábolas formadas por el reflector. Los espejos están diseñados para optimizar la concentración independientemente de la posición del sol.

Pueden alcanzar hasta 200°C de temperatura. Son relativamente ligeros y sencillos de instalar in situ. Se pueden instalar incluso directamente sobre el panel sándwich de la cubierta. Se suelen instalar con cierta inclinación para conseguir mayor aprovechamiento de la energía solar durante todo el año. El ángulo de inclinación depende de la latitud del emplazamiento aunque habitualmente suele ser de 10-15° como mínimo para evitar la acumulación de suciedad y para conseguir una mayor producción energética (Díaz et al., 2015).

h) Captadores de disco parabólico. Son superficies concentradoras de forma parabólica que concentran la energía solar en el punto focal. Tienen un sistema de seguimiento de dos ejes, lo que les permite seguir en todo momento la posición del sol. Requieren de superficies de implantación extensas y de estructuras de soporte de alta calidad debido a su volumen y al sistema de seguimiento (Mathias et al., 2016).

Según indica la Figura 5, los captadores de concentración presentan curvas de rendimiento con pendientes (pérdidas) menores que las de captadores a bajas temperaturas y menores también que los tubos de vacío. La diferencia de rendimiento entre los tres tipos es más acusada cuanto más aumenta la temperatura.

Figura 5. Curva de rendimiento de varios captadores solares (Irradiancia: 1000 w/m^2 , T_{amb} 20°C , ángulo de incidencia 0°C) (Díaz et al., 2015)

Entre los 80°C y los 140°C los más eficientes son los tubos de vacío, a más temperatura los concentrados aumentan el rendimiento. En el rango de temperaturas típico de los procesos de la industria cárnica que se describirán posteriormente (entre 45°C y 100°C), los captadores de tubo de vacío presentan el rendimiento máximo, o próximo al mismo. Este hecho, unido a su simplicidad y coste moderado han motivado su elección para el desarrollo de la presente tesis.

A la vista de esto, se deduce que la temperatura de trabajo es un factor que modifica el rendimiento de los captadores. En la siguiente figura (Figura 6) se muestra, mediante un factor corrector (R_t) la influencia de la temperatura de operación de una red de distrito puede tener sobre el rendimiento de los captadores planos y de tubo de vacío (Díaz et al., 2015).

Figura 6. Influencia de la temperatura de operación de una red en el rendimiento de los captadores (Díaz et al., 2015)

1.1.3.2.3 Según la forma de trabajo del fluido

Otra forma de clasificación de los sistemas solares de agua caliente es la forma de trabajo del fluido. Según Seddegh et al. (2015), se pueden clasificar en:

Tabla 3. Clasificación de los SST según el tipo de circulación (Adaptada de Seddegh et al., 2015)

Dependiendo de la circulación del fluido, los sistemas pueden agruparse en sistemas de circulación pasiva y sistemas de circulación activa (Wang et al. 2014):

- **Sistemas de circulación activa:** son sistemas que precisan de una o más bombas para mover el fluido calorífico. Las bombas están controladas por un sistema de termostatos y válvulas. Este sistema permite que los captadores puedan situarse encima o debajo del depósito, mientras que el sistema pasivo obliga a que los captadores estén bajo el tanque de almacenamiento. Los sistemas activos son considerablemente más eficientes que los pasivos, entre un 35-80% más (Khalifa, 1998).
- **Sistemas de circulación pasiva:** el fluido se transporta mediante métodos termosifónicos, es decir el fluido más caliente sube por diferencia de densidad y baja el frío, el fluido se mueve. En este sistema las placas tienen que estar situadas siempre físicamente por debajo del depósito de agua caliente, para que se permita esta circulación por convección (Nahar, 2002).

Dependiendo del método de transferencia de calor que usa el fluido caloportador los sistemas se clasifican en dos tipos:

- **Sistemas directos:** el agua que se calienta dentro del captador es el directamente usado en el sistema de consumo.
- **Sistemas indirectos:** el fluido dentro del captador se lleva a un sistema de intercambio de calor donde cede su calor a otro fluido que es el usado en el sistema, el fluido caloportador ha perdido su energía calorífica y vuelve al sistema para calentarse de nuevo.

Los métodos de almacenamiento de energía térmica son tres:

- **Energía termoquímica:** se basa en la relación entre la energía absorbida y la liberada en la rotura y reformación de las uniones de las moléculas en una reacción química reversible. En este caso el calor almacenado depende de la cantidad de material de almacenaje, de la reacción endotérmica y exotérmica y del alcance de la conversión (Sharma et al. 2005a).
- **Calor sensible:** esta energía es almacenada elevando la temperatura de un sólido a un líquido. Se usan fluidos de elevada capacidad calorífica, el agua es uno de ellos. La cantidad de energía almacenada depende del calor del medio, de la densidad del fluido, de la temperatura de cambio de estado y de la cantidad de material de almacenamiento (Sharma & Sagara, 2005).

- **Calor latente:** se basa en la absorción de calor o liberación del mismo cuando el material de almacenamiento cambia de sólido a líquido o de líquido a gas, o viceversa. Es más atractivo que el calor sensible porque tiene más densidad de almacenamiento y menor cambio de temperatura durante la carga y la descarga. La comparación entre el almacenamiento mediante calor sensible y calor latente, es que el segundo ofrece densidad de almacenamiento entre 5 y 10 veces más alta requiriendo aproximadamente la mitad de volumen (Demirbas, 2006).

1.1.4 Situación actual de la energía solar térmica

La contribución de la energía solar térmica al consumo energético mundial sigue siendo escasa aún. La capacidad de energía solar instalada en el mundo supera a las otras renovables, incluso a la eólica.

A día de hoy la mayor parte de los captadores solares instalados en el mundo tienen como finalidad la producción de agua caliente para uso doméstico, aunque está creciendo el uso para calefacción. En auge en países como China, Australia, Nueva Zelanda o Europa, donde se integran las aplicaciones solares en los edificios. Además es común el uso para la climatización de piscinas (López-Cózar, 2006). Más adelante se desarrollan otro tipo de aplicaciones, especialmente las industriales.

Según el documento de Greenpeace “Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva mundial 2009” (Richter et al., 2009), con la investigación y desarrollo de nuevos captadores y sistemas como los canales parabólicos y los tubos Fresnel, se han conseguido sistemas más eficientes y que ofrecen temperaturas mucho más elevadas, útiles para procesos industriales como:

- Calor de proceso: esterilización, calderas, frío por absorción, extracción, secado, hidrolizado, limpieza, destilado, pasteurización, esterilización, fusión, pintura... En un estudio de 2008 auspiciado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE) (Vannoni et al, 2008), se determina que en algunos sectores industriales como la alimentación, vino y bebidas, maquinaria de transporte, textil o pasta de papel, se requiere alrededor de un 27 % de calor a temperatura media (100-400 °C) y un 43 % a temperatura superior a 400 °C.
- Desalación: en un estudio de 2007 realizado por el Centro Aeroespacial Alemán sobre el uso de la energía solar térmica de concentración para la desalinización de agua salada se estudia el potencial que tiene para abastecer de agua a grandes centros

urbanos de Oriente Medio y Norte de África. Dicho estudio muestra que el recurso solar de la región es más que suficiente para generar energía para desalación de la zona. El informe demuestra que entre sólo 4 países pueden producir un caudal de agua dulce superior a 100 m³/persona y año (lo que se considera como la línea de la pobreza del agua)

- Combustibles solares: es una vía aún en desarrollo, la producción de H₂ desde la energía solar.

1.1.4.1 Situación mundial

Las instalaciones térmicas, tanto de calefacción como de climatización y agua caliente, han crecido en número y volumen de instalación de forma considerable.

A continuación se extraen y reflexionan los datos más relevantes del REN 21 (Renewable energy policy network for the 21st century) de 2016 (REN 21, 2016), que son de aplicación a esta tesis.

A pesar de que los últimos años la capacidad instalada prevista no se ha cumplido. En 2015 se espera una capacidad de 37,20 GW de instalación anual y ha sido un 14 % menor, frente a la instalada en 2014 que fue de 43,40 GW.

Los países que más han crecido han sido Dinamarca (55 %), Turquía (10 %), Israel (9 %), México (8 %) y Polonia (7 %)

En cuanto a tecnologías, el 76 % de las nuevas instalaciones ha sido de tubos de vacío, el 20 % de placas planas y el 4 % de otras tecnologías.

Los países que mayor número de instalaciones han realizado en 2015 son: China, Turquía, Brasil, India y Estados Unidos. Y los que más potencia tienen instalada son China, USA, Alemania, Turquía y Brasil.

El global de la UE, el volumen ha disminuido en 2015 el 6%, aproximadamente 1,9 GW_{th}. La UE instaló en 2015 33,3 GW_{th}, lo que representa el 8% del total mundial.

En la siguiente figura (Figura 7), se observa como China es potencia mundial en desarrollo de tubos de vacío para agua caliente, por lo que numerosos estudios, instalaciones, ensayos realizados en China, son referencia tanto en esta tesis como en artículos de los que se han obtenido datos.

Figura 7. Potencia térmica instalada mediante colectores solares térmicos por países (REN 21, 2016)

Figura 8. Capacidad global captadores solares en el mundo (REN21, 2016)

En el mundo hay 435GW_{th} instalados. Los usos siguen siendo básicamente domésticos para uso de calefacción, climatización de viviendas y piscinas y agua caliente, como se observa en la siguiente gráfica, los usos industriales son aún mínimos.

Figura 9. Aplicaciones de agua caliente solar por región o país 2014 (REN21, 2016)

La energía solar térmica de uso industrial ha sufrido un decrecimiento con la crisis económica, por dos razones, la primera es la disminución en inversión industrial y la segunda las empresas no han invertido en I+D+i por los pocos beneficios económicos y el clima de miedo económico mundial. Se observa que el uso industrial es mínimo, salvo en Turquía.

A pesar de la contracción de la economía Alemana, sigue siendo líder en producción de placas solares planas. Le siguen China, Turquía y Polonia.

1.1.4.2 Situación en España

España es el líder mundial en energía solar térmica de concentración. Durante años tuvo un sistema de financiación de tarifas o primas, que fue eliminado con la crisis económica (REN21, 2016).

La península tiene un potencial solar muy elevado. En la actualidad sólo se aprovecha el 10% de la radiación incidente, lo que demuestra el potencial para el futuro.

Figura 10. Mapa solar de España (López-Cózar, 2006)

El informe REN21, muestra la situación en 2015 donde se observa claramente cómo España es la mayor potencia en capacidad global de energía solar térmica con equipos de concentración (2005-2015). Es la número 13 en instalaciones solares de agua caliente, lo cual ofrece una idea del elevadísimo potencial que aún queda por explorar. Es muy potente el número de instalaciones termosolares para obtención de energía eléctrica, tal y como se muestra en la siguiente figura.

Figura 11. Capacidad de instalaciones solares térmicas de concentración por región (REN 21, 2016)

COUNTRY	TOTAL END-2014			GROSS ADDITIONS 2015		
	GW _{th}			MW _{th}		
	Glazed	Unglazed	Total	Glazed	Unglazed	Total
China ¹	289.5	0	289.5	30,450	0	30,450
Turkey	12.7	0	12.7	1,467	0	1,467
Brazil	5.2	2.5	7.7	555	427	982
India ²	5.2	0	5.2	826	0	826
United States	2.1	14.9	17	119	585	704
Germany	12.4	0.4	12.8	564	0	564
Australia	2.4	3.5	5.9	143	280	423
Israel	3.1	~0	3.2	300	1	301
Mexico	1.3	0.7	2	169	73	242
Denmark	0.7	~0	0.7	194	0	194
Poland	1.2	0	1.2	194	0	194
Greece	3.0	0	3	189	0	189
Spain	2.3	0.1	2.4	166	2	168
Italy	2.8	~0	2.8	161	0	161
Austria	3.3	0.4	3.6	95	0	95
France	1.7	0.1	1.8	71	0	71
Switzerland	0.9	0.1	1	61	4	64
Japan	2.6	0	2.6	59	0	59
Total 18 Top Countries	352.3	22.8	375.1	35,782	1,371	37,153
World Total	383	26	409	38,100	1,500	39,600

Tabla 4. Potencia de instalación solar agua caliente por países, 2014 (REN21, 2016)

1.1.5 Antecedentes en la evaluación de sistemas solares térmicos

1.1.5.1 Influencia del tipo de captador

En el apartado “1.1.3.2.2. Según el tipo de captador” se han descrito los tipos de captador. Según el tipo de captador las temperaturas a las que pueden producir agua y las aplicaciones idóneas cambian; se resumen en la siguiente figura (Velázquez-Limón, 2013):

Figura 12. Aplicación según la temperatura del agua obtenida (Velázquez-Limón, 2013)

Como se observa, cada tipo de captador tiene una aplicación idónea según las temperaturas a las que es capaz de producir agua. Más adelante, se presentan casos prácticos actuales donde aparecen los tipos de captadores utilizados.

Los CPP y los CTV son los captadores más extendidos para uso doméstico y a pequeña escala, por lo que son objeto de la mayoría de los estudios e investigaciones científicas (Ayompe et al., 2011b).

Los CPP son los pioneros, por lo que se desarrollaron para climas favorables, cuando las condiciones cambian a días nublados y ventosos su rendimiento disminuye (Kalogirou, 2004) (Alghoul et al., 2005).

En los CTV se reducen las pérdidas por convección y conducción, por la ausencia de aire, al haberse provocado el vacío en su interior (Kalogirou, 2004), siendo rentables incluso en climas fríos. Presentan también mejor eficiencia y rendimiento que los CPP en el transporte de fluidos a altas temperaturas (Alghoul et al., 2005), (Kroll & Ziegler, 2011), (Liang et al., 2011), (Morrison et al., 2004), (Morrison et al., 2005), (Riffat et al., 2005).

La temperatura óptima de cada sistema varía según los autores, mientras que Kalogirou (Kalogirou, 2004) indica que para CPP es de 30–80 °C y para CTV de 50–200 °C, el estudio de Sharma y Díaz (Sharma & Díaz, 2011) indica que el rango ideal para los primeros es de 20-80 °C y para los segundos 50-120°C. Todos los autores están de acuerdo que los CTV están preparados para temperaturas superiores a 80 °C, es decir trabajan a mayor temperatura que los captadores planos (He et al., 2012), (Kim & Seo, 2007).

El auge y desarrollo de los CTV se ha reflejado en un incremento de los estudios científicos sobre diversos aspectos relacionados con el rendimiento de los sistemas solares que los utilizan. Así por ejemplo, existen estudios sobre las pérdidas nocturnas (Tang & Yang, 2014), la influencia de diferentes fluidos caloportadores (agua, amoníaco, acetona, etc.) (Arab & Abbas, 2013), la influencia de la inclinación del captador (Tang et al., 2011), el efecto de las pérdidas de calor y de la capacidad del depósito de almacenamiento (Zhang et al. 2014).

También se han desarrollado nuevos diseños que se explican en artículos como “*A cost effective cum easy fabricated V-trough solar water heater system using forced circulation system*” (Chong et al., 2012); “*A cylindrical solar water heater*” (Al-Madani, 2006); “*A glass evacuated-tube heat-pipe solar collectors incorporating thermoelectric modules*” (He et al., 2012), etc.

Los sistemas parabólicos son aún más ambiciosos en materia de temperatura que alcanzan (Velázquez-Limón, 2013). El principio de los sistemas parabólicos es la capacidad de captación de mucha más energía solar, por el sistema de espejos parabólicos que reflejan la luz solar en el captador.

Se pueden diseñar sistemas de concentración con todos los tipos de geometrías, además de hacer los captadores fijos o móviles, o los sistemas de concentración parabólicos fijos o móviles. Las combinaciones y posibilidades de desarrollo son amplias.

Este tipo de captadores aumenta los niveles de concentración solar hasta 10 veces a los otros (Omar & Mehmet, 2015), porque recogen la radiación directa y la difusa (Nkwetta & Smyth, 2012) y aumentan las temperaturas por encima de 150°C (Arata & Geddes, 1986).

1.1.5.2 Influencia de la temperatura del agua requerida

Existen diversos estudios que analizan el rendimiento de los sistemas solares térmicos a diferentes temperaturas de funcionamiento, pero la mayoría de ellos se centran en producción de agua a bajas temperaturas (60 °C), para uso doméstico. La presente tesis trata de estudiar los usos y aplicaciones en la industria agroalimentaria, donde la demanda de agua caliente suele ser a mayores temperaturas que las requeridas para agua caliente sanitaria.

Los sistemas de circulación pasiva o natural mediante termosifón, hacen que el agua circule por su temperatura, por lo que la temperatura del depósito es una consecuencia, no es una consigna. Son numerosos los estudios centrados en este tipo de sistemas (Budihardjo et al.,

2007), (Koffi et al., 2008), (Morrison et al., 2005), etc. No obstante, esta tesis no profundizará en los mismos, al centrarse en sistema activos.

Dentro de los sistemas activos, los estudios realizados se basan en la relación entre las diferentes temperaturas requeridas en el depósito y el rendimiento del sistema. En el artículo de Yohanis et al. (2012) se compara el rendimiento entre un sistema solar con colectores planos y de vacío, a temperaturas de 37 °C, 45 °C y 55 °C.

A mayores temperaturas, los estudios de Pei et al. (2012a),(2012b) analizan los resultados con un concentrador parabólico, que trabaja a temperaturas más altas. Se ensayaron temperaturas de 26,9 °C a 55 °C, 65 °C, 75 °C, 85 °C, y 95 °C, comparando la eficiencia térmica del sistema con y sin reflector. Las conclusiones más importantes es que a baja temperatura, el sistema con reflector es más eficiente que sin el mismo, al contrario ocurre a altas temperaturas, donde la eficiencia aumenta sin reflector (Pei et al, 2012a).

En el artículo de Porras-Prieto et al. (2014) *"Influence of required tank water temperatura performance and water withdrawal potential of a solar water heating system equipped with a heat pipe evacuated tube collector"* se analiza de forma exhaustiva la influencia que la temperatura requerida tiene sobre el rendimiento de un sistema solar activo con captador de tubos de vacío.

Este estudio indica que existe una alta influencia entre la eficiencia de los captadores, la del depósito y la global, además está claro que afecta el volumen de descarga de agua caliente (Porras-Prieto et al., 2014).

La relación entre la radiación y la energía capturada por los captadores y transmitida al tanque, tiene una regresión lineal ($R^2 > 0,90$). Por otro lado, una alta temperatura en el tanque está asociada a mayor temperatura del fluido, por lo que las pérdidas en el fluido también son mayores a mayor temperatura (Porras-Prieto et al., 2014). La eficiencia del sistema cae de valores del 73 % para temperaturas de 40 °C a 56 % para 80 °C, en días cuya radiación solar es de 8000 Wh/(m²d). La eficiencia del tanque varía también según la radiación efectiva, las descargas de agua y la inercia térmica del sistema.

La tesis doctoral del Dr. Carlos Javier Porras-Prieto (Porras-Prieto, 2015), titulada *"Evaluación de un sistema de energía solar térmica basado en colectores de tubos de vacío para suministro de agua a alta temperatura"*, es de las pioneras en el estudio de la influencia de la temperatura del agua en captadores de tubos de vacío.

Esta tesis demuestra que el aumento de la temperatura del agua del depósito requerida (TADr) origina una disminución de la energía extraída del CTV. La mayor temperatura del agua del depósito conlleva una mayor temperatura del fluido caloportador, un menor salto térmico disponible y mayores pérdidas de calor. Por lo tanto, el aumento de la temperatura en la demanda de agua disminuye la eficiencia del CTV.

En este artículo se analiza también el comportamiento del sistema a lo largo del día, eligiendo para el estudio un día promedio de alta radiación. A partir de las 11 de la mañana, momento en que comienzan las primeras descargas de agua en las industrias, se registran diferencias de energía entre las distintas TADr (Figura 13).

Figura 13. Sumatorio de la energía cedida al depósito al cabo del día, para un día promedio con irradiación próxima a $8000 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \text{d})$ (Porrás-Prieto, 2015).

1.1.5.3 Rentabilidad de los SST

A pesar de la importancia, pocos estudios han examinado la viabilidad económica de los SST con tubos de vacío, teniendo en cuenta la demanda real. Por ejemplo, Ayompe et al. (2011a) presenta estudios de monitorización durante un año de sistemas de agua caliente en Dublín, donde el sistema no es económicamente viable.

Hazami et al. (2013) analiza mediante una simulación el potencial económico y energético para sistemas domésticos, en lugar de usar gas o electricidad en Túnez, en este caso se

obtiene un muy buen payback. Lo que indica que las condiciones de localización y el tipo de instalación hacen viable económicamente o no a la instalación.

Porras-Prieto et al. (2016) presenta el estudio de viabilidad energética y económica de un sistema CTV en 6 ciudades europeas: Berlín, Bucarest, Londres, París, Roma y Madrid, ensayando las necesidades de viviendas reales en estas ciudades. La máxima demanda se produce a las 8,00 h de la mañana y a las 21.00 h de la noche.

Se presenta la siguiente tabla, donde se observa claramente que supliendo caldera eléctrica es altamente rentable la instalación de CTV en todas las latitudes estudiadas, no así si la caldera es de gas, donde no sería rentable ni en París, Berlín ni Londres.

El payback está entre 7 y 9 años con una tasa de recuperación del 12 % para sustitución de calderas eléctricas, aumenta a 9 años en Madrid y Bucarest para instalación de gas.

Supply	Indicator	Unit	Berlin	Bucharest	London	Madrid	Paris	Rome
SWH + Diesel boiler	Irradiation	kWh·m ⁻² ·year ⁻¹	1115	1565	1152	2003	1187	1641
	Collectors (2 m ²)	No.	0	7	0	5	0	7
	Investment	€	0	9800	0	7000	0	9800
	Boiler supply	kWh·year ⁻¹	43,927	31,377	43,574	26,486	42,791	26,486
	SWH supply	kWh·year ⁻¹	0	11764	0	12108	0	12202
	Annual saving	€·year ⁻¹	0	1281	0	930	0	1523
	NPV	€	-	7605	-	5643	-	10,900
	NPV/investment	€/€	-	0.78	-	0.81	-	1.11
	IRR	%	-	11.6	-	11.9	-	14.5
	Payback	Years	-	9.3	-	9.1	-	7.6
SWH + Electric boiler	Collectors (2 m ²)	No.	11	5	6	6	6	7
	Investment	€	15,400	7000	8400	8400	8400	9800
	Boiler supply	kWh·year ⁻¹	32,898	34,128	36,173	23,158	35,096	26,486
	SWH supply	kWh·year ⁻¹	11,029	9013	7401	13,462	7695	12,202
	Annual saving	€·year ⁻¹	2685	1013	1211	2833	1060	2574
	NPV	€	21,092	6761	8062	30,102	6010	25,182
	NPV/investment	€/€	1.37	0.97	0.96	3.58	0.72	2.57
	IRR	%	16.6	13.3	13.3	33.6	11.1	26.0
	Payback	Years	6.6	8.3	8.3	3.2	9.7	4.2

Tabla 5. Indicadores de rentabilidad de la instalación CPV en 10 viviendas europeas (Porras-Prieto et al., 2016)

En cualquier caso, existen estudios económicos en instalaciones domésticas, pero son escasos aún los estudios en instalaciones industriales.

Los sistemas solares se caracterizan en general por un elevado coste inicial y muy bajos costes de operación y mantenimiento. Durante el ciclo de vida de estas instalaciones se asocian costes a la instalación como: mantenimiento, limpieza, revisión, sustitución de elementos...

Existen numerosos modelos de cálculo mediante Excel así como software que los comparan. En el estudio “*Software for design solar water heating systems*” (Camargo et al., 2015) se

presenta un software en el que se modeliza el uso de una instalación para uso máximo 1.000l diarios de agua caliente.

Según el programa *Solardin*, así llamado por los investigadores, se presentan los resultados que incluyen el TIR y el VAN para las instalaciones estudiadas.

El pay-back varía entre 6 y 22 años y el TIR entre 5 % y 22,61 %. Hay que tener en cuenta que este estudio se ha realizado en Brasil, los datos serán muy variables en cualquier otra latitud.

Las conclusiones de los autores son que el cambio de cualquier componente en la configuración, para la misma demanda energética, provoca fuertes cambios en la viabilidad económica del proyecto.

El Doctor Carlos Porras realiza en su tesis doctoral (Porras-Prieto, 2015) un estudio de rentabilidad de instalaciones con tubos de vacío. Para este cálculo considera un escenario de aprovechamiento máximo de toda la energía útil del SST, en el que se aprovecha toda la energía útil que se puede almacenar en el depósito. Esto quiere decir que el experimento plantea la descarga del depósito tan pronto se alcanza la TADr, manteniéndose la cesión de calor siempre que haya suficiente radiación solar.

Los indicadores obtenidos por Porras-Prieto son:

	Unidades	TADr				
		40 °C	50 °C	60 °C	70 °C	80 °C
VAN	€	813	731	650	555	514
TIR	%	14.3%	13.3%	12.4%	11.3%	10.8%
PD	años	7.7	8.2	8.8	9.6	9.9

Tabla 6. Indicadores de rentabilidad SST por m² como sistema complementario de caldera de gasóleo existente, contabilizando toda la energía cedida al depósito como energía útil (Porras-Prieto, 2015)

		TADr				
	Unidades	40 °C	50 °C	60 °C	70 °C	80 °C
VAN	€	1302	1207	1098	962	908
TIR	%	19.6%	18.6%	17.4%	15.9%	15.3%
PD	años	5.7	6.0	6.4	6.9	7.2

Tabla 7. Indicadores de rentabilidad SST por m² como sistema complementario de caldera eléctrica existente, contabilizando toda la energía cedida al depósito como energía útil (Porrás-Prieto, 2015)

Comparando las dos tablas, todos los indicadores concluyen que sustituyendo parte de la energía suministrada por una caldera eléctrica es más rentable que sustituir la energía suministrada mediante caldera de gasóleo. En ambos casos la instalación es rentable; el payback, sustituyendo energía eléctrica está entre 5,7 y 7,2 años, subiendo si la energía es gasoil hasta casi 10 años.

1.1.5.4 Aplicación agroindustrial

A pesar de las ventajas que presentan los CTV, son escasos los estudios de SST basados en estos tipos de captador llevados a cabo en el sector agroalimentario.

A continuación se enumeran algunos de los usos documentados que se han encontrado en la bibliografía y artículos publicados. Todos los que se muestran son estudios o instalaciones para placas solares planas:

Una opción es el uso de cocinas solares (Balzar et al., 1996), (Sharma et al., 2005a) (Schwarzer & Viera da Silva 2003).

Se ha estudiado el uso en secaderos y una opción más industrial es el tratamiento de aguas residuales (Aravantinou et al., 2013), (Yiannopoulos et al., 2008), (Yiannopoulos et al., 2012).

Los secaderos por captadores solares han sido estudiados por El-Sebaei & Shalaby (El-Sebaei & Shalaby, 2012), donde desarrollan secaderos de cámara y de chimenea ventilados.

El rendimiento y la efectividad para de los SST para el secado de alimentos ha sido estudiada en cultivos como el maíz (Lochan & Pandotra, 2010), dátiles (Ahmad & Mirani, 2009), uvas (Abene et al., 2004), piña (Bala et al., 2003), cebolla (Ahmed-Zaid et al., 1999) y otros cultivos (Koyuncu, 2006) (Enibe, 2002).

Son sistemas útiles también para la climatización y acondicionamiento de temperaturas de invernaderos (Bargach et al., 1999), (Bargach et al., 2000), (Hazami et al., 2005), (Ozturk, 2005), (Sethi & Sharma, 2008), (Voulgaraki & Papadakis, 2008), para la desinfección del suelo (Perez-de-los-Reyes et al., 2009) y para la desinfección del agua en cultivos hidropónicos (Tripanagnostopoulos & Rocamora, 2008). El uso de captadores parabólicos se ha demostrado que es útil también en invernaderos (Perez-de-los-Reyes, et al., 2009).

Se presentan a continuación ejemplos de instalaciones en plantas de producción, algunas no son en industrias agroalimentarias, puesto que es realmente difícil encontrar instalaciones reales y bien documentadas. No obstante, por analogía, se puede tomar cualquier industria productiva como modelo para las necesidades de agua caliente y evaluar la viabilidad de la instalación.

a) Instalación en fábrica de embutidos: capacidad solar térmica 42,42 kW para agua caliente industrial en Cardeñadijo (Burgos). Se han instalado 30 captadores térmicos de superficie unitaria 2,02 m², acumulador 2.500 l y 4 bombas de circulación. Se incluye la tabla de rendimientos, la cobertura de las necesidades es total en verano y muy alta de media, con un 70 %. (Tabla 8)

	Análisis detallado por meses												
	ene	Feb	mAR	ABR	mAy	Jun	Jul	Ag o	sep	o c T	nov	dic	To TAL
Demanda energética (MWh)	5,18	4,62	5,04	4,81	4,82	4,53	4,54	4,54	4,53	4,82	4,81	5,04	57,27
Aporte solar (MWh)	1,72	2,14	3,55	3,70	4,34	4,53	4,54	4,54	4,42	3,16	2,27	1,46	40,36
Cobertura solar	33,2%	46,4%	70,4%	76,9%	89,9%	100%	100%	100%	97,7%	65,4%	47,3%	29,0%	70,5%
Rendimiento medio instalación	40%	40%	42%	41%	42%	43%	45%	45%	42%	41%	41%	39%	42%

Tabla 8. Resultados mensuales de la instalación proyectada en fábrica de embutidos (Comunidad de Madrid & Fenercon, 2010)

b) Instalación para mantenimiento de agua de proceso en almazara en Jaén: instalación térmica para mantenimiento de temperatura en agua de proceso. Se usa para agua caliente industrial de potencia total 194 kW para la obtención de materia prima y agua caliente sanitaria. Se trata de una almazara. La instalación consta de 132 captadores solares térmicos de 2,10 m² de superficie unitaria, un acumulador de 20.000 l., dos intercambiadores de calor y 3 sistemas de bombas.

Los resultados obtenidos no son tan satisfactorios, puesto que la demanda se produce en meses en los que la radiación no está en su punto máximo. Durante el cuarto trimestre del año, el rendimiento no supera el 50 % de las necesidades, aún así la media anual es del 67 % prácticamente.

	demAn dA (kWh)	c o n v e n c i o n A L (kWh)	s o L A R (kWh)	% A p o R T e s o L A R
Enero	18.922	8.770	10.152	53,65%
Febrero	15.929	3.667	12.261	76,98%
Marzo	17.756	2.419	15.336	86,37%
Abril	19.450	3.016	16.434	84,49%
Mayo	24.336	5.142	19.194	78,87%
Junio	24.408	3.586	20.822	85,31%
Julio	28.507	5.474	23.033	80,80%
Agosto	30.399	7.348	23.051	75,83%
Septiembre	30.612	9.268	21.344	69,72%
Octubre	34.320	17.453	16.867	49,15%
Noviembre	30.998	19.113	11.885	38,34%
Diciembre	24.362	14.831	9.531	39,12%
To TAL	299.998	100.087	199.911	66,64%

Tabla 9. Resultados mensuales de la instalación proyectada en almazara (Comunidad de Madrid & Fenercon, 2010)

c) Fábrica de manufactura frito Lay. Modesto, California, USA: Se trata de una instalación de 384 captadores cilíndricos parabólicos, con intercambiador de vapor y calor de superficie concentrada 5.068 m². La temperatura del vapor alcanza los 250 °C y se utiliza para producir maíz y patatas fritas. Existe también un sistema de apoyo mediante gas natural. La instalación es de 4 MWth (Bohorquez, 2010).

d) Proyecto de KRAFT FOOD en Recife, Brasil: Sistema EST que entrega calor para cocinar, limpiar, secar y pasteurizar jugos de fruta, galletas y dulces. El sistema usa captadores cilíndrico-parabólicos concentrados para calentar el agua a presión a una temperatura de 110 °C. El campo solar representa una superficie total de 633 m². La instalación es de 350 MWth (Bohorquez, 2010).

Los dos últimos son el claro ejemplo de una instalación térmica mediante placas solares de uso directo para la industria alimentaria a gran escala. Lo cual indica la rentabilidad prevista para las instalaciones. Como proyectos exclusivamente industriales se citan:

e) Sistema de calefacción solar centralizado urbano. Rhiyadh, Arabia Saudí: Planta de energía solar térmica que proporciona agua caliente y calefacción a los 40.000 estudiantes y trabajadores de la Universidad Princesa Nora. Está diseñado para soportar condiciones meteorológicas extremas, como son la congelación, tormentas de arena, calor intenso... La instalación es de 25 MW_{th}. La inversión es de 24 M\$ (Bohorquez, 2010).

f) Proyectos de extracción minera El Tesoro y Minera Gaby Codelco, Antofagasta, Chile: La inversión es de 14 M\$ y capacidad 7 MW_{th}. Se trata de una planta de EST que se utiliza para la extracción de solventes y electro-obtención de cátodos de cobre en una instalación minera (Bohorquez, 2010).

g) Instalación solar térmica para lavado de cisternas; instalación solar en Villamuriel de Cerrato (Palencia) para agua caliente industrial (ACI) de 97,78 kW de potencia. El sistema solar se aprovecha para el lavado de cisternas, con dos calles de lavado. En los meses de verano se cubre la demanda absoluta y el rendimiento total es del 50% de las necesidades (Comunidad de Madrid & Fenercon, 2010).

h) Instalación en FASA Renault (Valladolid): instalación solar térmica para cesión de calor mediante intercambiador, aportando parte de las necesidades térmicas totales de 254,26 MWh/año. En este caso no se cubren las necesidades ni en los meses de verano, siendo la media de aporte del 33% anual (Comunidad de Madrid & Fenercon, 2010).

1.2 LA INDUSTRIA CÁRNICA

1.2.1 El sector cárnico

La producción agroindustrial en España es uno de los sectores más importantes en la economía actual. Según los últimos datos disponibles en la Revista Agronegocios que publica los datos de la Asociación Nacional de Industrias de la Carne de España (ANICE), tras la celebración de su Asamblea 2017 en Madrid, con una jornada en la que se han presentado los datos del sector cárnico español y su evolución durante 2016, la industria cárnica ocupa con diferencia el primer lugar de toda la industria española de alimentos y bebidas, representando una cifra de negocio superior a 22.600 millones de euros, más el 21 % de todo el sector alimentario español (Revista Agronegocios, 2017).

Esta cifra de negocio supone el 2,1 % del PIB total español (a precios de mercado), el 13,1 % del PIB de la rama industrial, y su empleo sectorial directo, más de 84.000 trabajadores, representa igualmente más del 23 % de la ocupación total de la industria alimentaria española

En 2016, la producción española de carnes fue de 4,84 millones de toneladas, con un crecimiento del 4,7 % respecto al año anterior.

De este total, la carne de porcino, la de mayor producción, creció un 5,2 %, acercándose cada vez más superando por primera vez, los 4 millones de toneladas, lo que marca un año más un nivel histórico nunca alcanzado. Por su parte, las producciones de vacuno y ovino, asentaron su tendencia de recuperación iniciada a partir de 2013, y así, la producción de carne de vacuno creció un 1,9 %, hasta las 637.737 toneladas, y el ovino/caprino crecieron un 1 %, alcanzando 126.341 toneladas.

En cuanto a la producción de elaborados cárnicos, hay que indicar que creció un 1,0 %, acercándose a los 1,4 millones de toneladas.

Otro hito a reseñar es que el año 2016 marcó un nuevo récord en el comercio exterior cárnico español, al superar por primera vez, y de forma holgada, los 5.000 millones de euros de exportaciones, a la vez que también traspasaba el listón de los 2 millones de toneladas de carnes y elaborados vendidos en mercados de todo el mundo.

En concreto, el sector cárnico español exportó el pasado año un total de 2,27 millones de toneladas de carnes y productos elaborados por valor de 5.562 millones de euros a mercados de todo el mundo, lo que representa un crecimiento del 16,7 % en volumen y el 14,8 % en valor respecto a 2015, con una balanza comercial cada vez más positiva, en este caso del 494 %.

España es ya uno de los cuatro primeros exportadores mundiales de porcino, junto a Alemania, Estados Unidos y Dinamarca, con unas ventas exteriores de 1,5 millones de toneladas de carne de cerdo, por valor de 3.207 millones de euros (otro récord, al superar los 3.000 millones de ventas), 182.566 toneladas de productos elaborados (+6,2 %) y 1.150 millones de euros (+6,7 %), y 396.539 toneladas de despojos por valor de 447 millones de euros.

En cuanto al vacuno, el balance de las exportaciones de carne y despojos fue igualmente positivo, ya que se alcanzó la cifra récord de 169.539 toneladas exportadas (+4,0 %), asentando el gran avance conseguido en 2015, mientras que en términos de valor se obtuvo la cifra de 610 millones de euros, un 7,1 % más que en el año anterior.

Revisando todos estos datos parece claro que cualquier estudio, investigación y mejora para aumentar la eficiencia y ahorro energéticos en el sector cárnico, es de sumo interés. Siendo en nuestro país uno de los de mayor importancia y en expansión.

1.2.2 Clasificación de las industrias cárnicas

Según el RD 1376/2003 (por el que se establecen las condiciones sanitarias de producción, almacenamiento y comercialización de las carnes frescas y sus derivados en los establecimientos de comercio al por menor), se consideran carnes, todas las partes aptas para el consumo humano, incluidos los despojos, obtenidos en establecimientos autorizados provenientes de:

- a) Animales domésticos de las especies bovina, porcina, ovina, caprina, solípedos, gallinas, pavos, pintadas, patos, ocas y conejos.
- b) Mamíferos terrestres y aves silvestres reproducidos, criados y sacrificados en cautividad
- c) Caza silvestre
- d) Reses de lidia procedentes de espectáculos taurinos

Según el citado Real Decreto, se consideran productos cárnicos los productos elaborados a partir de carne o con carne mediante un tratamiento que permita comprobar la desaparición de las características de la carne fresca en la parte central de la superficie de corte. Se encuentran aquí incluidos los embutidos de sangre, entre los que se consideran las morcillas y la butifarra negra y los productos cárnicos con un contenido mínimo de carne.

El sector cárnico es tan variado como número de productos que se comercializan. El tipo de productos se puede englobar en los siguientes:

Figura 14. Clasificación de actividades en el sector cárnico (Adaptada de AINIA, 1996)

Productos cárnicos crudos. Son aquéllos sometidos a un proceso tecnológico que no incluye un tratamiento térmico. Despiece y venta de carne directa a industrias o carnicerías.

- Productos cárnicos crudos y frescos. Son aquellos elaborados por pequeños industriales a partir de magros troceados, grasas, especias, sal y que no están sometidos a ningún tratamiento tecnológico de conservación, excepto refrigeración y requieren cocción previa a la consumición. Son los siguientes:
 - hamburguesas
 - longanizas
 - butifarra fresca de cerdo
 - picadillo extendido
 - masas crudas
 - bratwurst, mettwurst y otros
- Productos cárnicos crudos fermentados. Son los productos crudos elaborados con carne y grasa molidas o picadas o piezas de carne íntegras, embutidos o no que se someten a un proceso de maduración que le confiere sus características organolépticas y de conservación, con la adición o no de cultivos iniciadores y aditivos permitidos, pudiendo ser curados o no, secados o no y ahumados o no.

- chorizos
 - salamis
 - pastas de untar
 - jamón crudo
 - salchichones
 - tocinetas crudos fermentados
 - sobreasada
 - pepperoni
- Productos cárnicos crudos salados. Son los productos crudos elaborados con piezas de carne o subproductos y conservados por medio de un proceso de salado, pudiendo ser curados o no, ahumados o no y secados o no:
- menudos salados
 - tocino

Productos cárnicos tratados con calor. Se entiende por derivados cárnicos tratados por el calor aquellos que son elaborados con carne, a la que se le puede añadir sangre, grasa o menudencias, que se han sometido en su fabricación a un tratamiento térmico suficiente para alcanzar, en su parte interna, una coagulación parcial o total de sus proteínas (RD 474/20014 de 13 de junio, por el que se aprueba la norma de calidad de derivados cárnicos).

- Productos cárnicos embutidos y moldeados. Son aquéllos elaborados con un tipo de carne o una mezcla de 2 o más carnes y grasa, molidas y/o picadas, crudas o cocinadas, con adición o no de subproductos y/o extensores y/o aditivos permitidos, colocados en tripas naturales o artificiales o moldes y que se someten a uno o más de los tratamientos de curado, secado, ahumado y cocción.
- Piezas íntegras curadas y ahumadas. Son los productos cárnicos elaborados con piezas anatómicas íntegras y aditivos permitidos, con adición o no de extensores, en los que los procesos de ahumado, curado y cocción tienen un papel principal:
 - jamones
 - tocineta
 - lomo ahumado
 - lacón y otros
- Productos cárnicos semielaborados. Son los elaborados con carne molida o picada o en piezas, con adición o no de tejido graso, subproductos, extensores y aditivos permitidos, que han recibido un tratamiento térmico durante su elaboración, pero que necesitan ser cocinados para consumirlos:
 - croquetas

- productos reconstituidos ("reestructurados")
 - productos conformados ("palitos" de carne, "nuggets")
 - otros productos empanados
 - productos semicocidos
- Conservas cárnicas. Son la carne o los productos cárnicos que se tratan adecuadamente con calor en envases cerrados, herméticos, que pueden ser latas, pomos, tripas artificiales o bolsas de materiales flexibles y que pueden ser almacenados por un largo tiempo.

Es difícil clasificar las industrias según el tipo de producto que elaboran, cada una elige un tipo de productos, variando la cantidad y la mezcla de la elección de ellos. Por lo que nos vamos a centrar en la presente tesis en tres industrias representativas del centro del país, de los que se pueden extrapolar datos a otras similares.

1.2.3 Procesos

Se indican a continuación los procesos de varias industrias cárnicas, donde se indicarán los principales puntos de consumo de agua caliente. Los datos en que se basan los diagramas han sido recopilados de varias fuentes (Pardo González, 1999), (Prandl et al., 1994), (Bermejo, 1992), (FAO-XII, 1992), (Toldrá, 2010), (AINIA, 1996), (López-Vázquez & Casp, 2004), (Martin Bejarano, 2001).

a) Diagrama de flujo de un matadero polivalente

En el caso de los mataderos, el consumo de agua caliente se produce en las fases de desollado, escaldado, depilado, corte de la canal y lavado final. La temperatura del agua varía de los 60 °C hasta los 100 °C en el escaldado según Bermejo Torres (Bermejo Torres, 1992). El diagrama de proceso típico de un matadero es el siguiente:

Figura 15. Diagrama de flujo, matadero polivalente (Adaptada de López-Vázquez & Casp, 2004)

b) Diagrama de flujo de mataderos avícolas:

Figura 16. Diagrama de flujo matadero avícola (Pardo González, 1999)

En los mataderos avícolas, la mayor demanda de agua caliente se produce en el escaldado, desplumado, cortado de patas y cabezas, evisceración y lavado de canales.

c) Diagrama de flujo de la elaboración de productos cocidos: **Figura 17. Diagrama de flujo de elaboración de productos cocidos (Prandl et al., 1994)**

Los productos cocidos se pueden dividir en dos líneas, la de la izquierda que es la elaboración de productos cocidos y ahumados y la segunda que es la elaboración del producto mediante salmuera. Los procesos de carne elaborada, requieren mucho menos agua caliente que los mataderos, siendo los puntos de mayor demanda, el picado, amasado y embutido por un lado y en el otro, en el cortado, amasado, moldeado y cocción a 100 °C este último.

d) Diagrama de flujo de la elaboración de productos curados: **Figura 18. Diagrama de flujo de elaboración de embutidos (Adaptada de Martin Bejarano, 2001)**

Los procesos de elaboración de productos curados se dividen en los que se salan y los embutidos, tal y como se ve en el diagrama. Los puntos de demanda son el picado, amasado y envasado por un lado y por otro en el desangrado, lavado y limpieza de utensilios en ambos procesos.

1.2.4 Necesidades de agua caliente

1.2.4.1 Necesidades de agua en las industrias agroalimentarias

El uso del agua en la industria alimentaria es elevado, pero no está cuantificado ni medido por los industriales por el bajo coste del mismo. Comienzan a registrarse datos por el agua residual, que al pagar canon de vertido, se cuantifica por el coste. Por este motivo es difícil encontrar datos reales de consumo de agua en las industrias en general.

Se clasifica el consumo de agua en dos grandes usos:

- Consumo humano: 80 l /operario y empleado por cada 8 horas de trabajo
- Consumo industrial: varía mucho según el tipo de industria y los procesos a los que se somete el producto

A continuación se redacta un listado con las producciones agro-industriales más típicas y los consumos en cada uno de los casos (Melguizo, 1994):

MATADEROS	
Bovino	500 l/día y animal
Porcinos	300 l/día y animal
Ovinos y caprinos	250 l/día y animal
Aves en general	16 l/día y animal por 100 aves
INDUSTRIAS AGRÍCOLAS	
Mantequilla	2 - 4 l/l leche
Quesería	6 - 10 l/l leche
Leche en polvo	7 - 17 l/l leche
Leche de consumo	7 - 11 l/l leche
Fabricación de sidra (sin embotellado)	4 m ³ /t de manzana
Lavado de botellas	2 a 6 l/botella
Elaboración de vino	2 l/l de vino
Cervecería	20 a 30 m ³ /t de malte
Azucarera	2 a 15 m ³ /t de remolacha
Fábrica de levadura	150 m ³ /t de levadura
Fabricación de vinagre	50 l/l de vinagre
Conservas de frutas	12 a 15 m ³ /t de fruta
Conservas de legumbres	6 m ³ /t de legumbres
Conservas de pescado	20 m ³ /t de pescado
Conservas de carne	70 m ³ /t de conserva
Fábrica de fécula	15 m ³ /t de patata
Fábrica de almidón	15 a 20 m ³ /t de maíz
PLANTAS LECHERAS	
Plantas de pasteurización	1.500 l agua/1.000 l de leche
ALOJAMIENTO DE ANIMALES	
Ganado lechero	120 l/día y animal
Bovino	10 l/día y animal
Ovino	10 l/día y animal
Equino	40 l/día y animal
Porcino	10 l/día y animal
Aves	20 l/día y animal

Tabla 10. Consumo de agua para las producciones agroindustriales más típicas (Melguizo, 1994)

Según el estudio “*Análisis del Consumo de Agua en Instalaciones IPPC en la comunidad de Madrid*”, elaborado por Prointec (Prointec, 2016), por sectores se observa en la siguiente figura que los mayores consumidores de agua son las fábricas de papel y cartón, seguidas de las industrias químicas y en tercer lugar las industrias agroalimentarias y explotaciones ganaderas.

Figura 19. Consumo de agua por sector, en la Comunidad de Madrid (Prointec, 2016)

El mayor consumo en este sector lo realizan las industrias de bebidas que incorporan el agua consumida el producto final.

El abastecimiento proviene de red, pozos o cauces, por lo que es difícil de medir el consumo real, incluso de agua fría de las industrias.

Figura 20. Distribución del caudal de agua abastecido en la CCAA de Madrid según su origen (Prointec, 2016)

El estudio concluye también que la mayoría de las plantas son de tamaño mediano o pequeño, lo que hace que tomar datos y tenerlos registrados por parte de los propietarios sea más difícil.

1.2.4.2 Necesidades de agua caliente en el sector cárnico

Tal y como se ha descrito en apartados anteriores, los tipos de industrias cárnicas son tan variados como el número de productos y combinaciones de la producción de cada uno existen en el mercado. Se clasifican por procesos productivos, cada una de ellas realiza uno o varios.

Para simplificar el estudio, se pueden dividir:

- Mataderos polivalentes; de una línea, dos o tres
- Mataderos de aves
- Productos cocidos
- Productos curados
- Productos elaborados o precocinados

Se hace complicado cuantificar el uso real de agua en cada una de las industrias cárnicas, tal y como se ha explicado arriba que ocurre en las industrias alimentarias en general, porque en España, suelen ser industrias pequeñas, en algunos casos familiares, que no cuantifican el agua consumida. En algunos casos sí hay mediciones de agua consumida, pero es complicado saber qué parte ha sido destinada a agua caliente y cuál a fría. Y dentro de la caliente, es difícil saber qué parte ha ido a producción, cocidos y esterilizados, qué parte ha ido a limpieza y qué parte a agua caliente sanitaria ACS.

Se muestran a continuación datos de publicaciones o estudios que se han realizado anteriormente en el mundo:

a) Mataderos polivalentes y de aves

Un matadero y aún más las instalaciones para subproductos requieren amplias cantidades de agua potable. En un matadero se necesitan de 1000 a 1200 litros de agua por res procesada y en una instalación de elaboración de subproductos hasta el doble de esta cantidad. Datos obtenidos del manual de buenas prácticas para la industria de la carne, de FAO (Jutci, 2007)

Según datos de AMB consultores extraídos de AINIA (1996), la media del consumo de agua en mataderos es la siguiente:

	Consumo de agua
Matadero ovino, porcino, vacuno	8,20 m ³ /t
Matadero de aves	7,50 m ³ /t

Tabla 11. Media de consumo de agua caliente en mataderos según la consultora AMB (AINIA, 1996).

El consumo de agua de un matadero en España está comprendido en el rango 1-6,4 m³/t de canal, media de 3,4 m³/t. Este valor incluye el volumen total de agua de cualquier procedencia y destinada a cualquier uso, es decir, tanto la que se emplea en la zona del matadero como la utilizada en operaciones auxiliares. Este dato ha sido obtenido de la guía de Mejores Técnicas Disponibles en España (Canales & Pascual, 2004).

Se han obtenido los datos de consumo de agua en un matadero FRIMANCHA en Valdepeñas (Ciudad Real) proporcionados por la Ingeniería y consultoría INGESER en un estudio de eficiencia energética de mataderos (Alemany & de los Mozos, 2010). Este matadero consume anualmente una media de 446.000 m³ para una producción total de 59.000 t de carne, que se dividen por trimestres del siguiente modo:

	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
Kg producido	14.434.452	14.493.542	14.162.483	15.793.502
l agua	114.175.000	105.850.000	113.469.000	112.459.000
l/kg	7,63	6,82	7,73	6,86

Tabla 12. Media de consumo de agua caliente en el matadero de Frimancha (Ciudad Real) (Alemany & de los Mozos, 2010)

Como se observa, la media de consumo por kg producido es muy similar a los datos obtenidos bibliográficamente de otros artículos y estudios.

A continuación se muestran los porcentajes de consumo obtenidos de datos de la Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid (1998).

	Consumo de agua
Proceso y limpieza zona limpia	53,00 %
Tripería	21,00 %
Limpieza zona sucia: establos y camiones	6,00 %
Refrigeración	6,20 %
Produccción de vapor	4,00 %
Usos sanitarios	1,80 %

Tabla 13. Reparto del consumo de agua en un matadero polivalente de tamaño medio. (Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid, 1998)

3	4	5
	Consumo de agua	
Línea de sacrificio: 50% escaldado	28,00	%
Tripería	29,00	%
Limpieza zona sucia: establos y camiones	34,00	%
Zona limpia sacrificio	9,00	%

Tabla 14. Reparto del consumo de agua en un matadero de porcino de tamaño medio. (Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid, 1998)

Según las tablas anteriores, salvo en los procesos de refrigeración y producción de vapor (donde los procesos de elevación de la temperatura del agua son otros), la mayor parte del agua que se utiliza en los mataderos es agua caliente a altas temperaturas.

b) Industrias cárnicas: productos cocidos, curados, elaborados y precocinados

Las industrias cárnicas son tan variadas en tamaño y tipos de producción que clasificarlas en función del consumo de agua caliente resulta complicado. Se presentan a continuación diversos estudios de los que se pueden extraer datos de consumo de agua caliente en las industrias cárnicas. Se han recogido datos tanto de documentos, artículos y libros, como de plantas a las que se ha tenido acceso. Es difícil cuantificar el volumen, caudal y temperatura consumida de agua caliente en las fábricas, puesto que se mide el caudal de agua fría, pero una vez que pasa por la caldera o sistema de calentamiento instalado no suele haber ningún sistema de medición.

Se pueden dividir las necesidades de agua para las industrias cárnicas en 3 tipos:

- Agua caliente de limpieza. Temperatura 60-80 °C
- Agua caliente proceso. Temperatura 60-100 °C
- Agua caliente sanitaria para uso de los trabajadores. Temperatura 45 °C

En el estudio de Ana Mercedes Casas Forero “Estudio del consumo requerido de agua para un subsector del sector agroalimentario en la ciudad de Bogotá” (Casas Forero, 2012) se presenta el consumo de agua de las industrias cárnicas de procesamiento de productos cárnicos y la actividad donde se usa esta agua.

Se han seleccionado los datos de este estudio, porque aunque se trata de Colombia, el producto y los procesos estudiados por la autora son muy similares a los de la presente tesis doctoral.

Como se pone de manifiesto en el presente trabajo, la principal actividad que consume agua es la limpieza y desinfección de equipos, instalaciones y utensilios a lo largo del proceso de producción. También se consume, pero en menor medida, en procesos de cocción y enfriamiento.

En este caso aplican los procesos de limpieza y cocción, puesto que son los dos de agua caliente y mayor consumo.

Se presenta en este estudio el consumo de agua según las toneladas de producción por empresa.

Figura 21. Nivel de consumo de agua y toneladas de producción por empresa (Casas Forero, 2012)

No de Empresa	Módulo de consumo de agua (m ³ /ton)			Consumo Global (m ³ /ton)
	Cocción ^B	Enfriamiento ^B	Limpieza ^A	
1 ^D	0,29±0,06	0,22±0,05	1,21±0,25	1,73±0,36
2 ^{CD}	0,78±0,20	0,49±0,12	3,63±0,92	4,90±1,24
3 ^{AB}	1,60±0,05	1,25±0,04	8,55±0,26	11,40±0,35
4 ^{BC}	1,24±0,12	0,83±0,08	4,83±0,48	6,90±0,69
5 ^{BCD}	1,01±0,02	0,68±0,01	5,07±0,11	6,76±0,15
6 ^A	1,77±0,15	2,06±0,17	10,91±0,92	14,74±1,25
7 ^{CD}	0,69±0,02	0,58±0,02	4,01±0,12	5,27±0,16
8 ^{BCD}	1,06±0,02	0,80±0,02	4,77±0,11	6,63±0,15

Tabla 15. Módulo de consumo de agua por etapa de proceso, para 8 empresas cárnicas (Casas Forero, 2012)

La tabla anterior es muy interesante, puesto que es uno de los pocos estudios donde se puede discernir la cantidad de agua caliente que se utiliza en una industria, se presupone agua caliente el usado para limpieza y cocción. Haciendo la media de todas las industrias aquí estudiadas se obtiene un promedio de consumo de agua caliente 6,42 m³/t producida.

	Cocción	Limpieza	Consumo global (m ³ /ton)
Empresa 1	0,29	1,21	1,5
Empresa 2	0,78	3,63	4,41
Empresa 3	1,6	8,55	10,15
Empresa 4	1,24	4,83	6,07
Empresa 5	1,01	5,07	6,08
Empresa 6	1,77	10,91	12,68
Empresa 7	0,69	4,01	4,7
Empresa 8	1,06	4,77	5,83

Tabla 16. Consumo de agua caliente en 8 empresas cárnicas (Casas Forero, 2012)

La media de consumo de agua caliente en España es muy similar a los estudios presentados en esta tesis de unos 6 m³/t.

Según datos de AMB consultores, extraídos de AINIA (1996), la media del consumo de agua en industrias típicas en España es la siguiente, siendo muy similar a los datos presentados anteriormente en Colombia:

	Consumo de agua
Industria cárnica general	5,00 m ³ /t
Salas de despiece	1,80 m ³ /t

Tabla 17. Consumo de agua caliente de media según AMB consultores (AINIA, 1996)

Como ocurre en los mataderos, los consumos más elevados se producen en los procesos de cocción y enfriamiento en el proceso. Y en todas las demás fases es necesaria el agua para la limpieza.

1.2.4.3. Puntos de consumo de agua caliente

Resumiendo los procesos de la industria cárnica descritos, se refleja en el siguiente diagrama los puntos de consumo de agua, donde se extrae en colores los puntos de mayor demanda de agua caliente y agua fría, extraída de un estudio de Aplicación de análisis de riesgos, identificación y control de puntos críticos en la elaboración de productos cárnicos (AINIA, 1996).

Figura 22. Puntos de consumo de agua en el procesado de productos cárnicos (AINIA, 1996)

Como se observa en el diagrama, las fases de cocción y esterilización son las que requieren agua caliente a altas temperaturas, que se definirán más adelante. A parte se utiliza agua para la limpieza de las salas, utensilios, delantales...etc. y por último el agua caliente sanitaria.

El mayor porcentaje del consumo de agua caliente en las industrias cárnicas se produce en el lavado de salas y utensilios. En los procesos productivos, los porcentajes de consumo disminuyen, mientras que las temperaturas requeridas aumentan. El consumo de ACS para uso humano es muy bajo y poco significativo.

1.3. JUSTIFICACIÓN

España no está cumpliendo las previsiones para alcanzar el objetivo del 20 % del suministro energético procedente de energías renovables para el 2020, fijado en el Plan de Energías Renovables 2011-2020. Esta tesis pretende contribuir al fomento y utilización de las energías renovables en el sector agroindustrial, a través del estudio de los SST para la producción de agua caliente en la industria cárnica. Los elevados valores de radiación media existentes en España hacen de los sistemas de energía solar térmica una opción de gran potencial para los procesos de la industria cárnica en los que se requiere agua caliente.

La demanda de agua caliente es un aspecto clave en las industrias cárnicas. A diferencia del sector residencial, presenta una gran variabilidad, tanto en los horarios en que se solicita como en la temperatura del agua requerida. En muchos procesos se requiere agua a altas temperaturas (por ejemplo 80 °C para limpieza y desinfección), mientras que en otros la temperatura requerida es relativamente baja (45 °C para lavado de tripas, utensilios, manos...). Asimismo, algunos procesos requieren agua de forma continua a lo largo del día, mientras que otros concentran la demanda a horas concretas: la demanda puede ser diaria, o concentrarse ciertos días a la semana o variar a lo largo de los meses.

La revisión de las investigaciones previas pone de manifiesto que la rentabilidad de los sistemas solares térmicos está fuertemente condicionada por las características de la demanda de agua caliente (temperatura requerida, volumen, horario y calendario de demanda). Por otra parte, los captadores CTV presentan ventajas frente a los CPP para producir agua a altas temperaturas, como las requeridas en ciertos procesos industriales.

Ante el vacío de conocimiento existente, esta tesis propone determinar la viabilidad de los sistemas solares térmicos con captadores de tubos de vacío para suministrar parte de la demanda de agua caliente de las industrias cárnicas, analizando la rentabilidad bajo patrones de demanda reales y diferentes localizaciones.

2 OBJETIVOS

El objetivo principal de esta tesis es determinar la viabilidad, tanto técnica como financiera, de utilizar sistemas solares térmicos con captadores de tubos de vacío para suministrar parte de la demanda de agua caliente de las industrias cárnicas. Para ello es necesario plantear los siguientes objetivos específicos:

- a) Establecer patrones de demanda típicos de las industrias cárnicas, es decir, temperatura y volúmenes demandados y horarios en los que se requieren.
- b) Caracterizar el potencial de producción de este tipo de sistemas solares a lo largo del año, en función de la temperatura requerida, la irradiación y la temperatura exterior.
- c) Cuantificar la energía útil que el sistema solar es capaz de suministrar a lo largo del año, en diferentes industrias y escenarios, de acuerdo a las características concretas de su demanda.
- d) Determinar la rentabilidad del sistema solar como sistema complementario de suministro, en los escenarios planteados.

3 MATERIALES Y MÉTODOS

3.1 ENFOQUE ADOPTADO

Dada la amplia casuística existente en el sector cárnico, para poder extraer conclusiones sobre la rentabilidad de los sistemas solares térmicos con captadores de tubos de vacío es necesario establecer patrones de demanda típicos, y analizarlos en diferentes escenarios. Los escenarios incluirán diferentes localizaciones y sistemas de suministro de energía convencional.

Una vez establecidos los escenarios a analizar, es necesario caracterizar el potencial de producción de los sistemas solares térmicos con captadores de tubos de vacío a lo largo del año, en función de la temperatura requerida, la irradiación y la temperatura exterior. Para ello se ha diseñado un sistema térmico experimental, monitorizando su comportamiento a lo largo de un año para diferentes temperaturas demandadas. El procesamiento y análisis de los millones de datos permitirá obtener un modelo analítico de comportamiento del sistema en su conjunto, con el cual calcular la máxima energía que el sistema es capaz de suministrar en función de la irradiación, la temperatura exterior y la temperatura demandada: es decir, el máximo potencial de aprovechamiento del sistema.

No obstante, obtener un aprovechamiento próximo al máximo potencial es complicado, salvo que se den patrones de demanda uniformes a lo largo de los 365 días del año, y con la demanda repartida a lo largo del día o concentrada al final del día (Porrás-Prieto et al., 2016). Por ello, es necesario desarrollar una plantilla de cálculo que tenga en cuenta las características concretas de la demanda de la industria: temperatura demandada, intervalos horarios, volúmenes y días a lo largo del año. Asimismo, es necesario tener presente el tamaño de los depósitos del sistema solar y la temperatura a la que se encontrará el agua en los momentos de la demanda. De esta forma se puede determinar de forma realista la energía suministrada por el sistema solar cada día del año, así como la energía restante que tendrá que suministrar el sistema convencional existente.

Una vez determinada la energía suministrada por el sistema solar y por el sistema convencional, se llevará a cabo un cálculo de la rentabilidad de llevar a cabo la inversión en la instalación solar en cada uno de los escenarios. Los resultados obtenidos permitirán extraer conclusiones sobre la rentabilidad de los sistemas solares térmicos con tubos de vacío en las industrias cárnicas.

3.2 PATRONES DE DEMANDA Y ESCENARIOS ANALIZADOS

En la península, tal y como se ha descrito antes, existen dos o tres industrias cárnica de tamaño muy grande y luego proliferan fábricas de tamaño medio o pequeño por todo el territorio.

Estas plantas de tamaño intermedio suelen ser de creación familiar y unas han crecido más que otras. Los beneficios netos no son elevados y la mano de obra en este tipo de industrias tiene un coste muy alto. Por lo tanto, cualquier ahorro económico que se les plantee en materia energética puede ser muy útil para ellos.

Por todo esto, se han tomado como referencia tres fábricas de tamaño intermedio y típico de producción cárnica. Este país económicamente está compuesto por una red de Pymes, por lo que entre las tres representan muy bien el tejido agroindustrial de nuestro país. A parte de tener tamaño diferente se han clasificado y nombrado como sigue, según la temperatura de demanda y los horarios de trabajo, puesto que se ha visto que son dos condicionantes importantes:

- Patrón de la industria A. Temperatura del agua 60 °C y 13 h laborables
- Patrón de la industria B. Temperatura del agua 80 °C y 8 h laborables
- Patrón de la industria C. Temperatura del agua 45-100 °C y 11 h laborables

Cada una está ubicada en una zona de España distinta: Toledo, La Rioja y Burgos. Las tres se dedican a la producción cárnica, siendo la base el cerdo, tanto en corte y despiece como en productos elaborados. Para diversificar las ventas, las tres incluyen otro tipo de ganado en la producción. La industria A, que es la de mayor tamaño, se dedica también al producto

elaborado y platos precocinados. La industria B tiene como característica que toda la producción es ecológica y por lo tanto basa su producción en la exportación a Europa, puesto que España aún no tiene suficiente cultura de consumo ecológica, lo que la hace un poco diferente a las otras dos. La industria C se caracteriza por tener una producción más manual y diferentes procesos.

3.2.1 Metodología

Tal y como se ha ido describiendo y desarrollando a lo largo de la tesis, la obtención de datos reales de industrias es un proceso difícil, por dos razones:

- No existen datos recopilados de consumo de agua fría, y mucho menos la dividida en agua caliente. El agua es un bien barato, que no se cuantifica su coste, salvo en industrias con mucha especialización. Y separar el consumo de agua fría y caliente, es prácticamente imposible, puesto que se cuantifica el consumo de las calderas y combustible, pero no el del agua producida por las mismas.
- En las plantas en las que tienen cuantificado el agua fría, es complicado que accedan a entregar los datos, en general el tejido industrial español se compone de industrias pequeñas que no disponen de personal técnico que le pueda dedicar tiempo a la clasificación de datos y entrega de los mismos.

Dicho lo cual, la recogida de datos ha seguido el siguiente proceso:

- 1) Prospección y búsqueda de muy diferentes tipos de industrias. Recogida de datos y estudio preliminar. Se han ido recogiendo datos de consumo de agua caliente de industrias como; planta de extracción de cacao, planta de extracción y secado de levadura de cerveza, torres de secado de suero lácteo, torres de destilación de alcohol etílico, planta de producción de zumo de naranja, almazaras y bodegas.
- 2) De este tipo de industrias se han estudiado los datos. Las conclusiones obtenidas es que las industrias muy estacionales como almazaras y bodegas no pueden aprovechar muy bien la producción de energía solar térmica.
- 3) Las que tienen producciones estables a lo largo del año son el resto de las citadas. En varias de ellas, los resultados podrían ser interesantes, pero era difícil encontrar un número de industrias suficientes de plantas del mismo tipo, para tener datos suficientes que permitieran desarrollar una tesis doctoral.
- 4) Se decide que por el número, entidad del sector cárnico en España, por la posibilidad de acceder a los datos y por ser producciones cada vez menos estacionales, se realizará el estudio del sector cárnico.
- 5) Se elige además el sector cárnico, porque la variabilidad de los tipos de industrias es muy potente, se han podido tomar datos de industrias de producciones muy diferentes tanto en producto como en volumen, tratando de hacer lo más representativo posible el estudio.
- 6) Para poder modelizar los datos y hacer una base de cálculo, se ha procedido a tomar datos de información secundaria e información primaria.

- 7) La información secundaria de consumos se ha obtenido realizando una revisión de artículos, tesis y estudios técnicos de otros autores. Se han estudiado los procesos de diferentes industrias cárnicas en documentación bibliográfica y los usos del agua de proceso, según diferentes autores.
- 8) Para obtener la información primaria se han visitado y se ha trabajado directamente con tres industrias para obtener los datos reales y comprender los procesos realizados. Se han tomado los datos *in situ*, midiendo directamente los caudales de cada uno de los procesos.
- 9) Con ambos datos, información primaria y secundaria, se han realizado estudios comparativos, comprobando que los datos base para los cálculos eran coherentes y su desarrollo obtendría resultados interesantes.
- 10) Se modelizan los datos de las tres industrias y se procede a realizar los cálculos y las simulaciones descritas en el presente apartado.

3.2.2 Descripción de las industrias

Los datos genéricos recogidos en otros trabajos que se han descrito en apartados anteriores no permiten llevar a cabo el análisis de rentabilidad de una forma precisa, ya que no describen los horarios de demanda del agua caliente. Se describen a continuación las tres industrias de las que se han tomado datos como modelo para el desarrollo y modelización de los cálculos:

3.2.2.1 Industria A. La abuela Julia. Nambroca (Toledo)

La primera industria está situada en la provincia de Toledo en el municipio de Nambroca, se trata de una planta de unos 2.700 m² con mucha variedad en el tipo de productos que elabora. Son los siguientes:

- Canales y despieces
 - Despieces de aves
 - Despieces de cerdo
 - Despieces de pavo
 - Despieces de vacuno
 - Despieces de conejo
 - Despiece de Gallina
 - Despiece de Codornices y picantones

- Elaborados
 - Elaborados de ave: albóndiga de pollo, brochetas de pollo, chorizo de ave, hamburguesa de ave, longaniza de ave, pinchos de pollo tipo andaluz y pinchos morunos de pollo.
 - Elaborados de cerdo fresco: chistorra, albóndiga mixta, chorizo parrilla, costillas adobadas, costillas al ajillo, hamburguesa mixta, lomo adobado, lomo al ajillo, longaniza, picadillo de chorizo y pinchos morunos.
 - Elaborados curados: centro de jamón, chorizo picante, jamón bodega, salchichón extra y chorizo primera.
 - Elaborados de cerdo cocidos: bacon, butifarra, callos, chuleta de Sajonia, codillo, fiambre, magreta, morcilla y oreja adobada.
 - Elaborados de pavo frescos: brochetas de pavo, carne y ragout marinada de pavo, chuleta adobada, chuleta marinada al ajillo, medallones de solomillo, pechuga fileteada y pinchos morunos de pavo.
 - Elaborados de pavo cocidos: fiambre de pechuga de pavo al ajillo
 - Elaborados de ternera
- Precocinados
 - Croquetas de pollo
 - Escalopes de pechuga de pavo
 - Flamenquín
 - Lasaña boloñesa
 - San Jacobo
- Lácteos
 - Queso de barra Edam
 - Queso de Burgos
 - Queso de oveja curado graso
 - Queso de oveja semicurado graso
- Congelados
 - Congelados de pollo, pavo y otros
 - Congelados de cerdo
 - Congelados de ternera
- Huevos

La temperatura del agua de limpieza es de 60 °C y la media de uso de agua son 16.000 l diarios para limpieza. Siendo el consumo semanal de 84.000 l.

La temperatura del agua sanitaria es de 45 °C y la media de uso de agua caliente es de 660 l diarios en lavamanos lavabos y duchas. Siendo el consumo semanal medio de 3.090 l.

Un ejemplo de diagrama de proceso que se utiliza en esta industria, es el de platos precocinados, se adjunta aquí por ser la única planta de las tres que elabora este tipo de producto. Como se observa, la mayoría del agua de este proceso es de limpieza además del agua de cocción de la carne previo al proceso.

Figura 23. Proceso de elaboración del jamón en Industria A. Adaptación de AINIA (1996)

3.2.2.2 Industria B. Embutidos Luis Gil. Las Ruedas de Ocón (La Rioja)

Esta planta está situada en un enclave excepcional reserva de la biosfera donde crían los propios cerdos. La planta se sitúa en el valle de Ocón, en el municipio Las Ruedas de Ocón de La Rioja.

Esta planta fue construida en 2012 y tiene una superficie de 2.250 m².

Se trata de una planta de producción de cerdo y derivados, cuyo producto es absolutamente ecológico, los cerdos se alimentan de las bellotas del encinar anexo a la fábrica y el pienso es de producción ecológica, así como todos los medicamentos y vacunas que se les suministran.

Los productos que elaboran son sólo centrados en el ganado porcino y son:

- Jamón
- Chorizo
- Salchichón
- Panceta
- Lomo
- Productos cocidos: jamón, butifarra, paté
- Carne fresca: cinta de lomo, cinta de lomo adobada, costilla, presa, cabezada y pluma.

Esta planta sacrifica y elabora 1.500 canales/año (180.000 kg/año), lo que hace que semanalmente se elaboren 30 canales a la semana (3.600 kg/semana).

El agua de proceso se utiliza en esta planta para limpieza y producción a temperaturas que rondan los 80 °C.. El consumo varía de lunes a viernes, porque cambian las actividades que se realizan cada día en la fábrica, siendo la media de consumo diario de 2.900 l aproximadamente y la semanal de 14.400 l

El aporte de agua caliente se realiza mediante una caldera de biomasa de huesillo de aceituna, siguiendo el concepto de fábrica ecológica. La potencia útil de la caldera es de 57kW, presión máxima 6 bar. Quemador automático y silo de 500 kg.

El consumo de agua sanitario es de 127 l diarios de media a temperatura de 45 °C y semanalmente 1.200 l. El aporte de esta agua se consigue mediante termos eléctricos localizados en los puntos de abastecimiento. El consumo es muy bajo porque diariamente sólo trabajan 5 personas y no se duchan dentro de fábrica.

Esta planta elabora jamón y embutido, se representa a continuación el proceso de elaboración del jamón, por ser el producto más vendido en la planta.

Figura 24. Proceso de elaboración del jamón en Industria B. Adaptación de AINIA (1996)

3.2.2.3 Industria C. Embutidos Artesanos Villafuertes. Villafuertes (Burgos)

Esta fábrica se caracteriza por su producción artesanal. Se trata de la típica fábrica familiar de las que son muy numerosas en España que se basa en elaboraciones muy manuales y producto de alta calidad, distribuido principalmente en la comarca donde se produce.

Esta planta basa su producción en el ganado porcino y derivados, se abastece del mismo en el matadero de Burgos y tras el transporte de la carne a la planta, realizan varios procesos, produciendo una media anual de 230 t de los siguientes productos:

- Venta de carne despiezada: carrillera, costilla
- Morcilla
- Jamón de bodega
- Lomo, chorizo, salchichón
- Panceta y tocino
- Patas, rabos, papada y orejas curadas
- Lomo y costillas adobadas
- Picadillo
- Callos

El total de trabajadores de la fábrica es de 11 personas. El consumo de agua se realiza para varias operaciones:

- Agua sanitaria a 45 °C, aproximadamente 1.575 l/semana
- Agua de limpieza a 80 °C: 18.900 l/semana
- Agua para cocer morcillas a 97-100 °C: 1.200 l/semana
- Agua para lavado de tripas a 45 °C: 500 l/semana
- Manguado de chorizos a 80 °C: 400 l/semana

El total del consumo de agua caliente es de 21.100 l/semanales de agua caliente, lo que hace un consumo mensual de 85.000 l.

Se presenta a continuación el proceso de la planta, como lo más representativo en esta industria es el embutido, se toma este proceso como modelo. Aunque también se elaboran otro tipo de productos.

Figura 25. Diagrama de proceso y puntos de consumo de agua en la industria C. Adaptación de AINIA (1996)

La particularidad en esta planta es que el producto es absolutamente artesanal, no utilizando conservantes, salvo los naturales (sal y pimentón).

El consumo de agua se produce básicamente en los procesos de limpieza de la instalación, se procede al lavado del chorizo una vez colgado, para eliminar la humedad blanquecina que aflora en la superficie de la tripa si la humedad en el ambiente es elevada. Se realiza este lavado en el primer secado, dependiendo de las condiciones exteriores de humedad y temperatura y antes de la venta o envasado al vacío, para que la presentación sea la adecuada.

3.2.3 Demanda de agua caliente de las industrias

3.2.3.1 Industria A. Temperatura 60 °C y 13 h laborables

La planta trabaja de lunes a viernes de 8:00 a 21:00 h y los sábados de 8:00 a 12:00 h

Tal y como se ha descrito, las necesidades de agua caliente en la industria cárnica, se dividen en tres tipos:

- Agua caliente de proceso
- Agua caliente de limpieza
- Agua caliente sanitaria

Para caracterizar la demanda, se ha englobado en La Abuela Julia el agua de proceso (lavado de tripas, cocción, hervido, calentamiento de productos...) con el agua de limpieza: lavado y desinfección de suelos y paredes, material de corte, maquinaria... Esta agua se consume a 60 °C, variando ligeramente la temperatura en función de la capacidad del depósito.

Esta planta todo el producto cocido que elabora lo realiza mediante cocción por agua, no usa hornos de cocción u otros procesos. Esta agua de cocción está incluida en la modelización y por lo tanto en los cálculos, pero se considera que el agua que va a los equipos de cocción es agua caliente a 60 °C y su temperatura se eleva en los equipos de cocción, mediante el calentamiento de esta agua en unas calderas de cocción, en la parte exterior circula aceite que es calentado por un quemador para alcanzar la temperatura deseada de cocción. En esta modelización se ha considerado la temperatura de entrada del agua a la caldera de cocción.

Otros productos que requieren cocción, como son jamones cocidos, codillos y fiambres, los envían fuera para que se los fabriquen.

El agua demandada en La abuela Julia para proceso y lavado se utiliza a menor temperatura, por dos razones explicadas por los técnicos de la planta: por el tamaño de la fábrica es imposible que tras la circulación por las tuberías llegue a los 80 °C que podría salir del depósito. Y en segundo lugar, cuanto más alta es la temperatura se crea más vapor de agua en el ambiente, que origina micro-aerosoles en suspensión que portan restos de suciedad y cuando se depositan vuelven a producir contaminación, así como condensaciones en techos. Para evitar esto, se trabaja a menos temperatura, pero se combinan las limpiezas con agua a presión y productos de limpieza y desinfección.

Por otro lado se consume agua caliente sanitaria, esta agua es suficiente a 45 °C y es la consumida para duchas, lavamanos, lavado de botas, aseos y vestuarios.

El agua de proceso se obtiene mediante una caldera de GLP Vitomax 200-HW, cuya temperatura de salida es de 70 °C y la de retorno de 60 °C, dispone de un tanque de almacenamiento de 1.700 l que es suficiente para abastecer las máximas necesidades de la planta.

El agua de consumo para limpieza y de proceso se usa a aproximadamente 60 °C. Es la industria que trabaja a menores temperaturas.

Como se observa la demanda de agua de proceso es a media mañana, cuando la actividad en la planta es más alta y a últimas horas de la tarde, cuando se producen todas las tareas de limpieza.

Tª req (°C)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00
Lunes	0	0	60	60	0	0	60	60	60	60	60	60	60
Martes	0	0	60	60	0	0	60	60	60	60	60	60	60
Miércoles	0	0	60	60	0	0	60	60	60	60	60	60	60
Jueves	0	0	60	60	0	0	60	60	60	60	60	60	60
Viernes	0	0	60	60	0	0	60	60	60	60	60	60	60
Sábado	60	60	60	60	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 18. Temperatura requerida para agua caliente industrial en la industria A (60 °C, 13h)

Vol req (l)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00
Lunes	0	0	1000	1000	0	0	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Martes	0	0	1000	1000	0	0	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Miércoles	0	0	1000	1000	0	0	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Jueves	0	0	1000	1000	0	0	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Viernes	0	0	1000	1000	0	0	2000	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Sábado	1000	1000	1000	1000	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 19. Agua caliente demandada de uso industrial en la industria A (60 °C, 13h)

La demanda de agua caliente sanitaria es mucho menor y se requiere a una temperatura de 45 °C. La producción de esta agua se realiza mediante termos eléctricos ubicados en el lugar de aporte:

Tª req (°C)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00
Lunes	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Martes	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Miércoles	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Jueves	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45	45
Viernes	45	45	45	45	45	45	45	0	0	0	0	0	0
Sábado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 20. Temperatura requerida para agua caliente sanitaria en la industria A (60 °C, 13h)

Vol req (l)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00
Lunes	50	100	50	50	50	50	100	30	30	30	30	30	60
Martes	50	100	50	50	50	50	100	30	30	30	30	30	60
Miércoles	50	100	50	50	50	50	100	30	30	30	30	30	60
Jueves	50	100	50	50	50	50	100	30	30	30	30	30	60
Viernes	50	100	50	50	50	50	100	0	0	0	0	0	0
Sábado	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 21. Agua caliente demandada de uso sanitario en la industria A (60 °C, 13h)

3.2.3.2 Industria B. Temperatura 80 °C y 8 h laborables

En esta planta la el horario de trabajo es mucho más concentrado que en el las otras dos, siendo el horario de 8:00 a 16:00 h.

Las necesidades son del mismo tipo, pero en este caso la temperatura requerida cambia. La temperatura de agua de proceso y limpieza es de 80 °C, si bien la caldera de la que disponen no da siempre esta temperatura y a veces tienen que limpiar con agua a menor temperatura, la deseada y la idónea para la limpieza y proceso, la consideran 80 °C. La demanda se engloba de forma idéntica en las tres fábricas, agua de proceso y limpieza que proviene de una caldera de biomasa.

La caldera es de huesos de aceituna marca HERGOM modelo Oliva. Potencia útil 57 kW y presión a 6 bar. Dispone de un quemador automático y silo de 500 kg para acoplar a la caldera. Se instalan 3 depósitos de 1.000 l cada uno, por lo que el máximo volumen almacenado es de 3.000 l.

En esta planta, la demanda es básicamente para el lavado y limpieza de instalaciones, los secaderos son climatizados, tanto para embutido como para jamones. El agua de proceso consumida, representa un porcentaje muy bajo.

La elaboración de patés se realiza en un autoclave, por lo que se considera el consumo de agua que se le suministra, pero agua a 45°C, siendo el consumo mínimo. El paté se elabora de forma puntual en esta planta. Los requerimientos para la planta son los siguientes:

Tª req (°C)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00
Lunes			80	80	80	80	80	80
Martes	80	80	80	80	80	80	80	80
Miércoles	80	80	80	80	80	80	80	80
Jueves	80	80	80	80	80	80	80	80
Viernes			80	80			80	80
Sábado								

Tabla 22. Temperatura requerida para agua caliente industrial en Industria B (80 °C, 8h)

Vol req (l)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00
Lunes			225	225	225	225	500	1250
Martes	15	200	300	300	300	50	500	1250
Miércoles	15	200	300	300	300	50	500	1250
Jueves	15	200	300	300	300	50	500	1250
Viernes			150	150			1350	1350
Sábado								

Tabla 23. Agua caliente demandada de uso industrial en Industria B (80 °C, 8 h)

El agua caliente sanitaria se requiere en todos los casos a 45 °C, siendo en este caso la demanda muy baja, puesto que los operarios no se duchan en el lugar de trabajo. Además de que sólo hay 5 empleados en esta planta. El suministro es mediante termos eléctricos ubicados en los aseos, vestuarios y zonas de demanda (lavamanos...).

Tª req (°C)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00
Lunes	45	45	45	45	45	45	45	
Martes	45	45	45	45	45	45	45	
Miércoles	45	45	45	45	45	45	45	
Jueves	45	45	45	45	45	45	45	
Viernes	45	45	45	45	45	45	45	
Sábado								

Tabla 24. Temperatura requerida para agua caliente sanitaria en Industria B (80 °C, 8h)

Vol req (l)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00
Lunes	5	5	10	15	30	60	25	
Martes	25	25	30	45	45	25	10	
Miércoles	25	25	30	45	45	25	10	
Jueves	25	25	30	45	45	25	10	
Viernes	25	25	15	15	15	200	200	
Sábado								

Tabla 25. Agua caliente demandada de uso sanitario en Industria B (80 °C, 8h)

3.2.3.3 Industria C. Temperatura 45-100 °C y 11 h laborables

Esta planta es la más artesanal, pero no por ello la de menor producción, los horarios son de 8:00h a 14:00h y por la tarde de 15:30h a 19:00 h aproximadamente. Los sábados se trabaja por la mañana.

El consumo de agua caliente tiene mayor variabilidad por tratarse de un trabajo muy artesanal, en esta planta hay 12 trabajadores de forma habitual. Los trabajos que se realizan a diario son los siguientes:

- Tres/cuatro veces a la semana se elaboran morcillas durante unas 2 h a 80 °C hasta que se alcanzan los 100 °C para la cocción, durante 30-40 minutos.
- Lavado de tripas de morcilla y de lomos y chorizos: se realiza 3 días a la semana de morcilla y otras tres veces de chorizo y lomo. La temperatura requerida es de 45 °C.
- Limpieza de chorizos, una vez a la semana a 80 °C durante 2-3 h. Este chorizo se limpia tras el primer secado, puesto que no se utilizan conservantes, si la humedad ambiental es alta, tienden a producir cierta película blanquecina en el exterior de la tripa, por lo que se lava para limpiarlos. Al finalizar el secado, si ocurre lo mismo, se limpian del mismo modo.
- Limpieza en general de la planta a 80 °C se realiza en varias zonas:
 - Tras hacer morcillas siempre durante 30-45 minutos
 - Limpieza general diaria: 1 h todos los días 5 personas
 - Viernes limpieza general
 - Limpieza de tableros y partes más grasas, durante 2 h todos los días

Se trata de reflejar con la mayor exactitud en las tablas siguientes el consumo de agua caliente y las temperaturas requeridas, asimilando las horas de consumo, para poder tener un patrón de consumo. Siempre teniendo en cuenta la variabilidad diaria que pueden sufrir los trabajos en industrias pequeñas por diversos motivos: falta de material, falta de personal, cambios en planificación...

El aporte de agua caliente industrial se realiza mediante una caldera de gasoil ACV Delta ProPAck 45 de 420 l, de temperatura de salida 90 °C y presión máxima 10 bar. La potencia calorífica son 28,3 kW la potencia nominal 26 kW.

Para elevar la temperatura del agua a 97 °C y a 100 °C se calienta la misma en calderas que tienen un quemador debajo.

Se reflejan en la siguiente tabla los consumos descritos arriba y los días de la semana que se realiza cada actividad, por ejemplo se elaboran morcillas los lunes, miércoles, jueves y viernes por la mañana.

El lavado de tripas se ve reflejado en los horarios en los que la demanda es a 45 °C, es decir los lunes 1h los martes otra y miércoles y jueves de 12:00 a 14:00h.

Tª req (°C)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Lunes	97	97	100	45	80			80	80	80	
Martes	45							80	80	80	
Miércoles	97	97	100	45	45	80		80	80	80	
Jueves	97	97	100	45	45	80		80	80	80	
Viernes	97	97	100	80				80	80	80	80
Sábado					80	80					

Tabla 26. Temperatura requerida para agua caliente industrial en industria C (45-100 °C, 11 h)

Vol req (l)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Lunes	100	100	100	100	600			750	750	1500	
Martes	100							750	750	1500	
Miércoles	100	100	100	100	100	600		750	750	1500	
Jueves	100	100	100	100	100	600		750	750	1500	
Viernes	100	100	100	600				750	750	1500	1500
Sábado					200	200					

Tabla 27. Agua caliente demandada de uso industrial en industria C (45-100 °C, 11 h)

El agua caliente sanitaria se suministra de forma idéntica a las otras fábricas, mediante termos eléctricos conectados en las áreas de consumo. El agua caliente sanitaria necesaria es a 45 °C y se requiere para lavado de manos al final de los trabajos y del día especialmente, se caracteriza a continuación:

Tª req (°C)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Lunes			45	45	45		45		45	45	45
Martes		45		45	45					45	45
Miércoles	45	45	45	45	45				45	45	45
Jueves		45		45	45		45			45	45
Viernes	45	45	45	45	45				45	45	45
Sábado				45	45						

Tabla 28. Temperatura requerida para agua caliente sanitaria en Industria C (45-100 °C, 11 h)

Vol req (l)	9:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00
Lunes			25	50	75		25		25	50	75
Martes		25		50	75					50	75
Miércoles	25		25	25	75				25	50	75
Jueves		25		25	75		25			50	75
Viernes	25		25	25	75				25	50	75
Sábado				50	50						

Tabla 29. Agua caliente demandada de uso sanitario en Industria C (45-100 °C, 11 h)

3.2.3.4 Resumen de las características y consumo en las tres plantas

Se resume a continuación una comparativa de las tres fábricas, incluyendo datos clave como son la producción, superficie y número de trabajadores.

Se observa que la industria de menor superficie que es la de Burgos, concentra más producción y trabajadores que la de La Rioja, consumiendo por lo tanto más agua caliente tanto de proceso como sanitaria que la de La Rioja.

Esto se debe a dos razones, los trabajos son manuales y no hay prácticamente nada mecanizado, por lo que son necesarios más trabajadores por ratio de kg producido y la producción final de kg es más elevada en la Industria C que en la B.

Planta	Producción t/año	Operarios nº	Superficie m2	Tª A. Cal. Proc. °C	Vol A. Cal proc. l/semana	Vol A. Cal. Proc. m3/año
Industria A 60°C. 13h laborables	1700	70	2700	60	84.000	4.368
Industria B 80°C. 8h laborables	180	6	2500	80	14.395	749
Industria C 45-100°C. 11h laborables	230	12	1800	73	21.100	1.097

Tabla 30. Resumen del consumo de agua de proceso de las tres plantas y características de cada una

Planta	Producción t/año	Operarios nº	Superf m2	Tª media acs °C	Vol ACS l/sem	Vol ACS m3/año
Industria A 60°C. 13h laborables	1700	70	2700	45	3.090	161
Industria B 80°C. 8h laborables	180	6	2500	45	1.260	66
Industria C 45-100°C. 11h laborables	230	12	1800	45	1.575	82

Tabla 31. Resumen del agua caliente sanitaria de las tres plantas y características de cada una.

La Industria A se engloba dentro de otro tipo de industria, se trata ya de una fábrica de tamaño medio con una infraestructura amplia, por lo que el consumo de agua de proceso supera por cuatro el consumo de las otras dos.

Las temperaturas de trabajo difieren, cada planta trabaja un poco a su modo. En la industria A (planta de Toledo) el agua de proceso es a 60 °C, se considera para los cálculos esta temperatura tanto para la limpieza como para los procesos de cocción y escaldado. Estos procesos se realizan a mayor temperatura, pero la entrada de agua caliente es a 60 °C, se calienta en el proceso para llegar a la cocción y escaldado. El agua consumida es a 60°C y se incluye en los cálculos.

En cambio en la planta de La Rioja (Industria B) utiliza el agua básicamente para lavado y limpieza de salas y equipos. Requieren agua a 80 °C en la mayor parte. Esta fábrica no elabora morcillas, por lo que no se incluye cocción y para procesos de secado y curado, no hace falta agua de proceso.

La planta de Burgos (Industria C) lava de forma idéntica a la de La Rioja, a 80 °C y con agua a presión, mediante un equipo portátil manual, en algunas zonas muy grasas. En cambio los procesos de elaboración requieren agua a más temperatura, que es lo que hace que el consumo medio sea a mayor temperatura.

Todas utilizan agua caliente sanitaria a 45 °C para lavamanos, aseos y vestuarios. En este tipo de plantas, no es habitual que los operarios se duchen, están ubicadas en núcleos urbanos muy pequeños y se desplazan a sus domicilios de forma rápida y fácil.

3.2.4 Patrones de agua analizados

El estudio se centrará en el suministro de agua caliente para limpieza y proceso, ya que son los principales consumos y los que se realizan a temperaturas diferentes a las habituales en consumo doméstico.

Las siguientes figuras resumen las temperaturas y volúmenes demandados analizados en este estudio:

Figura 26. Volumen de agua caliente demandado en la industria A (60 °C, 13 h)

Figura 27. Volumen de agua caliente demandado en industria B (80 °C, 8 h)

Figura 28. Volumen de agua caliente demandado en industria C (45-100 °C, 11 h)

3.2.5 Escenarios analizados

Para establecer un marco de referencia estándar, los patrones de demanda descritos previamente se analizarán en 6 de las ciudades más pobladas de España (Madrid, Barcelona, Sevilla, Murcia, Bilbao y La Coruña), representativos del amplio margen de valores de irradiación anual existente en España, desde los apenas 1200 kWh anuales de Bilbao a los más de 2000 kWh de Sevilla (considerando la irradiación en el plano del captador).

Además, se analizará la rentabilidad suponiendo la existencia de diferentes sistemas de suministro convencional (caldera de gasóleo y caldera eléctrica). En total se analizarán 36 escenarios distintos (6 ciudades x 2 sistemas de suministro x 3 industrias).

Para calcular el número óptimo de captadores solares se analizarán 100 casos distintos en cada escenario (desde 1 hasta 100 captadores de 2 m²). Lo cual hace que se hayan estudiado 3.600 casos en total:

6 ciudades x 2 sistemas de suministro x 3 industrias = 3.600 casos.

La temperatura exterior de un año típico en cada una de las localizaciones se ha obtenido de los archivos climatológicos del programa de simulación energética EnergyPlus, disponibles gratuitamente a través de internet (<https://energyplus.net/weather>). La siguiente figura muestra la evolución anual de las temperaturas en cada una de las localizaciones.

Figura 29. Promedio diario de temperatura exterior en las diferentes localizaciones analizadas

Para determinar la radiación solar incidente en el plano del captador se han llevado a cabo simulaciones utilizando el programa EnergyPlus. Para maximizar la energía anual captada, los captadores se orientarán hacia el sur, utilizando como inclinación del mismo la latitud del lugar, en concreto, 37,4°, 37,8°, 40,4°, 40,3°, 43,4° y 43,3° para Sevilla, Murcia, Madrid, Barcelona, La Coruña y Bilbao respectivamente. La simulación realizada ha consistido en situar una superficie plana equivalente al captador con la inclinación correspondiente a la latitud del lugar, ejecutando una simulación anual, obteniendo los valores horarios de radiación incidente en dicha superficie. La siguiente figura muestra el promedio mensual de los sumatorios diarios de irradiación en las diferentes localizaciones.

Figura 30. Promedio mensual de irradiación incidente en el captador en las diferentes localizaciones analizadas, utilizando como inclinación del captador la latitud del lugar.

En cada escenario, la temperatura de la red de suministro se ha estimado a partir de los datos de temperatura del terreno a 0,5 m de profundidad disponibles en los archivos climatológicos del programa de simulación energética EnergyPlus. Se asume que el suministro de las zonas industriales se realizará mediante tuberías enterradas superficialmente, y que el agua se aclimatará a las condiciones del entorno al circular durante largas distancias.

Figura 31. Promedio mensual de temperatura de la red de suministro estimada a partir de datos de temperatura del terreno a 0,5 m de profundidad

3.3 CARACTERIZACIÓN DEL POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS SST CON TUBOS DE VACÍO

3.3.1 Sistema solar térmico experimental

Se ha diseñado un sistema experimental CTV que reproduce los actuales sistemas de circulación activa. El sistema experimental CTV fue instalado en la cubierta del edificio de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Agronómica, Alimentaria y de Biosistemas (ETSIAAB) de la Universidad Politécnica de Madrid, en Madrid.

Las coordenadas de la instalación son:

- Latitud 40° 26' 31,11" N
- Longitud 3° 43' 39,71" W
- Altitud 600m sobre el nivel del mar

Figura 32. Vista aérea de la ubicación del sistema solar en la ETSIAAB

El sistema de captadores para los tubos solares de vacío es el modelo SP-S58 / 1800-24 de WesTech Solar. Este captador tiene 24 tubos de vacío, de superficie neta unitaria de 2,00m².

El SST fue montado en una estructura metálica orientada al sur a 41°.

Captador SP-S58/1800-24	
Material del cabezal	Aluminio
Material del bastidor	Acero Inoxidable 301 1.5mm
Material de la tubería de cabecera	99,93 % de cobre puro y soldadura libre de plomo del 45 % de plata
Volumen de fluido	1.5 L
Aislamiento	Lana de Roca - $K = 0.044 \text{ W / m}^2$
Angulo óptimo de instalación	20 -70° Vertical, - 5° a + 5° Horizontal
Resistencia al viento	30 m/s
Máxima presión de funcionamiento	8bar - 116psi
Caudal mínimo	144 L/h
Caudal máximo	240 L/h
Superficie neta de captación	2 m ²
Superficie total	2.25m ²
Numero de tubos	24
Temperatura de estancamiento	230 °C
Peso	42 kg

Tabla 32. Características técnicas del captador

Parámetro	Valor
Eficiencia global	61.7%
Eficiencia óptica (η_0)	71.5%
Coficiente de pérdidas térmicas (a_1)	1.55 W/m ² K
Coficiente de pérdidas térmicas dependiente de la temperatura (a_2)	0.0117 W/m ² K ²

Tabla 33. Parámetros de eficiencia del captador

Figura 33. Detalle del tubo de vacío

Tubo de vacío heat pipe	
Longitud	1800 mm
Diámetro exterior	58 mm
Diámetro interior	47 mm
Grosor del cristal	1.6 mm
Material del cristal	Borisilicato Glass 3.3
Revestimiento para la absorción	AL/N/AL
Coefficiente de absorción	> 92%
Coefficiente de emisión	< 8 %
Vacío	< 3.5x10 ⁻³ Pa
Resistencia al viento	30 m /s
Resistencia a la congelación	-35 °C
Temperatura de estancamiento	230 °C
Peso	2.7 kg
Salida de agua caliente	9 L (17 MJ / m ² • día para 45 °C)

Tabla 34. Características técnicas de los tubos de vacío

Se trata de un sistema con circuito primario y secundario. El circuito primario está compuesto por los captadores y su estructura, descritos arriba, bomba de impulsión, tuberías, sistema de control, intercambiador de calor integrado en el depósito, vaso de expansión y válvula de seguridad.

El sistema secundario está compuesto por el depósito interacumulador, electroválvula y tuberías.

Todo el sistema está comandado por un sistema de control.

El fluido caloportador empleado ha sido agua., La bomba de impulsión es un motor eléctrico centrífugo marca Wilo-Star ST 15/6 ECO-3. Se han seguido las recomendaciones del fabricante para tratar de reproducir al máximo las condiciones normales de proceso.

El vaso de expansión es el encargado de absorber las dilataciones del agua, cuando aumenta la presión en la instalación. Cuando esto ocurre por un aumento de la temperatura, el fluido que sobre va al vaso de expansión y empuja la membrana. El gas interno, nitrógeno, se comprime, eliminando así posibles variaciones de presión en el circuito. El volumen del mismo es de 8 l.

El circuito primario dispone de una válvula de seguridad, que corrige las posibles sobrepresiones del sistema. En este caso es de 6 bar.

El depósito o interacumulador, que almacena la energía, es de la marca THERMOR modelo IAV 80/100 (737 mm x 505 mm) con una capacidad de 80 l.. El depósito dispone de un intercambiador de calor de superficie interior 0,53 m² y un volumen de 3,50 l.

El depósito se abastece con agua de la red interna del edificio, el agua se calienta a través de la energía que cede el intercambiador y desalojada cuando llega al umbral establecido por la TADr. El mismo volumen de agua caliente que se extrae, es introducida de forma inmediata por una toma de entrada, lo que hace que el depósito esté siempre lleno.

El tanque es de acero inoxidable y está revestido por un material aislante térmico. Las tuberías tienen un diámetro interno de 20 mm y espesor 1 mm, están revestidas también de material aislante de 13 mm de espesor.

Se han dispuesto dos electroválvulas que se abren cuando el sensor SC3, situado cerca de la salida superior del tanque, detecta que se alcanza la TADr + 1 °C y cierra la electroválvula de salida cuando la temperatura es de TADr - 1 °C. Cada día el sistema de control activa el vaciado completo del tanque para comenzar de nuevo a la temperatura de llenado de la red.

El sistema de control consiste en dos subunidades regulatorias:

- Controlador Allegro 453 de la firma Sonder Control, que es el responsable de las operaciones de la bomba del captador del circuito.
- Autómata Siemens PLC logo que controla el vaciado del tanque.

El sistema solar fue programado para variar la TADr, en ciclos de 5 días (40, 50, 60, 70 y 80 °C). A continuación se muestra un esquema de la instalación experimental:

Figura 34. Esquema de la instalación experimental instalada en la ETSIAAB

Los sensores y data logger se han situado en puntos estratégicos de la instalación para obtener y almacenar información detallada de las operaciones del sistema. Para monitorizar la temperatura se han colocado 10 sondas T_1 - T_{10} de PTC, con rango de temperaturas que oscilan de $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $+150\text{ }^{\circ}\text{C}$ y precisión $\pm 0,15^{\circ}\text{C}$ at $0\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Para monitorizar el caudal se han instalado dos medidores de caudal con lectura digital, uno cerca de la entrada del captador, que mide el fluido del circuito primario, y otro en el agua caliente de la salida del tanque, que registra el volumen de agua caliente que es suministrada por el sistema. El caudal se mide con un contador mecánico, grabando un pulso por litro.

Los parámetros meteorológicos se graban usando una estación Micro Weather Station HOBO Micro-HWS. La radiación solar es medida usando un pyranometro HOBO Weather Station Smart Silicon Pyranometer que mide la radiación solar total G , en un rango que va de 0 a 1280 Wm^{-2} y una exactitud de $\pm 10\text{ Wm}^{-2}$ o $\pm 5\%$. Este sensor mide la radiación entre 300 y 1100nanometros. El ángulo de inclinación de la instalación es idéntico al de los captadores.

Además, se han monitorizado otros parámetros como la temperatura ambiente (T_a), la velocidad del viento (W), la humedad relativa (HR). La temperatura ambiente y la humedad relativa se miden mediante sensores alojados en cápsulas de plástico con precisión $\pm 0,2$ °C y rango de 0 °C a 50 °C para temperatura, y $\pm 2,5$ % y rango de 5 % a 95 % para humedad relativa. Para monitorizar la velocidad del viento un anemómetro se ha instalado usando rango de medida de 0-45 m/s, resolución de 0,38 m/s y máxima desviación $\pm 0,1$ m/s.

La monitorización fue llevada a cabo durante un año, grabando medidas de intervalos de un minuto desde el 1 de Julio de 2014 al 30 de Junio de 2015.

3.3.2 Variables utilizadas para la caracterización del sistema

Para la caracterización del SST a partir de los datos experimentales se han calculado variables ampliamente utilizadas para este propósito por otros autores (Ayompe et al., 2013), (Nkwetta & Smyth, 2012), (Porrás-Prieto, 2015), como son la energía útil captada por el CTV y su eficiencia, la energía útil cedida al depósito y su eficiencia y las pérdidas en las tuberías de suministro. Aunque se podrían analizar otras variables relacionadas con el volumen de agua caliente suministrada y la energía residual, éstas no serían de utilidad para el estudio de patrones de demanda concretos, por lo que no serán objeto de esta tesis.

Los valores de energía calculados han sido expresados con respecto al área efectiva del captador, es decir, dividiendo los valores entre 2 m^2 . Aunque en algunos casos la variable no depende directamente de la superficie del captador, como en el caso de las pérdidas en las tuberías, estos valores facilitan la comparación con los obtenidos por otros autores con superficies distintas de captador.

A continuación se describen las ecuaciones utilizadas para el cálculo de las variables mencionadas. A partir de las ecuaciones de potencia se ha calculado la energía, multiplicando dicha potencia por el intervalo de tiempo correspondiente a la medida, expresando dicha energía en unidades de facturación eléctrica (Wh y kWh)

a) Potencia útil extraída del captador

La potencia útil capturada por el CTV y cedida al fluido caloportador se ha calculado como la diferencia de temperatura del fluido a la entrada y salida del captador:

$$Q_c = \dot{m}C_p(T_2 - T_1)/A_c \quad (E1)$$

b) Eficiencia del captador

La eficiencia del captador se ha calculado experimentalmente a partir de los datos monitorizados, considerando la potencia útil extraída del captador y la irradiación solar:

$$\eta_c = \dot{m}C_p(T_2 - T_5)/(A_c G) = Q_c/G \quad (E2)$$

c) Potencia útil cedida al depósito

La potencia cedida al depósito a través del intercambiador se ha calculado como la diferencia de temperatura del fluido a la entrada y salida del depósito:

$$Q_d = \dot{m}C_p(T_3 - T_4)/A_c \quad (E3)$$

d) Eficiencia del sistema

La eficiencia del sistema fue calculada considerando la energía cedida al depósito como energía útil susceptible de ser utilizada, dividiendo la potencia útil cedida al depósito entre la irradiación solar:

$$\eta_s = \dot{m}C_p(T_3 - T_4)/(A_c G) = Q_d/G \quad (E4)$$

e) Pérdidas de potencia en las tuberías de suministro del circuito primario

Las pérdidas en las tuberías fueron calculadas como la diferencia entre la potencia útil extraída por el CTV y la potencia cedida al depósito:

$$Q_{pt} = Q_c - Q_d \quad (E5)$$

3.3.3 Implementación del cálculo de las variables

Tras el periodo de monitorización con intervalo de 1 minuto se han obtenido millones de datos que es necesario procesar y analizar. Para ello se ha desarrollado una hoja de cálculo de Microsoft Excel, implementando las ecuaciones en VBA (Visual Basic for Applications), y calculando las mismas para cada minuto. La Figura 35, muestra un ejemplo del código desarrollado en VBA para implementar las ecuaciones.

Figura 35. Ejemplo de la implementación de las ecuaciones en VBA

	A1	B	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	AI	AJ	AK
			%	W/m2	Wh/m2	W/m2	Wh/m2		W/m2	Wh/m2		W/m2	
	Temp	ConsigTime, GMT+02:00	T exterior	RH exterior	Radiación	Energia Rad	Potencia colector	Energia colector	Rendimiento colector	Potencia dep	Energia dep	Rendimiento	Potencia Perdida
177168	50	27/12/2014 15:40	9,558	73,9	534,4	8,91	299,1860465	4,98643411	0,559854129	221,9767442	3,6996124	0,41537564	20,6976744
177169	50	27/12/2014 15:41	9,534	73,7	499,4	8,32	302,7906977	5,04651163	0,606308966	229,0697674	3,81782946	0,45868996	26,5116279
177170	50	27/12/2014 15:42	9,608	74	491,9	8,20	331,627907	5,52713178	0,674177489	243,7209302	4,0620155	0,49546845	39,1860465
177171	50	27/12/2014 15:43	9,509	73,7	506,9	8,45	297,6744186	4,96124031	0,587244858	218,0232558	3,63372093	0,43011098	29,0697674
177172	50	27/12/2014 15:44	9,608	74,2	449,4	7,49	328,9534884	5,48255814	0,73198373	246,1627907	4,10271318	0,54775877	43,1395349
177173	50	27/12/2014 15:45	9,608	73,7	419,4	6,99	320,3488372	5,39914729	0,763826507	250,5813953	4,17635659	0,59747591	19,1860465
177174	50	27/12/2014 15:46	9,534	73,8	401,9	6,70	300,9302326	5,01550388	0,748768929	229,5348837	3,8255814	0,57112437	24,6511628
177175	50	27/12/2014 15:47	9,485	74,3	366,9	6,12	322,2093023	5,37015504	0,878193792	240,8139535	4,01356589	0,65634765	40,4651163
177176	50	27/12/2014 15:48	9,435	74,2	359,4	5,99	313,0232558	5,21705426	0,870960645	250	4,16666667	0,69560378	17,9069767
177177	50	27/12/2014 15:49	9,41	74,5	361,9	6,03	305,5813953	5,09302326	0,844380755	239,4186047	3,99031008	0,66156011	17,3255814
177178	50	27/12/2014 15:50	9,361	74,5	361,9	6,03	303,4883721	5,05813953	0,838597325	231,3953488	3,85658915	0,6399903	28,372093
177179	50	27/12/2014 15:51	9,435	74,8	358,1	5,97	302,5581395	5,04263566	0,844898463	221,3953488	3,68992248	0,61825007	35,5813953
177180	50	27/12/2014 15:52	9,509	74,5	350,6	5,84	300	5	0,856575984	242,0930233	4,03488372	0,69051062	19,1860465
177181	50	27/12/2014 15:53	9,46	74,2	374,4	6,24	286,5116279	4,7751938	0,765255416	222,2093023	3,70348837	0,59350775	18,0232558
177182	50	27/12/2014 15:54	9,41	74,2	391,9	6,53	276,0465116	4,60077519	0,704379974	223,8372093	3,73062016	0,57115899	11,3953488
177183	50	27/12/2014 15:55	9,485	74,6	406,9	6,78	285,8139535	4,76356589	0,70241817	220,5813953	3,67635659	0,54210222	21,9767442
177184	50	27/12/2014 15:56	9,558	74,5	435,6	7,26	270,6976744	4,51162791	0,621436351	203,6046512	3,39341085	0,46741196	24,1860465
177185	50	27/12/2014 15:57	9,558	73,9	453,1	7,55	261,0465116	4,35077519	0,576134433	201,627907	3,36040512	0,44499648	11,2790698
177186	50	27/12/2014 15:58	9,534	74,1	419,4	6,99	290,2325581	4,8372093	0,692018498	219,3023256	3,65503876	0,52289539	28,7209302
177187	50	27/12/2014 15:59	9,583	74,3	365,6	6,09	268,1395349	4,46899225	0,733423235	212,5581395	3,54263566	0,58139535	6,27906977
177188	50	27/12/2014 16:00	9,706	74,2	338,1	5,64	276,1627907	4,60271318	0,816808017	188,0232558	3,13372093	0,55611729	46,1627907
177189	50	27/12/2014 16:01	9,632	74,1	329,4	5,49	282,0930233	4,70155039	0,856384406	236,9767442	3,9496124	0,71941938	7,3255814
177190	50	27/12/2014 16:02	9,509	74,3	330,6	5,51	250,5813953	4,17635659	0,757959454	184,1860465	3,06976744	0,55712658	9,88372093
177191	50	27/12/2014 16:03	9,558	74,8	351,9	5,87	276,2790698	4,60465116	0,785106763	202,5581395	3,37596899	0,57561279	39,5348837
177192	50	27/12/2014 16:04	9,583	74,7	423,1	7,05	293,4883721	4,89147287	0,693661952	235,1162791	3,91860465	0,55569908	15
177193	50	27/12/2014 16:05	9,632	74,7	433,1	7,22	250,2325581	4,17054264	0,577770857	189,0697674	3,15116279	0,43654991	9,18604651
177194	50	27/12/2014 16:06	9,583	74,5	385,6	6,43	245,6976744	4,09496124	0,637182766	183,6046512	3,06007752	0,47615314	25,5813953

Figura 36. Ejemplo del cálculo de las variables con intervalo de un minuto

A partir de las variables con intervalo de un minuto se han calculado sumatorios o promedios horarios y diarios dependiendo de la variable en cuestión. Así por ejemplo, para los valores de irradiación es necesario calcular sumatorios (valor agregado de todo el intervalo); para variables de temperatura es necesario conocer el promedio en un determinado periodo. El cálculo se ha llevado a cabo utilizando tablas dinámicas de Microsoft Excel; Figura 36, que permiten agrupar valores según etiquetas (como por ejemplo en función de la temperatura requerida y la fecha), incluir filtros (como por ejemplo la hora del día), etc.

El estudio se ha llevado a cabo fijando un mismo intervalo de 13 h para las diferentes TADr, de 8:00 a 21:00 h, periodo que incluye todas las horas de funcionamiento de la bomba del circuito primario.

Figura 37. Ejemplo de procesamiento de datos mediante el uso de tablas dinámicas

3.3.4 Estimación del potencial del SST en otros escenarios

Para poder determinar la rentabilidad del SST en distintas ubicaciones es necesario obtener un modelo que caracterice el potencial de suministro de energía del sistema bajo diferentes condiciones de irradiación y temperatura exterior. Para ello partimos de la hipótesis de que el comportamiento del sistema en su conjunto estará fuertemente condicionado por el comportamiento del captador.

La eficiencia del captador se puede calcular a partir de los datos suministrados por el fabricante en función de las pérdidas, considerando la diferencia de temperatura entre el fluido y el aire, tal y como describe la norma UNE-EN12975-2 (2006).

$$\eta_c = \eta_0 - a_1 T_m^* - a_2 G (T_m^*)^2 \quad (E6)$$

donde T_m^* es la diferencia de temperatura reducida, $(T_m - T_a)/G$

Por ello, asumiremos un modelo de rendimiento del sistema equivalente al del captador, determinado experimentalmente las constantes de la ecuación del SST en su conjunto (η_{0S} , a_{1S} y a_{2S}), diferentes a las del captador. Multiplicando todos los términos por la irradiación (G) se obtiene la ecuación de estimación de la energía útil máxima suministrada por el SST:

$$E_{SST,max} = \eta_{0S} G - a_{1S} (T_m - T_a) - a_{2S} (T_m - T_a)^2 \quad (E7)$$

Las constantes de la ecuación serán calculadas para obtener el menor error medio anual mediante la herramienta Solver de Microsoft Excel. La idoneidad del modelo será validado con los datos experimentales de temperatura media del captador (T_m), temperatura exterior (T_a) e irradiación (G) durante las horas de funcionamiento del sistema.

El modelo planteado presenta un mal ajuste cuando se trata de estimar la energía captada en cada hora del día. A pesar de que se trata de un ajuste óptimo de los coeficientes a través de Solver, se obtienen importantes variaciones entre los valores reales y los valores estimados de energía cedida al depósito (Figura 38).

El ajuste persiste incluso tratando las diferentes TADr por separado, como se puede observar en la (Figura 39). El modelo sobreestima las horas centrales del día y subestima las horas finales del día. Este fenómeno parece explicarse porque el sistema tiene un máximo potencial de producción del captador, que llega a su límite a pesar de que la radiación sigue subiendo en las horas centrales del día. Por otra parte, la inercia térmica del sistema provoca que en ocasiones el rendimiento por las tardes sea muy elevado, próximo al 100 %.

Figura 38. Diferencias entre la energía real cedida al depósito cada hora y la energía estimada a través del modelo optimizado mediante Solver. Todas las TADr.

Figura 39. Diferencias entre la energía real cedida al depósito cada hora y la energía estimada a través del modelo optimizado mediante Solver. TADr 80 °C.

Dado el mal ajuste del modelo con datos horarios, se ha optado por utilizar un modelo que estime la energía útil diaria, y distribuir posteriormente esa energía a lo largo de las horas utilizando porcentajes experimentales. En el siguiente apartado se analizará el reparto de energía captada en cada hora del día y se comprobará que existe una buena uniformidad tanto entre las diferentes TADr como dentro de una misma TADr a lo largo del año.

El modelo planteado optimizado con Solver presenta un muy buen ajuste, con un error promedio de 196 W/d y un $R^2 = 0,97$ al comparar los valores reales con los estimados (Figura 40).

Figura 40. Diferencias entre la energía real cedida diariamente al depósito y la energía estimada a través del modelo original optimizado mediante Solver.

No obstante, para estimar la energía útil en escenarios distintos a la ubicación del SST no se dispondrá de la temperatura media del captador. Por ello, se ha planteado un modelo alternativo basado en la temperatura del agua requerida (TADr), calculando de manera equivalente las constantes de la ecuación ($\eta_{0S,TADr}$, $a_{1S,TADr}$ y $a_{2S,TADr}$):

$$E_{SST,max} = \eta_{0S,TADr}G - a_{1S,TADr}(TADr - T_a) - a_{2S,TADr}(TADr - T_a)^2 \quad (E8)$$

Por lo tanto, una vez validado el modelo utilizando datos experimentales de temperatura del captador se pretende comprobar si la modificación de este modelo utilizando datos de la temperatura requerida obtiene resultados aceptables.

El ajuste de la ecuación modificada utilizando como dato de entrada las TADr y los valores de temperatura exterior e irradiación de todo el periodo horario presenta un error promedio anual de 275 W/d. El ajuste subestima ligeramente los días de mayor producción y subestima los de radiación intermedia y baja (Figura 41). No obstante, consideramos que este error es aceptable para el propósito del estudio, más si cabe teniendo en cuenta que la sobreestimación de unos días se compensa en parte por la subestimación de otros.

Por lo tanto, para la estimación de la energía útil en localizaciones distintas a Madrid se utilizará la siguiente ecuación:

$$E_{SST,max} = 0,6741 G - 0,0000 (TADr - Ta) - 0,2189 (TADr - Ta)^2 \quad (E9)$$

Figura 41. Diferencias entre la energía real cedida diariamente al depósito y la energía estimada a través del modelo basado en la TADr optimizado mediante Solver.

3.3.5 Captación a lo largo del día

Los intervalos horarios de mayor captación se corresponden con las horas centrales del día (de 11h a 16h). El porcentaje de energía captada en que cada hora del día es muy similar entre las diferentes TADr (Figura 42), siendo el promedio anual entre las 8 h y las 20 h de $1,6\% \pm 0,3\%$, $5,6 \pm 0,73\%$, $9,1 \pm 0,8\%$, $12,1 \pm 0,6\%$, $12,8 \pm 0,4\%$, $13,1 \pm 0,4\%$, $13,1 \pm 0,2\%$, $12,2 \pm 0,4\%$, $10,6 \pm 0,7\%$, $7,0 \pm 1,0\%$, $2,5 \pm 0,8\%$, $0,3 \pm 0,3\%$, $0,0 \pm 0,0\%$.

Estos porcentajes de captación serán utilizados para la estimación de la energía máxima horaria del SST en los cálculos posteriores.

Figura 42. Porcentaje de la energía útil diaria cedida al depósito en cada hora del día

3.4 BALANCE ENERGÉTICO DEL SST BAJO DIFERENTES ESCENARIOS

3.4.1 Fundamento

Se pretende cuantificar la energía útil que el sistema solar es capaz de suministrar a lo largo del año, en diferentes industrias, de acuerdo a las características concretas de la demanda, la irradiación y la temperatura de la zona.

La capacidad de suministrar energía, y por tanto la rentabilidad, se verá afectada por la temperatura demandada, los volúmenes y los intervalos horarios a los que se requieran, el calendario de demanda, etc. En la práctica, las industrias no aprovecharán el 100% de la capacidad del sistema, ya que existen días sin actividad, demandas a primeras horas del día (cuando el sistema solar no ha tenido tiempo de captar mucha energía), pérdidas nocturnas en la energía residual del día anterior, etc.

Para realizar un cálculo preciso es necesario tener en cuenta el tamaño del depósito de almacenamiento del sistema solar, determinando la temperatura del agua en el depósito en cada hora del día del año. Aunque haya energía suficiente en el depósito, siempre que se requiera mayor temperatura que la del agua del depósito será necesario suministrar parte de la energía con el sistema auxiliar de suministro (caldera eléctrica o caldera de gasóleo). Por otra parte, si el agua del depósito está a mayor de la temperatura que la requerida, será necesario mezclarla con agua de la red para obtener la temperatura deseada, por lo que el volumen extraído del depósito será menor que el requerido.

En los días en que el sistema solar pueda suministrar toda la demanda diaria, se almacenará la energía restante en el depósito hasta alcanzar el máximo posible en función del volumen de depósito diseñado y una temperatura máxima de seguridad de 95 °C. Alcanzada esta temperatura un sistema de seguridad eliminaría el exceso de energía. Se ha asumido que el aislamiento del depósito permitirá disponer al día siguiente del 80% de la energía almacenada no utilizada.

El objetivo último es calcular la energía útil anual (en kWh) que suministraría el sistema solar y la que suministrará el sistema auxiliar, datos que serán utilizados en el análisis de rentabilidad.

3.4.2 Plantilla de cálculo desarrollada

Para determinar el comportamiento bajo escenarios de demanda concretos se ha diseñado una plantilla de cálculo en VBA.

Figura 43. Ejemplo de la platilla de cálculo desarrollada

La plantilla requiere los siguientes datos de entrada:

- Volumen demandado en cada hora del año (l)
- Temperatura del agua caliente demandada para cada hora del año (°C)
- Promedio diario de la temperatura exterior (°C)
- Promedio diario de la irradiación en el plano del captador (Wh/m²)
- Promedio mensual de la temperatura del agua de la red de suministro (°C)
- Porcentaje de la energía sobrante almacenada en el depósito que estará disponible al día siguiente (%)
- Número de captadores solares de 2 m²
- Volumen de depósito por cada captador de 2 m² (l)
- Variables del modelo de cálculo de la energía máxima: $\eta_{0S,TADr}$, $a_{1S,TADr}$ y $a_{2S,TADr}$
- Promedio del porcentaje de energía máxima captada en cada hora del día del día (%)

Para calcular las variaciones de temperatura del agua del depósito ocasionadas por el aporte de energía del sistema solar o por la energía extraída en las descargas se ha utilizado la siguiente ecuación:

$$T_{d\ final} (^{\circ}C) = T_{d\ inicial} (^{\circ}C) + \frac{\Delta E\ (kWh)}{V_d(m^3) \cdot \rho\ \left(\frac{Kg}{m^3}\right) \cdot c_p\ \left(\frac{kWh}{Kg\ ^{\circ}C}\right)} \quad (E10)$$

En base a los datos de entrada la aplicación lleva a cabo los siguientes cálculos para cada uno de los 365 días del año:

a) Energía diaria máxima que podría suministrar el sistema solar ($E_{SST,máx}$, en kWh), utilizando la ecuación descrita previamente y los valores diarios de temperatura (T_a) e irradiación (G) del lugar.

b) Energía horaria que podría suministrar el sistema solar en cada tramo horario (E_h , en kWh), repartiendo la energía diaria máxima ($E_{SST,máx}$) según el porcentaje de reparto determinado experimentalmente, descrito en el apartado anterior.

c) Temperatura del depósito antes de la demanda de agua caliente (tanto si se produce una descarga como si no):

- Se establece la condición de que la temperatura sea 95 °C como máximo (se supone que habrá un sistema de control para regularlo)
- La temperatura del depósito se calcula como la temperatura después de la descarga de agua en el tramo horario anterior más el incremento de temperatura generado por la energía cedida al depósito por el SST:

$$T_{d\ antes,t} = T_{d\ desp,t-1} + \frac{E_h}{V_d \cdot \rho \cdot c_p} \quad (E11)$$

*Para la temperatura a primera hora del día se parte del 80 % de la energía captada por el sistema solar disponible al final del día anterior

d) Temperatura del depósito después de la demanda de agua caliente (tanto si se produce una descarga como si no):

- Se establece la condición de que la temperatura sea como mínimo la temperatura de la red de suministro.
- La temperatura del depósito después de la descarga de agua caliente se calcula como el promedio de temperatura ponderado en función del volumen extraído del depósito:

$$T_{d\ desp} = \frac{T_{d\ antes} \cdot (V_d - V_{desc}) + T_{red} \cdot V_{desc}}{V_d} \quad (E12)$$

e) Energía demandada:

Se considera energía demandada en forma de agua caliente únicamente a la energía teniendo como punto de partida la temperatura de la red de suministro:

$$E_{dem} = V_{dem} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (TAD_r - T_{red}) \quad (E13)$$

f) Energía disponible en el depósito antes de la demanda:

Se considera energía disponible en forma de agua en el depósito únicamente a la energía captada por el sistema solar y almacenada en el depósito en forma de agua caliente, considerando siempre como punto de partida la temperatura de la red de suministro:

$$E_d = V_d \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{d\ antes} - T_{red}) \quad (E14)$$

dónde T_d se ha estimado como el promedio de temperatura medida en la parte inferior (T_6), en la zona media (T_7) y en la parte superior (T_8) del depósito.

g) Volumen de agua caliente descargado (extraído del depósito):

- Si la energía demanda es mayor que la energía disponible en el depósito, se extraerá toda la energía, o lo que es lo mismo, el volumen extraído será el volumen del depósito ($V_{desc} = V_d$); en caso contrario continua en el siguiente punto:
- Si la temperatura demandada es mayor que la temperatura del depósito, se extraerá únicamente el volumen demandado (el resto de la energía la tendrá que suministrar el sistema auxiliar) ($V_{desc} = V_{dem}$); en caso contrario continua en el siguiente punto:
- Teniendo en cuenta que la energía almacenada en el depósito es mayor que la requerida, y que la temperatura del depósito también es mayor, será necesario mezclar con agua de la red, requiriéndose un menor volumen. Dicho volumen se calcula igualando la energía extraída a la energía demandada, y despejando el volumen:

$$V_{desc} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{d\ antes} - T_{red}) = V_{dem} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (TAD_r - T_{red}) \quad (E15)$$

$$V_{desc} = \frac{V_{dem} \cdot (TAD_r - T_{red})}{(T_{d\ antes} - T_{red})} \quad (E16)$$

f) Energía suministrada por el sistema solar:

La energía que realmente suministrada el SST en función de las características concretas de la demanda de la industria se calcula teniendo en cuenta el volumen descargado y la temperatura del agua del depósito antes de la descarga. Al restar la temperatura de la red de suministro se calcula únicamente la energía relativa captada previamente por el sistema solar:

$$E_{SST} = V_{desc} \cdot (T_{d \text{ antes}} - T_{red}) \quad (E17)$$

i) Energía suministrada por el sistema auxiliar (caldera de gasóleo o eléctrica):

Se calcula como la diferencia entre la energía total demandada y la energía suministrada por el sistema solar:

$$E_{aux} = E_{dem} - E_{SST} \quad (E18)$$

3.5 RENTABILIDAD DEL SISTEMA

3.5.1 Indicadores de rentabilidad

Para conocer la rentabilidad del sistema, se realiza una evaluación financiera de los supuestos que se han modelizado en este estudio. Se calculan los flujos de caja que se producen cada año (R_j) siendo la diferencia entre los cobros (C_j) y los pagos (P_j) (Alonso-Sebastián & Serrano-Bermejo, 2008). En la siguiente fórmula “a” indica antes de la versión y “d” después de la inversión.

$$R_j = R_d - R_a = (C_d - P_d) - (C_a - P_a) \quad (E19)$$

En este tipo de instalaciones no se generan cobros, por lo tanto, los flujos de caja son sólo de los pagos antes de la inversión menos los pagos después de la inversión:

$$R_j = P_a - P_d \quad (E20)$$

El ahorro generado por la inversión será la diferencia de pago entre las alternativas de suministro no renovables (los pagos provenientes de la inversión antes de la instalación, en este caso gasóleo y/o electricidad) y la instalación solar (que será la que genere los pagos después de la puesta en marcha). Los indicadores de rentabilidad que se han utilizado son los habituales en los estudios de la industria agroalimentaria:

Valor Actual Neto (VAN): Expresa el valor actualizado de todos los rendimientos financieros generados por la inversión. La inversión será viable económicamente siempre que el $VAN > 0$

$$VAN = -K + \sum_{j=0}^{j=n} \frac{P_{aj} - P_{dj}}{(1+r)^j} = -K + \sum_{j=0}^{j=n} \frac{R_j}{(1+r)^j} \quad (E21)$$

Tasa Interna de Rendimiento (TIR): tasa de actualización para la que el VAN tome un valor cero. La ejecución de la instalación será recomendable cuando la tasa interna de rendimiento sea mayor que el tipo de actualización.

$$\text{Si } VAN = -K + \sum_{j=0}^{j=n} \frac{P_{aj} - P_{dj}}{(1+TIR)^j} = -K + \sum_{j=0}^{j=n} \frac{R_j}{(1+TIR)^j} = 0: \quad (E22)$$

TIR es r.

Periodo de retorno descontado o payback (PB): tiempo que una inversión tarda en recuperar el desembolso inicial, con los flujos de caja generados por la misma actualizados

$$K - \sum_{j=0}^{j=PB} \frac{R_j}{(1+r)^j} = 0 \quad (E23)$$

3.5.2 Cálculo de la rentabilidad del SST optimizado en los diferentes escenarios

En cada uno de los escenarios planteados se calculará la rentabilidad de la inversión a realizar en un sistema solar optimizado, partiendo de una instalación convencional de suministro existente (caldera de gasóleo y caldera eléctrica). Se asume, que al monitorizar estos escenarios, por un lado se está cubriendo una gran parte de los modelos de producción de la industria agroalimentaria actual y por otra que el sistema monitorizado es extrapolable a cualquier sistema de mayores o menores dimensiones.

Se pretende estudiar la rentabilidad de instalar un SST complementario, que cubra parte de la demanda, optimizando en cada caso su dimensionamiento para minimizar el gasto total de agua caliente de proceso a lo largo de 20 años (período fijado de vida útil de la instalación solar).

El cálculo para optimizar las dimensiones de la instalación en cada caso, se ha llevado a cabo calculando el pago total ejecutado para cubrir la demanda energética térmica durante los 20 años de vida útil de la instalación, incluyendo un total de 100 casos, es decir desde una instalación de un único captador hasta el supuesto de 100 captadores, todos idénticos de 2 m².

La óptima situación es con la que se obtiene el menor pago total actualizado, incluyendo en el cálculo la inversión realizada. El total de casos será de 3600, los 36 escenarios de referencia por 100 casos con diferente número de captadores en cada uno de ellos.

Tomando los costes de la energía actual suministrada por los dos sistemas tradicionales y por el sistema de energía renovable, se ha calculado el coste anual para cubrir la demanda, que sería el sumatorio total de coste energético de gasóleo o electricidad (según el caso) y el coste del consumo de la bomba de la instalación de los captadores solares.

El coste anual se toma como flujo de caja anual de la instalación conjunta (tradicional + renovable) que sumado a la inversión realizada en el sistema solar, permite calcular el coste total durante 20 años, actualizado con la tasa de actualización anual del coste económico.

Para llevar a cabo los cálculos se han implementado funcionalidades adicionales en VBA, completando la plantilla desarrollada previamente. La plantilla requiere los siguientes datos de entrada:

Datos para análisis de rentabilidad	
Rendimiento caldera gasóleo	%
Poder calorífico gasóleo	kWh/l
Precio gasóleo	€/l
Rendimiento caldera eléctrica	%
Precio electricidad	€/kWh
Inversión inicial	€/m ²
Tipo de Descuento	%

Tabla 35. Tabla de datos base para el análisis de rentabilidad

La plantilla optimizada realiza el cálculo del coste total del suministro energético, sumando la instalación inicial del SST y del coste energético anual de todas las energías necesarias para el funcionamiento del sistema de agua caliente, eligiendo para cada escenario modelizado el número óptimo de captadores, por lo tanto el que minimiza el coste total. Así por ejemplo, en la siguiente figura (Figura 44), la instalación optimizada estaría constituida por 38 captadores, obteniendo el menor pago total a lo largo de la vida útil de la instalación, ligeramente inferior a 120000 € (inversión + pagos anuales energía).

Por lo tanto, los resultados de rentabilidad que se calcularán en cada escenario se referirán al escenario optimizado.

Figura 44. Pago total actualizado (energía + inversión instalación) durante la vida útil de la instalación, en función del número de colectores solares de 2 m² instalado.

Con los valores del sistema optimizado la aplicación calcula el VAN, TIR y el payback actualizado:

Tipo de Descuento: 4%				Tipo de Descuento: 6%				Tipo de Descuento: 4%			
Inversión inicial (I)				Inversión inicial (I)				Inversión inicial (I)			
3482				3482				3482			
Coste anual alternativa (I)				Coste anual alternativa (I)				Coste anual alternativa (I)			
1801				1801				1801			
Coste sistema solar (I)				Coste sistema solar (I)				Coste sistema solar (I)			
1681				1681				1681			
Flujo de caja anual (I)				Flujo de caja anual (I)				Flujo de caja anual (I)			
1681				1681				1681			

Año	Flujos de caja (I)	Factor Descuento	Valor Presente (I)	Año	Flujos de caja (I)	Factor Descuento	Valor Presente (I)	Año	Flujos de caja (I)	Factor Descuento	Valor Presente (I)	Flujos de caja acumulados (I)
0	-19500	1,00	-19500	0	-19500	1,00	-19500	0	-19500	1,00	-19500	-19500
1	1681	0,96	1617	1	1681	0,94	1588	1	1681	0,96	1617	-17883
2	1681	0,92	1554	2	1681	0,89	1500	2	1681	0,92	1554	-16329
3	1681	0,89	1495	3	1681	0,84	1417	3	1681	0,89	1495	-14834
4	1681	0,85	1437	4	1681	0,80	1339	4	1681	0,85	1437	-13397
5	1681	0,82	1382	5	1681	0,75	1264	5	1681	0,82	1382	-12015
6	1681	0,79	1329	6	1681	0,71	1194	6	1681	0,79	1329	-10687
7	1681	0,76	1278	7	1681	0,67	1128	7	1681	0,76	1278	-9409
8	1681	0,73	1228	8	1681	0,63	1066	8	1681	0,73	1228	-8181
9	1681	0,70	1181	9	1681	0,60	1007	9	1681	0,70	1181	-6999
10	1681	0,68	1136	10	1681	0,57	951	10	1681	0,68	1136	-5864
11	1681	0,65	1092	11	1681	0,53	898	11	1681	0,65	1092	-4771
12	1681	0,62	1050	12	1681	0,50	849	12	1681	0,62	1050	-3721
13	1681	0,60	1010	13	1681	0,48	802	13	1681	0,60	1010	-2712
14	1681	0,58	971	14	1681	0,45	757	14	1681	0,58	971	-1741
15	1681	0,56	934	15	1681	0,43	715	15	1681	0,56	934	-807
16	1681	0,53	898	16	1681	0,40	676	16	1681	0,53	898	90
17	1681	0,51	863	17	1681	0,38	638	17	1681	0,51	863	953
18	1681	0,49	830	18	1681	0,36	603	18	1681	0,49	830	1783
19	1681	0,47	798	19	1681	0,34	569	19	1681	0,47	798	2581
20	1681	0,46	767	20	1681	0,32	538	20	1681	0,46	767	3349
VAN 3.349 I				VAN 0 I				Plazo de recuperación descontado (años) 15,2				
VAN/Inversion 0,171				TIR 6%								

Tabla 36. Aplicación del cálculo del VAN, TIR y Payback

3.5.3 Variables asumidas

El cálculo de la rentabilidad se realiza usando indicadores y parámetros obtenidos de los datos actuales del mercado. Se describen a continuación:

El desarrollo de los SST, sobre todo con el crecimiento la producción en China y en países emergentes, ha provocado una notable reducción del precio en los últimos años, rondando el precio actual de los equipos equivalentes al instalado como planta piloto los 750 €/m² (material e instalación incluidos).

El producto del consumo de energía anual por las bombas (kWh/m²) por el precio de la electricidad será usado como el pago después de la inversión (Pa). El precio promedio de la electricidad se establece para el cálculo en 0,1411 €/kWh, correspondiente al promedio del precio de la electricidad de consumo industrial en España en los últimos 5 años, según Eurostat.

Se ha considerado un precio del gasóleo de calefacción de 0,86 €/l, valor promedio en España para el período 2011-2015 (no se dispone de información de 2016) según los datos de CORES (Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, www.cores.es). La cantidad de gasoil necesaria para suministrar toda la energía multiplicada por el precio del mismo, será el coste antes de la inversión (Pb).

La vida útil de la instalación es de 20 años.

Se incluye una tasa de descuento del 3,12 %, promedio de los últimos 5 años del rendimiento medio de los bonos españoles a 10 años.

3.5.4 Análisis de sensibilidad

Partiendo del escenario optimizado, número de captadores óptimo que minimiza el gasto total, la rentabilidad del SST será analizada suponiendo la variación de diversos parámetros definidos previamente, en concreto:

- a) Variación en el coste de la inversión, suponiendo diferentes costes de montaje o del precio de los componentes.
- b) Variación del precio de la energía (electricidad y gasóleo).
- c) Variación de la vida útil de la instalación.
- d) Variación de la tasa de actualización, suponiendo un cambio de la coyuntura económica que conllevara un cambio equivalente a dicha variación.

En los diferentes escenarios se ha calculado los umbrales de rentabilidad al variar los diferentes parámetros. Los resultados del análisis permitirán cuantificar la rentabilidad si la vida útil se incrementase o se redujese (frente a la previsión inicial), si el precio de la inversión disponible fuese diferente (sobrecostes, menor precio de distribuidor local), etc. aportando información adicional de gran valor para la toma de decisiones del sector.

Los análisis se han realizado suponiendo que el resto de variables asumidas permanecen constantes, variando un único parámetro en cada caso.

En los escenarios de partida en los que el SST no era rentable, se ha asumido un caso hipotético con un número reducido de captadores (10 captadores de 2 m²) para determinar el umbral de rentabilidad.

4 RESULTADOS

4.1 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

4.1.1 Energía y eficiencia del captador

En este tipo de SST existe una marcada relación la energía extraída del captador y la radiación solar (Figura 45). La energía útil extraída del CTV aumenta a medida que se incrementa la irradiación solar, obteniéndose los mayores valores durante los meses de verano para todas las TADr, coincidiendo con los días de mayor irradiación del año.

Figura 45. Energía útil extraída del captador frente a la irradiación solar

Se observan pequeñas diferencias de energía captada entre las diferentes TADr, especialmente a altos niveles de irradiación, lo que indica pérdidas de rendimiento del captador a medida que aumenta la TADr. Esto se ve reflejado en la eficiencia del captador, cuyo promedio anual es de 70 %, 67 %, 65 %, 64 % y 63 % para 40 °C, 50 °C, 60 °C, 70 °C y 80 °C respectivamente. La mayor temperatura del agua del depósito conlleva una mayor temperatura del fluido caloportador del circuito del captador, un menor salto térmico

disponible y mayores pérdidas de calor; como resultado, se produce una disminución de la eficiencia del CTV. La Figura 46, muestra con detalle las variaciones de rendimiento a lo largo del año.

Figura 46. Eficiencia del captador frente a la irradiación solar

4.1.2 Energía y eficiencia del sistema

Las diferencias de energía entre las diferentes TADr se hacen más evidentes al analizar la energía cedida al depósito (Figura 47) (Figura 48). El promedio anual de eficiencia del sistema se reduce a 65 %, 62 %, 58 %, 55 % y 53 % para 40 °C, 50 °C, 60 °C, 70 °C y 80 °C respectivamente. Al aumentar la temperatura requerida aumentan las pérdidas en las tuberías, con valores promedio que oscilan entre 5 % para 40 °C y 10 % para 80 °C.

Dadas las diferencias en la eficiencia del sistema, para la determinación de la viabilidad de los SST es esencial tener en cuenta la temperatura requerida en los diferentes procesos industriales.

Figura 47. Energía útil cedida al depósito frente a la irradiación solar.

Figura 48. Eficiencia del sistema frente a la irradiación solar.

4.2 AHORRO ENERGÉTICO DEL SISTEMA SOLAR

4.2.1 Inversión del SST optimizado

El sistema SST optimizado se corresponde con el número de captadores óptimo que minimiza el coste energético total (inversión + consumo energético) a lo largo de 20 años. Esto se calcula para cada uno de los 36 escenarios que se estudian y dentro de estos a su vez 100 casos, es decir de 1 captador a 100 captadores.

Figura 49. Número óptimo de captadores solares que minimiza el pago total durante 20 años con caldera eléctrica existente

Figura 50. Número óptimo de captadores solares que minimiza el pago total durante 20 años con caldera de gasóleo existente

Figura 51. Inversión necesaria para el SST optimizado con caldera eléctrica

Figura 52. Inversión necesaria para el SST optimizado con caldera de gasóleo

Los dos gráficos anteriores muestran la inversión óptima en cada una de las 6 ciudades estudiadas y a su vez para los tres tipos de industria que estudiamos. La situación se simula suponiendo el aporte con caldera de gasóleo y con caldera eléctrica.

El número óptimo de captadores varía de 0 a 100 para instalación eléctrica y de 0 a 80 con gasoil. La inversión económica óptima está entre 0 y 150.000€ y entre 0 y 110.000€ respectivamente.

La primera reflexión es que cuando el suministro energético es eléctrico la inversión de captadores solares es mucho más recomendable que si el suministro energético es gasóleo.

La segunda es que en ubicaciones con elevada irradiación solar, la instalación es altamente recomendable, mientras que en latitudes de baja irradiación disminuye tanto, que según el tipo de planta y forma de trabajo se hace incluso no recomendable.

Utilizando el mismo tipo de energía, el número de captadores que se recomienda es similar si la ubicación tiene similar irradiación y el mismo tipo de industria (tamaño, horario y temperatura de agua demandada).

Como era de esperar, la temperatura de agua demandada por la planta influye en el tamaño de la instalación solar y en su rentabilidad. La industria tipo A, cuya demanda de agua es a 60°C, es la única rentable en el escenario de caldera de gasóleo en Coruña. Además, mantiene un tamaño de instalación similar en todas las ubicaciones con caldera eléctrica. Las industrias con mayor TADr parecen tener menor rentabilidad, sobre todo en localizaciones con menor irradiación, donde en algunos escenarios no resulta rentable su instalación, o el tamaño de las mismas es inferior al de ubicaciones de alta irradiación.

Por último hay que tener en cuenta el horario trabajo y por lo tanto, de demanda de agua caliente industrial. Así por ejemplo, el número de captadores solares resultante en la industria C es mayor que en la industria B, lo que podría explicarse en parte por el mayor número de horas en los que se requiere agua caliente, lo que incrementaría el rendimiento del sistema.

4.2.2 Energía suministrada por el SST en los distintos escenarios

Se analiza en adelante la energía suministrada por el sistema SST en todas las situaciones descritas, obteniendo datos de energía en kWh y en % de la energía sobre el total.

Lo primero que se observa en las cuatro gráficas siguientes es la diferencia entre que se trate de caldera de gasóleo y eléctrica. Con caldera eléctrica la energía suministrada por el SST con CTV es más alta, para todos los casos y situaciones.

Así por ejemplo, la diferencia es del 73 % de energía del total suministrada en el mejor de los casos, frente al 60% si la caldera es de gasoil; Y de 158 kWh frente a 128 kWh para los mismos casos.

Como era de esperar, la energía suministrada por el SST en valor absoluto es mucho mayor en la industria A que en las otras dos, dada la mayor demanda de la misma. No obstante, en términos relativos (porcentaje frente al total) el aporte del SST tiende a igualarse.

En el caso de caldera eléctrica, los porcentajes de energía frente al total oscilan entre un 40% y 73%, salvo en Bilbao donde el porcentaje es sensiblemente inferior que en el resto de casos, llegando a ser nulo en la industria B (debido a su menor jornada laboral y mayor TADr demandada).

En el caso de caldera de gasóleo los porcentajes se reducen a valores comprendidos entre un 29% y 60% en las cuatro ciudades de mayor irradiación, pasando a no ser rentables en la mayoría de escenarios restantes. Interesante observar que a medida que se reduce la

irradiación y las condiciones climáticas son más desfavorables, aumentan las diferencias entre las industrias, llegando a alcanzar valores en torno al 20% en ciudades como Madrid y Barcelona. Esto es debido a que el número óptimo de captadores tiende a reducirse en mayor medida con el aumento de la TADr y la reducción de la jornada laboral.

En estos gráficos, ocurre como en los anteriores, la energía suministrada es más alta en la industria C que en la tipo B, por las razones expuestas anteriormente.

Con independencia de la rentabilidad financiera obtenida, los altos porcentajes de aporte energético en la mayoría de escenarios suponen un claro ahorro energético y una mejora medioambiental frente a las instalaciones convencionales.

Figura 53. Energía suministrada por el SST (kWh) con caldera eléctrica

Figura 54. Porcentaje sobre el total de energía necesaria con caldera eléctrica

Figura 55. Energía suministrada por el SST (kWh) con caldera de gasóleo

Figura 56. Porcentaje sobre el total de energía necesaria con caldera de gasóleo

4.2.3 Ahorro generado por el SST en los distintos escenarios

La primera figura muestra el coste energético anual con instalaciones tradicionales, es decir, sin SST. En este primer caso, se analiza con una caldera eléctrica y el coste es prácticamente el mismo anualmente, casi de forma independiente a la ciudad en la que se ubique la industria. Varía de unos 30-32.000 €/año para la industria tipo A, de 11-12.000 €/año en la C y en torno a los 8.000 €/año en la tipo B. Se observa un ligero ahorro en las localidades de irradiación más elevada y por lo tanto más cálidas, debido a la mayor temperatura del agua de la red de suministro.

El hecho de que el coste energético de la industria C sea mayor que el de la industria B, es debido a que realiza procesos muy artesanales, con mayor número de trabajadores, que requieren mayor número de limpiezas. El trabajo en esta industria no está automatizado se trata de una fábrica muy antigua, mientras que la fábrica tipo B, es prácticamente nueva y completamente automática en los procesos. Lo mismo ocurre con las limpiezas, mientras que la fábrica C tiene tres plantas, ampliaciones, salas pequeñas... la tipo B dispone de salas amplias, con acabados alimentarios modernos, cuya limpieza es mucho más sencilla y rápida.

Figura 57. Coste energético anual sin SST con caldera eléctrica (€)

La siguiente figura muestra la diferencia de coste energético anual, que tiende a aumentar en todos los tipos de industria, a medida que disminuye la irradiación. Por ejemplo, en la Industria A con caldera eléctrica el coste pasa de 10.000€ a 24.000€ anuales dependiendo de dónde esté implantada. En la planta tipo B la diferencia es de 3.000 €/año a 8.000 €/año y en la tipo C de 4.000 €/año a 10.000 €/año. Lo que en porcentaje suponen diferencias del 140 %, 166 % y 150 % de incremento en función del tamaño de la industria y del lugar donde esté localizada.

Figura 58. Coste energético anual con SST con caldera eléctrica (€)

En las 5 ciudades en las que el SST es recomendable en las tres industrias, el porcentaje de ahorro energético anual en cada localización es similar independientemente del tamaño de la industria; la mayor diferencia está en La Coruña con diferencias porcentuales en ahorro del 10 %. En la industria que trabaja hasta las 16 h la instalación de un SST no es rentable en Bilbao.

El porcentaje de ahorro sobre el coste energético anual varía en la mayoría de los escenarios entre 35% y valores cercanos al 65%. En la industria B en Bilbao el SST no sería rentable, por lo que toda la energía debe ser suministrada por el sistema convencional.

Figura 59. Ahorro energético generado por el SST con caldera eléctrica (%)

Las siguientes figuras muestran el mismo estudio que las anteriores, pero considerando que la instalación es con una caldera de gasóleo.

Se observa que igual que si es eléctrica, el consumo energético para calentar el agua de la industria apenas varía en función de la ubicación (pequeñas diferencias por la temperatura de la red) simplemente lo hace por el tamaño de la industria, obviamente a mayor tamaño de la industria, mayor consumo energético.

Figura 60. Coste energético sin SST (€) con caldera de gasóleo

La tendencia de la siguiente figura es similar a la homóloga pero con caldera eléctrica, pero se ve que el coste anual cuando hay un SST es mayor con caldera eléctrica. El precio de la electricidad es más elevado que el del gasoil por kWh, lo que hace que el coste de producción sea mayor si la caldera es eléctrica.

La instalación de captadores solares tiene un efecto positivo sobre el coste energético anual en la mayoría de los escenarios. El coste energético anual disminuye muchísimo en las ciudades de elevada irradiación solar. Así por ejemplo, en la industria A en Sevilla, el coste anual pasa de valores próximos a los 20.000 € (sin SST) a 9.000 € (con SST optimizado) y en Madrid de 21.000 € a 12.000 €, lo que supone ahorros del 55 % y del 42 %.

Figura 61. Coste energético con SST (€) con caldera de gasóleo

El ahorro energético muestra la misma tendencia que en la instalación de caldera eléctrica, aumentando las diferencias entre ciudades a medida que se reduce la irradiación. En las ciudades de mayor irradiación, los porcentajes de ahorro varían entre el 25 % de Madrid para las plantas más pequeñas y el 54 % de Sevilla si la industria es de mayor tamaño.

En este caso, en la mayoría de escenarios de La Coruña y Bilbao el ahorro es nulo, salvo en la industria más grande en La Coruña.

Figura 62. Ahorro energético generado por el SST (%) con caldera de gasóleo

4.2.4 Pago total a lo largo de la vida útil en los escenarios optimizados

Las siguientes tablas resumen los valores más destacados del análisis energético (energía suministrada por cada sistema), así como el coste anual derivado de cada sistema de suministro y el ahorro generado por la implantación del SST a lo largo de la vida útil de la instalación.

		Unidades	Sevilla	Murcia	Madrid	Barcelona	La Coruña	Bilbao
Caldera eléctrica	Suministro energético anual	kWh/año	213405	219971	233376	228001	234020	234442
	Pago anual electricidad	€/año	30111	31038	32929	32171	33020	33080
	Pago total actualizado (20 años)	€	443053	456684	484514	473355	485852	486728
Sistema solar + caldera eléctrica	Suministro energético sistema solar	kWh/año	155890	152337	136989	150616	123054	90279
	Suministro energético caldera eléctrica	kWh/año	57515	67634	96387	77385	110967	144163
	Nº captadores solares de 2 m ²	ud	92	97	89	100	96	84
	Inversión inicial instalación solar	€	138000	145500	133500	150000	144000	126000
	Pago anual electricidad sistema solar	€/año	1739	1834	1683	1891	1815	1588
	Pago anual caldera eléctrica	€/año	8115	9543	13600	10919	15657	20341
	Pago anual total	€/año	9854	11377	15283	12810	17472	21929
	Pago total actualizado (20 años)	€	282995	312900	358373	338484	401084	448663
Diferencia	Diferencia de pagos totales	€	160058	143783	126141	134871	84768	38065

Tabla 37. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera eléctrica y el suministro mediante caldera eléctrica y sistema SST. Industria A, 60 °C, 13 h

		Unidades	Sevilla	Murcia	Madrid	Barcelona	La Coruña	Bilbao
Caldera gasóleo	Suministro energético anual	kWh/año	213405	219971	233376	228001	234020	234442
	Pago anual gasóleo	€/año	18920	19502	20690	20214	20747	20785
	Pago total actualizado (20 años)	€	278380	286945	304431	297419	305271	305822
Sistema solar + caldera gasóleo	Suministro energético sistema solar	kWh/año	128682	123326	110964	116034	56524	0
	Suministro energético caldera gasóleo	kWh/año	84723	96645	122412	111967	177497	234442
	Nº captadores solares de 2 m ²	Ud	67	71	66	69	40	0
	Inversión inicial instalación solar	€	100500	106500	99000	103500	60000	0
	Pago anual electricidad sistema solar	€/año	1267	1342	1248	1305	756	0
	Pago anual gasóleo	€/año	7511	8568	10853	9927	15736	20785
	Pago anual total	€/año	8778	9910	12101	11232	16492	20785
	Pago total actualizado (20 años)	€	229661	252316	277045	268758	302662	305822
Diferencia	Diferencia de pagos totales	€	48719	34628	27386	28661	2609	0

Tabla 38. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera de gasóleo y el suministro mediante caldera de gasóleo y sistema SST. Industria A, 60 °C, 13 h

		Unidades	Sevilla	Murcia	Madrid	Barcelona	La Coruña	Bilbao
Caldera eléctrica	Suministro energético anual	kWh/año	54023	55149	57445	56525	57558	57631
	Pago anual electricidad	€/año	7623	7782	8105	7976	8121	8132
	Pago total actualizado (20 años)	€	112158	114496	119262	117352	119496	119647
Sistema solar + caldera eléctrica	Suministro energético sistema solar	kWh/año	34214	32439	28855	30146	23769	0
	Suministro energético caldera eléctrica	kWh/año	19810	22711	28590	26379	33789	57631
	Nº captadores solares de 2 m ²	Ud	22	24	22	23	23	0
	Inversión inicial instalación solar	€	33000	36000	33000	34500	34500	0
	Pago anual electricidad sistema solar	€/año	416	454	416	435	435	0
	Pago anual caldera eléctrica	€/año	2795	3204	4034	3722	4768	8132
	Pago anual total	€/año	3211	3658	4450	4157	5203	8132
	Pago total actualizado (20 años)	€	80248	89830	98477	95665	111050	119647
Diferencia	Diferencia de pagos totales	€	31910	24666	20785	21686	8447	0

Tabla 39. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera eléctrica y el suministro mediante caldera eléctrica y sistema SST. Industria B, 80 °C, 8 h

		Unidades	Sevilla	Murcia	Madrid	Barcelona	La Coruña	Bilbao
Caldera gasóleo	Suministro energético anual	kWh/año	54023	55149	57445	56525	57558	57631
	Pago anual gasóleo	€/año	4790	4889	5093	5011	5103	5109
	Pago total actualizado (20 años)	€	70472	71940	74935	73735	75082	75177
Sistema solar + caldera gasóleo	Suministro energético sistema solar	kWh/año	29203	22965	16607	17924	0	0
	Suministro energético caldera gasóleo	kWh/año	24820	32184	40838	38601	57558	57631
	Nº captadores solares de 2 m ²	ud	18	16	12	13	0	0
	Inversión inicial instalación solar	€	27000	24000	18000	19500	0	0
	Pago anual electricidad sistema solar	€/año	340	303	227	246	0	0
	Pago anual gasóleo	€/año	2200	2853	3621	3422	5103	5109
	Pago anual total	€/año	2540	3156	3848	3668	5103	5109
	Pago total actualizado (20 años)	€	64379	70442	74611	73473	75082	75177
Diferencia	Diferencia de pagos totales	€	6092	1499	323	262	0	0

Tabla 40. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera de gasóleo y el suministro mediante caldera de gasóleo y sistema SST. Industria B, 80 °C, 8 h

		Unidades	Sevilla	Murcia	Madrid	Barcelona	La Coruña	Bilbao
Caldera eléctrica	Suministro energético anual	kWh/año	79234	80885	84250	82901	84416	84522
	Pago anual electricidad	€/año	11180	11413	11888	11697	11911	11926
	Pago total actualizado (20 años)	€	164499	167926	174912	172112	175256	175478
Sistema solar + caldera eléctrica	Suministro energético sistema solar	kWh/año	53843	50889	42088	48824	35310	11589
	Suministro energético caldera eléctrica	kWh/año	25391	29996	42162	34077	49105	72934
	Nº captadores solares de 2 m ²	ud	37	38	32	38	33	13
	Inversión inicial instalación solar	€	55500	57000	48000	57000	49500	19500
	Pago anual electricidad sistema solar	€/año	700	718	605	718	624	246
	Pago anual caldera eléctrica	€/año	3583	4232	5949	4808	6929	10291
	Pago anual total	€/año	4283	4950	6554	5526	7553	10537
	Pago total actualizado (20 años)	€	118514	129839	144436	138313	160629	174538
Diferencia	Diferencia de pagos totales	€	45985	38088	30477	33799	14627	940

Tabla 41. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera eléctrica y el suministro mediante caldera eléctrica y sistema SST. Industria C, 45-100 °C, 11 h

		Unidades	Sevilla	Murcia	Madrid	Barcelona	La Coruña	Bilbao
Caldera gasóleo	Suministro energético anual	kWh/año	79234	80885	84250	82901	84416	84522
	Pago anual gasóleo	€/año	7025	7171	7469	7350	7484	7493
	Pago total actualizado (20 años)	€	103359	105512	109901	108142	110117	110256
Sistema solar + caldera gasóleo	Suministro energético sistema solar	kWh/año	42069	38805	24788	29263	0	0
	Suministro energético caldera gasóleo	kWh/año	37165	42080	59463	53639	84416	84522
	Nº captadores solares de 2 m ²	ud	25	26	17	20	0	0
	Inversión inicial instalación solar	€	37500	39000	25500	30000	0	0
	Pago anual electricidad sistema solar	€/año	473	492	321	378	0	0
	Pago anual gasóleo	€/año	3295	3731	5272	4755	7484	7493
	Pago anual total	€/año	3768	4223	5593	5133	7484	7493
	Pago total actualizado (20 años)	€	92941	101131	107790	105531	110117	110256
Diferencia	Diferencia de pagos totales	€	10418	4381	2111	2610	0	0

Tabla 42. Comparación de la energía suministrada y de los pagos anuales y totales suponiendo el suministro exclusivo mediante caldera de gasóleo y el suministro mediante caldera de gasóleo y sistema SST. Industria C, 45-100 °C, 11 h

4.3 RENTABILIDAD DEL SISTEMA SOLAR

4.3.1 Rentabilidad en los escenarios planteados

4.3.1.1 VAN

En las siguientes figuras se muestra el cálculo del VAN con los dos tipos de instalación (eléctrica y gasóleo), así como la relación VAN/Inversión inicial de la instalación.

El VAN para una caldera eléctrica en zonas de alta irradiación, oscila entre los 120.000 € y 160.000 € en la planta tipo A y está en torno a los 20.000-45.000 € si la instalación es tipo B o C. En todas las ciudades de baja irradiación el VAN es positivo si la industria es tipo A, es decir, si los horarios de demanda se ajustan a la irradiación y si las temperaturas de demanda están en torno a 60°C. Aunque el VAN en el caso de la industria C en Bilbao también es positivo, su valor es despreciable, poniendo en entredicho la inversión en el SST (considerando criterios exclusivamente financieros).

Figura 63. VAN de la instalación si la caldera es eléctrica (€)

En la mayoría de escenarios, la relación VAN/Inversión es mayor del 20 %, excepto en industrias tipo C ubicadas en Bilbao y en los casos en los que el SST no es rentable. En ciudades con irradiación elevada el ratio VAN/Inversión es alto, entre 0,60 y casi 1,16 si la instalación convencional es eléctrica. En ciudades con baja irradiación el ratio disminuye considerablemente, de 0,60 (en el caso más favorable) a 0 dependiendo del tipo de industria, temperatura de agua demandada y horarios de demanda.

Figura 64. VAN/Inversión de la instalación si la caldera es eléctrica

Si la caldera es de gasóleo el VAN es mucho más bajo, menos de la mitad que si se trata de una caldera eléctrica, debido al precio más competitivo del suministro mediante gasóleo. En la industria tipo A, el VAN oscila entre 27.000 € y 48.000 € en ciudades de elevada irradiación; en cambio, en puntos de baja irradiación llega a ser nulo.

Para este tipo de energía, gasóleo, la influencia de otros factores como el tipo de industria es mucho más determinante. Para tipo A, que demanda temperaturas de 60°C y se trabaja en un horario extenso y diurno, la rentabilidad es muy superior al resto de industrias, en las que el ratio VAN/Inversión disminuye considerablemente, no siendo rentable en gran parte de los escenarios.

Figura 65. VAN de la instalación si la caldera es de gasoil (€)

La tendencia en el ratio VAN/inversión es similar a si la caldera es eléctrica, pero en este caso mucho más baja, reduciéndose de valores entre 1,18 a 0,48 en el mejor de los casos en Sevilla. Por lo que se ve claramente que la instalación SST será más rentable si se sustituye a la instalación eléctrica.

Se constata que la irradiación es determinante para saber si la instalación va a ser rentable o no; si la caldera es de gasóleo, sólo aparece como positivo el ratio VAN/Inversión si la irradiación es elevada.

El horario de trabajo es aquí de nuevo determinante, donde se trabaja hasta las 16h, este ratio de rentabilidad es muy bajo, en todos los casos, incluso a pesar de valores elevados de irradiación.

Figura 66. VAN/Inversión de la instalación si la caldera es de gasoil

4.3.1.2 TIR

La ejecución de la instalación será recomendable cuando la TIR sea mayor que el tipo de actualización. En términos conceptuales, puede entenderse como la tasa de interés máxima a la que es posible endeudarse para financiar el proyecto, sin que genere pérdidas.

Si se analizan los resultados obtenidos para la TIR, la tendencia es la misma que en todos los parámetros anteriores, en zonas de irradiación elevada la TIR es altamente rentable, para ambos tipos de suministro energético.

Es significativamente más elevada en términos porcentuales en la Industria tipo A, es decir, si la demanda de agua caliente es a 60°C y se produce durante 13 horas del día. Con diferencias de la TIR del 3% en ambos casos de suministro energético.

En latitudes de poca irradiación la TIR baja bastante, incluso es cero para las industrias tipo B y C en Bilbao. Lo que indica que la temperatura de agua demandada y el horario de la demanda son factores fundamentales en la rentabilidad del sistema.

En general y salvo para casos con baja irradiación y demandas diferentes, cabe destacar que la TIR es positiva, encontrándose en rangos que indican que la instalación es rentable.

Figura 67. TIR (%) si la caldera es eléctrica

Figura 68. TIR (%) si la caldera es de gasoil

4.3.1.3 Pay-back

El período de retorno de la inversión considerando que la caldera es eléctrica en latitudes de alta irradiación está entre 8 y 11 años, incluyendo todos los tamaños de industria. En La Coruña sube a 10-15 años de período de retorno y en Bilbao supera los 18 en la planta tipo C.

Si la caldera es de gasoil, los plazos de retorno son mucho más elevados, de 12 a 19 años se retornaría la inversión en Sevilla, Murcia, Barcelona y Madrid. Solo si la industria es tipo A, se retornaría la inversión a los 12-14 años. En La Coruña y Bilbao sólo es viable si la industria es tipo A y en La Coruña, a los 18 años, por lo que habría que estudiarlo de forma detallada.

Es decir, con plazos de recuperación entre 8-18 años para localizaciones con elevada irradiación, podemos concluir que la instalación es interesante. En localidades de irradiación baja, el plazo se eleva mucho, por lo que habría que estudiar cada caso, dependiendo de la temperatura de agua demandada y de los horarios de esta demanda.

Figura 69. Pay-back (años) si la caldera es eléctrica

Figura 70. Pay-back (años) si la caldera es de gasoil

4.3.1.4 Resumen de rentabilidad

Todos los indicadores expresan que las cuatro ciudades con mayor irradiación, Madrid, Barcelona, Murcia y Sevilla, ofrecen rentabilidades muy elevadas en la instalación de SST, tanto si la instalación se realiza con caldera eléctrica como de gasoil.

Suponiendo la existencia de una caldera eléctrica, la relación VAN/inversión es en todos los casos mayor al 0,20, y mayor a 0,60 en las 4 ciudades más soleadas. Analizando la TIR y el Payback se concluye prácticamente lo mismo, en estas 4 ciudades y considerando caldera eléctrica como alternativa, es altamente rentable; el plazo de recuperación de la inversión es de 8-11 años, lo que indica que es una inversión rentable.

Si la comparativa es de caldera de gasoil, la relación VAN/Inversión baja bastante, es mayor al 0,25 si la planta es de tamaño grande (Tipo A). En las restantes industrias, salvo si se trata de Sevilla, este indicador disminuye mucho, siendo poco o nada rentables en muchos escenarios. El payback aumenta entre 12 y 18 años en ciudades de alta irradiación, siendo superior a 20 años en las ciudades de menor irradiación (salvo la industria A en La Coruña).

La tendencia en el ratio VAN/inversión es similar a si la caldera es eléctrica, pero en este caso mucho más baja, con un valor máximo de 0,48 en Sevilla en el mejor de los casos. Por lo que se ve claramente que la instalación SST será más rentable si se sustituye a la instalación eléctrica.

4.3.2 Análisis de sensibilidad

A continuación se muestran los resultados del análisis de sensibilidad realizado sobre la base de los escenarios planteados, cuantificando los umbrales de rentabilidad ante la variación de los parámetros definidos; en concreto: cambios en el coste de la inversión, coste energético, vida útil de la instalación y tasa de actualización.

4.3.2.1 Variación de la inversión en las tres industrias con caldera eléctrica

Con caldera eléctrica, el umbral de rentabilidad para la inversión realizada oscila entre los 700 €/m² y los 1650 €/m² dependiendo de la ubicación y el tipo de industria. Las localizaciones con mayor irradiación disponen de mayor margen para invertir en el SST y obtener rentabilidad. Los precios actuales de los SST hacen que el sistema sea viable en la mayor parte de los escenarios analizados, pudiendo llegar a ser rentables en algunos escenarios descartados en el análisis inicial si el precio del equipo bajase ligeramente.

Figura 71. VAN/Inversión para Inversión variable, caldera eléctrica en Industria A (Ta 60, 13h lab)

Figura 72. VAN/Inversión para Inversión variable, caldera eléctrica en Industria B (Ta 80, 8h lab)

Figura 73. VAN/Inversión para Inversión variable, caldera eléctrica en Industria C (Ta 45-100, 11h lab)

4.3.2.2 Variación de la inversión en las tres industrias con caldera de gasoil

En los escenarios con caldera de gasóleo el umbral de rentabilidad se reduce mucho, comprometiendo la viabilidad de la inversión en muchos escenarios. En el caso más favorable (Industria A en Sevilla) el SST sería rentable hasta un coste de inversión de 1100 €/m², disminuyendo el límite de rentabilidad conforme disminuye la irradiación hasta alcanzar valores por debajo de 600 €/m² en varios escenarios analizados, valor muy inferior al precio actual ofertado por la mayoría de fabricantes.

La caída de la curva es muy similar en los tres casos, aunque más baja la curva en las industrias tipo B y C. En estas dos industrias, la inversión deja de ser rentable con mucho menos coste inicial, desde 850 €/m² prácticamente no es viable en Madrid, Barcelona, Sevilla y Málaga. En La Coruña y Bilbao el coste debería ser muy inferior al actual (por debajo de 500 €/m² en algunos casos).

Figura 74. VAN/Inversión para Inversión variable, caldera de gasoil en Industria A (Ta 60, 13h lab)

Figura 75. VAN/Inversión para Inversión variable, caldera de gasoil en Industria B (Ta 80, 8h lab)

Figura 76. VAN/Inversión para Inversión variable, caldera de gasoil en Industria C (Ta 45-100, 11h lab)

4.3.2.3 Variación de la tasa de actualización en las tres industrias con caldera eléctrica

Para caldera eléctrica la instalación es rentable considerando tasas de actualización del 2 % al 14 %, dependiendo de la ubicación, tamaño de la planta y horarios de trabajo.

En las cuatro ciudades de mayor irradiación, el límite de rentabilidad oscila entre el 9% y el 15%. En las ciudades de menor irradiación se pueden llegar a dar casos de no ser rentable incluso con valores por debajo del 5 %.

Figura 77. VAN/Inversión para Tasa de actualización variable, caldera eléctrica en Industria A (Ta 60, 13h lab)

Figura 78. VAN/Inversión para tasa de actualización variable, caldera eléctrica en Industria B (Ta 80, 8h lab.)

Figura 79. VAN/Inversión para tasa de actualización variable, caldera eléctrica en Industria C (Ta 45-100, 11h lab.)

4.3.2.4 Variación de la tasa de actualización en las tres industrias con caldera de gasoil

Hay casos en los que no es rentable si el aporte energético es gasóleo, sea cual sea la tasa de actualización. A partir del 8 % en el mejor de los casos deja de ser rentable la instalación.

La tasa de actualización a la que es rentable cada tipo de industria disminuye considerablemente, se encuentra entre el 4-8 % en las cuatro ciudades soleadas, con poca diferencia en el tipo de industria.

Figura 80. VAN/Inversión para Tasa de actualización variable, caldera de gasoil en Industria A (Ta 60, 13h lab.)

Figura 81. VAN/Inversión para tasa de actualización variable, caldera de gasoil en Industria B (Ta 80, 8h lab.)

Figura 82. VAN/Inversión para tasa de actualización variable, caldera de gasoil en Industria C (Ta 45-100, 11h lab.)

4.3.2.5 Variación de la vida útil en las tres industrias con caldera eléctrica

La instalación comienza a ser rentable a partir de los 9-10 años en la ubicación de mayor irradiación. El umbral de rentabilidad alcanza valores máximos superiores a los 22 años en la Industria B situada en Bilbao, lo que pone en entredicho la inversión.

Si la vida útil de la instalación fuese mayor de la prevista, alcanzando los 25 años, los valores de rentabilidad aumentarían notablemente, superando 0.9 de ratio VAN/Inversión en los escenarios de mayor irradiación, con una rentabilidad muy elevada (ratio 1.5) en el escenario más favorable.

Si por el contrario la vida útil fuese menor a la esperada por problemas imprevistos o accidentes, y por ejemplo se redujese a 15 años, seguiría siendo rentable en la mayoría de escenarios (salvo en casos en Bilbao), con niveles aceptables de rentabilidad en ciudades de alta irradiación.

Figura 83. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera eléctrica en Industria A (Ta 60, 13h lab)

Figura 84. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera eléctrica en Industria B (Ta 80, 8h lab)

Figura 85. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera eléctrica en Industria C (Ta 45-100, 11h lab)

4.3.2.6 Variación de la vida útil en las tres industrias con caldera de gasoil

Con caldera de gasóleo la vida útil de la instalación debe incrementarse para asegurar la rentabilidad de la inversión. Así, oscila entre los 12 años en el caso más favorable hasta los más de 50 años en las ciudades de menor irradiación.

Si la vida útil de la instalación se redujese a 15 años, el SST solo sería rentable en casos muy concretos con condiciones muy favorables de irradiación y de demanda de agua, siendo además una rentabilidad muy reducida.

Figura 86. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera de gasoil en Industria A (Ta 60, 13h lab)

Figura 87. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera de gasoil en Industria B (Ta 80, 8h lab)

Figura 88. VAN/Inversión para vida útil variable, caldera de gasoil en Industria C (Ta 45-100, 11h lab)

4.3.2.7 Variación del coste energético (electricidad) en las tres industrias con caldera eléctrica

A partir de 0,07 y 0,10 €/kWh el SST sería rentable en las cuatro ciudades con mayor radiación; en las dos de menor radiación, el umbral de rentabilidad oscila entre 0,09 €/kWh y 0,15 €/kWh.

Figura 89. VAN/Inversión coste energético variable, caldera eléctrica en Industria A (Ta 60, 13h lab)

Figura 90. . VAN/Inversión coste energético variable, caldera eléctrica en Industria B (Ta 80, 8h lab)

Figura 91. VAN/Inversión coste energético variable, caldera eléctrica en Ind. C (Ta 45-100, 11h lab)

4.3.2.8 Variación de la energía (gasoil) en las tres industrias con caldera de gasoil

La inclinación de las líneas es más elevada en la industria A que las B y C, lo que indica que una subida del precio del gasoil hace más interesante financieramente la instalación si la planta es grande, trabaja más horas y la temperatura es de 60 °C.

Entre las diferentes ciudades el precio del gasóleo al que comenzaría a ser rentable la instalación es distinto, por ejemplo para la industria tipo C, varía desde 0,6 €/l de Sevilla hasta los 1,25 €/l en Bilbao.

Figura 92. VAN/Inversión coste energético variable, caldera de gasoil en Industria A (Ta 60, 13h lab)

Figura 93. VAN/Inversión coste energético variable, caldera de gasoil en Industria B (Ta 80, 8h lab)

Figura 94. VAN/Inversión coste energético variable, caldera de gasoil en Industria C (Ta 45, 11h lab)

5 CONCLUSIONES

a) Demanda de agua caliente

En las industrias cárnicas, el agua caliente empleada en el proceso productivo implica un gran consumo energético. La demanda de agua caliente no es estacional, aunque es muy variable en temperatura y horarios, requiriéndose por lo general temperaturas más elevadas que en el suministro de agua caliente sanitaria.

En las industrias cárnicas analizadas se requiere una demanda de agua caliente relativamente constante, durante las horas diurnas, a lo largo de los días laborables de la semana y a lo largo de las semanas durante el año. Esta demanda se concentra durante las horas laborables (8:00 h-20:00 h), aunque la duración de la jornada laboral, y por tanto la demanda, varían de unas empresas a otras; este hecho hace coincidir los horarios de producción de energía solar con la demanda energética de agua caliente de las industrias, lo que supone un primer factor de rentabilidad.

En las industrias analizadas la temperatura demanda para proceso (limpieza, cocción...) varía de 45 °C a 85 °C y para algunos procesos incluso sube a 100 °C. Cada planta trabaja a su manera y no se puede adoptar un único patrón de demanda.

b) Potencial de producción del SST

En la ubicación experimental de la instalación, el promedio anual de la eficiencia del captador es de 70 %, 67 %, 65 %, 64 % y 63 % para 40 °C, 50 °C, 60 °C, 70 °C y 80 °C respectivamente.

La eficiencia del sistema se reduce a 65 %, 62 %, 58 %, 55 % y 53 %, a temperaturas demandadas de 40 °C, 50 °C, 60 °C, 70 °C y 80 °C respectivamente. Al aumentar la temperatura requerida aumentan las pérdidas en las tuberías, con valores promedio que oscilan entre 5 % para 40 °C y 10 % para 80 °C.

Dadas las diferencias en la eficiencia del sistema, para la determinación de la viabilidad de los SST es esencial tener en cuenta la temperatura requerida en los diferentes procesos industriales.

Para la estimación de la energía suministrada por el SST en localizaciones distintas a la experimental se plantea un modelo basado en el modelo típico utilizado para caracterizar los captadores. El modelo utiliza como dato de entrada las TADr y los valores de temperatura exterior e irradiación de todo el periodo horario, presentando un error promedio anual de 275 W/d.

c) Energía útil suministrada por el SST optimizado en distintos escenarios

Los resultados indican que el número óptimo de colectores varía de 0 a 100 unidades en los escenarios analizados, dependiendo de variables como el volumen demandado, la TADr, horario de demanda y localización.

Se constata que energéticamente la instalación (optimizando el número de captadores) es muy eficiente en ciudades de alta irradiación. Los porcentajes de energía suministrada sobre el total, si el suministro es eléctrico, superan en todos los casos el 50 % y si la instalación es una caldera de gasóleo superan el 29 %. Los valores máximos alcanzan el 73 % si la instalación es eléctrica y 60% si es de gasóleo, lo que da una idea clara de la eficiencia de la instalación solar en estos casos en materia energética. En ciudades de menor irradiación como La Coruña y Bilbao, la eficiencia energética disminuye, no siendo rentable en algunos escenarios, especialmente si la demanda de la industria es a alta temperatura y la jornada de trabajo reducida.

Los patrones de demanda y las diferentes TADr requeridas en las industrias tienen un efecto moderado en el porcentaje de energía suministrada, con una diferencia entre las industrias que suele oscilar entre el 10 % y el 20 % del total de energía demandada. Cuanto menor es la TADr requerida y mayor la jornada en que se demanda, mayor es la energía suministrada por el SST.

Con independencia de la rentabilidad financiera obtenida, los altos porcentajes de aporte energético en la mayoría de escenarios suponen un claro ahorro energético y una mejora medioambiental frente a las instalaciones convencionales.

La energía suministrada por el SST se traduce en importantes reducciones de la factura energética anual, que en el caso de la industria A llegan a alcanzar 20.000 €/año en el escenario más favorable. Con caldera eléctrica, la reducción en la factura anual oscila entre 45 % y 68 % en las ciudades de mayor irradiación; con caldera de gasóleo, el intervalo se reduce a 25-53 %.

Por lo tanto, la energía suministrada y el ahorro generado serán mucho más altos si se apoya a un sistema que obtiene energía eléctrica que si la energía es gasoil. Esto se debe al precio del kWh, que en el primer caso es mucho más elevado, luego cualquier ahorro energético en consumo eléctrico es mucho más importante que si el consumo es gasoil.

d) Rentabilidad del SST optimizado en distintos escenarios

Según los resultados obtenidos, se constata que el factor más influyente en la rentabilidad del SST es la ubicación de la instalación; la irradiación condiciona fuertemente que la instalación sea rentable o no. En ubicaciones con menor irradiación como Bilbao o La Coruña, dependiendo de otro tipo de factores, la instalación no es rentable en algunos escenarios. Por el contrario, en latitudes de elevada irradiación la instalación es rentable en todos los casos.

La temperatura del agua demandada es otro condicionante para que la instalación sea rentable. En la industria tipo A, donde la demanda es a 60 °C la instalación es más rentable que en las otras dos en todos los escenarios.

Otro factor importante es el horario de demanda, comparando los tres tipos de industria, en todos los casos es más rentable la planta tipo A, donde la demanda se produce durante 13 h. Comparando las plantas tipo B y C, con una temperatura ponderada similar, en casi todos los casos es más rentable la tipo C, cuya jornada laboral es de 11 h frente a las 8 h de la B. En la planta tipo B, la demanda de agua caliente se produce durante la mañana, y a primeras horas el depósito no ha tenido aporte energético y cuando el aporte está en el punto álgido del día, la demanda energética se para. Por lo tanto, el horario de trabajo, y como consecuencia de demanda energética, es un factor primordial en la rentabilidad del sistema.

El VAN y la TIR son muy positivos en todos los casos para instalaciones en zonas de alta irradiación. A igualdad de parámetros si la caldera es de gasóleo, el VAN es menos de la mitad que si es eléctrica.

Todos los indicadores y ratios obtenidos indican que con caldera eléctrica la instalación de captadores solares es mucho más rentable que si la caldera es de gasoil. Esto se debe al precio del gasoil que es más bajo para obtener la misma energía. La mayoría de las industrias que se han estudiado disponen de calderas de gasoil como base energética más importante, añadiendo termos eléctricos localizados. Un incremento del precio del gasóleo en los próximos años podría modificar los escenarios planteados, aumentando la rentabilidad del SST.

El Payback en zonas de alta irradiación está entre 8 y 11 años con caldera eléctrica, aumentando a 12-19 años si la caldera es de gasoil. Si la irradiación baja, el plazo de recuperación aumenta considerablemente, comprometiendo la rentabilidad de la inversión.

Los resultados del análisis de sensibilidad realizado permiten cuantificar de forma gráfica y simplificada las variaciones de rentabilidad al producirse cambios en los parámetros definidos, lo que aporta información adicional de gran valor para la toma de decisiones del sector. Así por ejemplo, se determina qué rentabilidad tendría el SST si la instalación no llega a la vida útil esperada, si el precio de la energía (electricidad o gasoil) se incrementase, o si el precio de la instalación ofertado por un distribuidor fuera diferente al utilizado en el marco planteado.

Como reflexión final, indicar que ante la tendencia del aumento de coste de las energías tradicionales, el constatable efecto invernadero y la disminución del coste e instalación de los equipos de captadores solares, se hace necesaria la investigación y estudio de la mejora de los sistemas de captación solar. Todos los estudios, mejoras y aumento en la eficiencia serán de gran interés para hacerlos más asequibles y habituales en la industria agroalimentaria.

Por ello, los resultados de esta tesis pueden ser de gran utilidad para incrementar la implantación de estos sistemas en las industrias cárnicas, con el fin de lograr un sector agroindustrial más sostenible y competitivo.

6 BIBLIOGRAFÍA

- Abene, A., Dubois, V., Le Ray, M., Ouagued, A. (2004). *Study of a solar air flat plate collector: use of obstacles and application for the drying of grape*. Journal of Food Engineering 65(1), 15-22.
- Ahmad, M., Mirani, A. A. (2009). *Developmenent and Performance of a Solar-Cum-Gas Fired Dates Dryer*. Ama-Agricultural Mechanization in Asia Africa and Latin America 39 (4), 63-68.
- Ahmed-Zaid, A., Messaoudi, H., Abenne, A., Le Ray, M., Desmons, J.Y., Abed B. (1999). *Experimental study of thermal performance improvement of a solar air flat plate collector through the use of obstacles: application for the drying of yelow onion*. International Journal of Energy Research 23 (12), 1083-1099.
- AINIA Instituto tecnológico agroalimentario (1996). *Mejores técnicas disponibles en la industria agroalimentaria*.
- Alemaný, F., de los Mozos, V. (2010). Estudio de eficiencia energética de mataderos. Frimancha, Valdepeñas (Ciudad Real) Servicios de Ingeniería y Gestión.
- Alghoul, M. A., Sulaiman, M.Y., Azmi, B. Z., Wahab, M.A. (2005). *Review of materials for solar thermal collectors*. Anti-Corrosion Methods and Materials 52, 199-206.
- Al-Madani, H. (2006). *The performance of a cylindrical solar water heater*. Renewable Energy 31, 1751-1763.
- Alonso-Sebastián, R., Serrano-Bermejo, A. (2008). *Economía de la empresa agroalimentaria*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa
- Arab, M., Abbas, A. (2013). *Model-based design and analysis of heat pipe working fluid for optimal performance in a concentric evacuated tube solar water heater*. Solar Energy 94, 162-176
- Arata, A.A. & Geddes, R.W. (1986). *Combined collector-reflector systems*. Energy 11 (6) 621-630.
- Aravantinou, A. .F, Theodorakopoulos, M. A. Manariotis, I. D. (2013). *Selection of Microalgae for Wastewater Treatment and Potential Lipids Production*. Bioresource Technology Vol. 147 130–134
- Ayompe, L.M., Duffy, A., Mc Keever, M., Conlon, M., McCormack, S.J. (2011a). *Comparative field performance study of flat plate and heat pipe evacuated tube collectors (ETCs) for domestic water heating systems in a temperate climate*. Energy 36, 3370-3378
- Ayompe, L.M., Duffy, A., McCormack, S.J., Conlon, M. (2011b). *Validated TRNSYS model for forced circulation solar water heating systems with flat plate and heat pipe evacuated tube collectors*. Applied Thermal Engineering. 31, 1536-1542.
- Ayompe, L.M., Duffy, A., (2013). *Thermal performance analysis of a solar water heating system with heat pipe evacuated tube collector using data from a field trial*. Solar Energy 90, 17-28.

- Bala, B.K., Mondol, M.R.A., Biswas, B.K., Chowdury, B.L.D., Janjai, S. (2003). *Solar drying of pineapple using solar tunnel drier*. Renewable Energy 28 (2) 183-190
- Balzar, A., Stumpf, P., Eckhoff, S., Ackermann, H., Grupp M., (1996). *A solar cooker using vacuum tube collectors with integrated heat pipes*. Solar energy 58 (1-3), 63-68
- Bargach, M. N., Dahman, A.S., Boukallouch, M. (1999). *A heating system using flat plate collectors to improve the inside greenhouse microclimate in Morocco*. Renewable Energy 18 (3) 367-381.
- Bargach, M. N., Dahman, A.S., Boukallouch, M. (2000). *Survey of thermal performances of a solar system used for the heating of agricultural greenhouses in Morocco*. Renewable Energy 20 (4) 415-433
- Bermejo Torres, A. (1992). *El matadero, centro de control higiénico de la carne*. Ediciones Ayala, S.L. y Publicaciones Técnicas Alimentarias, S.A.
- Bohorquez Colombo, A. (2010). *La energía solar térmica*. Ed. Centro de innovación energética.
- Budihardijo, I., Morrison, G.L., Behnia, M. (2007). *Natural circulation flow through water in glass evacuated tube solar collectors*. Solar Energy 81 (12), 1460-1472.
- Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid. (1998). *El agua, una fuente de ahorro en el sector cárnico. Principios generales de buenas prácticas, para el ahorro del agua en la industria cárnica*. Cámara oficial de comercio e industria de Madrid.
- Canales, C., Pascual, A. (2004). *Guía de mejores técnicas en España del sector cárnico*. Ed, Centro de publicaciones Secretaría General Técnica Ministerio de Medio Ambiente.
- Carmargo Nogueira, C.E., Vidotto, M.L., Toniazzi, F., Debastiani, G. (2015). *Software for designing solar water heating systems*. Renew Sustain Energy Rev 58: 361-375.
- Casas Forero, A.M., (2012). *Estimación del consumo requerido de agua para un subsector del sector agroalimentario de la ciudad de Bogotá*. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Ingeniería.
- Chong, K.K., Chay, K.G., Chin, K.H., (2012). *Study of a solar water heater using stationary V-trough collector*. Renewable Energy 39, 207-215.
- Colangelo, G., Favale, E., de Risi, A., Laforgia, D., (2013). *A new solution for reduced sedimentation flat panel solar thermal collector using nanofluids*. Appl Energy 111: 80-93.
- Colangelo, G., Favale, E., Miglietta, P., de Risi, A., Milanese, M., Laforgia, D. (2015). *Experimental test of an innovative high concentration nanofluid solar collector*. Applied Energy 154:874-881
- Comunidad de Madrid & Fenercom (2010). *Manual Técnico de energía solar para procesos industriales*. Ed. Comunidad de Madrid
- Demirbas, M. F. (2006). *Thermal energy storage and phase change materials: an overview*. Energy sources 85-95.

- Díaz, J., Espinosa, C., González, J., Paredes, A., (2015). *Análisis de potencial y oportunidades de integración de energía solar térmica en redes de climatización*. Informes técnicos IDAE.
- El Sebaii, A. A., Shalaby, S.M. (2012). *Solar drying of agricultural products: A review*. Renewable & Sustainable Energy Reviews 16(1), 37-43.
- Enibe, S.O., (2002). *Performance of a natural circulation solar air heating system with phase change material energy storage*. Renewable Energy 27, 69-86.
- FAO-XII. (1992). *Directrices para el sacrificio y despiece de los animales y el procesado de la carne*
- Handayani, N.A., Ariyanti, D. (2012). *Potency of Solar Energy Applications in Indonesia*. Central of Biomass and Renewable Energy, Chemical Engineering Department.Int. Journal of Renewable Energy Development (IJRED) Vol 1. Nº 2.
- Hazami, M., Kooli, S., Lazaar, M., Farhat, A. Belghith, A., (2005). *Performance of a solar storage collector*. Desalination 183 (1-3), 167-172.
- Hazami, M., Naili, N., Attar, I., Farhat, A. (2013). *Solar water heating systems feasibility for domestic requests in Tunisia. Thermal potential and economic analysis*. Energy covers 76: 599-608.
- He, W., Su, Y.H., Wang, Y.Q., Riffat, S.B., Ji, J., (2012). *A study on incorporation of thermoelectric modules with evacuated-tube heat-pipe solar collectors*. Renewable Energy 37, 142-149.
- Jutci, C. S. (2007). *Manual de buenas prácticas para la industria de la carne*. FAO. Producción y Sanidad Animal
- Kalogirou, S.A. (2004). *Environmental benefits of domestic solar energy systems*. Energy Conversion and Management 45, 3075-3092.
- Kaygusuz, K. (2001). *Renewable energy: Power for a sustainable future*. Energy Exploration & Exploitation Volume 19. Number 6. P 603-626.
- Khalifa, A. J. N. (1998). *Forced versus natural circulation solar water heaters: a comparative performance study*. Renewable Energy 14 (1-4) 77-82.
- Kim, Y., Seo, T., (2007). *Thermal performances comparisons of the glass evacuated tube solar collectors with shapes of absorber tube*. Renewable Energy 32, 772-795.
- Koffi, P.M. E., Andoh H. Y., Gbaha, P., Tour, S., y Ado, G. (2008). *Teoretical and experimental study of solar water heater with internal exchanger using thermosiphon system*. Energy conversion and management 49 (8), 2279-2290.
- Koyuncu, T. (2006). *Performance of various design of solar air heaters for crop drying applications*. Renewable Energy 31(7), 1073-1088.
- Kreith, F., Kreider, J. F. (1978). *Principles of Solar Engineering*.
- Kroll, J.A., Ziegler F. (2011). *The use of ground heat storages and evacuated tube solar collectors for meeting the annual heating demand of family-sized houses*. Solar Energy 85, 2611-2621.

- Liang, R.B., Ma, L.D., Zhang, J.L., Zhao, D. (2011). *Theoretical and experimental investigation of the filled-type evacuated tube solar collector with U tube*. Solar Energy 85, 1735-1744.
- Lochan, R.K., Pandotra, P. (2010). *Design and Construction of Passive Solar Dryer with optimum collector Tilt*. Proceedings of 2010 international Conference on Biotechnology and Food Science (Icbfs 2010) 161-165
- López Cózar, J.M., (2006). *Energía solar térmica*. IDAE. Instituto para la diversificación y el ahorro de la energía.
- López, R., Casp, A. (2004). *Tecnología de mataderos*. Ediciones Mundiprensa.
- Martín Bejarano, S. (2001). *Enciclopedia de la carne y de los productos cárnicos*. Ediciones Martín y Macías.
- Mathias, B. M., Akinlabi, E. T., and Tien-Chien, J. (2016). *A review of solar Thermal systems utilization for industrial process heat applications*. Proceedings of the world Congress on Entineering and Computer Science 2016 Vol II.
- Melguizo Bermúdez, S., (1994). *Fundamentos de Hidráulica e Instalaciones de abasto en las edificaciones*. Centro de Publicaciones Universidad Nacional Medellín. Quinta edición, primera parte.
- Minsta, H-A., Roy, G., Nguyen, C-T., Doucer, D. (2009). *New temperature dependent thermal conductivity data for water based nanofluids*. International Journal of Thermal Sciences 48(2):363-371
- Morrison, G.L., Budihardjo, I., Behnia, M. (2005). *Measurement and simulation of flow rate in a water in glass evacuated tube solar water heater*. Solar Energy 78(2), 257-267.
- Morrison, G.L., Budihardjo, I., y Behnia, M., (2004). *Water-in-glass evacuated tube solar water heaters*. Solar Energy 76, 135-140.
- Nahar, N.M. (2002). *Capital cost and economic viability of termosyphonic solar water heaters manufactured from alternate materials in India*. Renewable Energy 26 (4) 623-635.
- Nkweta, D.N., Smyth, M. (2012). *Performance analysis and comparison of concentrated evacuated tube heat pipe solar collectors*. Appl. Energy 2012 (98) 22-32.
- Norton, B., (2012). *Industrial and Agricultural applications of solar heat*. In Ali Sayigh (ed) Comprehensive Renewable Energy Elsevier 2012. Doi:10.1016/B978-0-8-087872-0.000317-6.
- Omar, Z. S., Mehmet, F. O. (2015). *Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems. Part I. Design considerations and current technologies*. Renewable and suistanable energy reviews 50: 1500-1565.
- Ozturk, H. H. (2005). *Experimental evaluation of energy and energy efficiency of a seasonal latent heat storage system for greenhouse heating*. Energy conversion and management 46 (9-10), 1523-1542.
- Pardo González, J.E. (1999). *La industria cárnica*. Universidad de Castilla la Mancha.

- Pei, G., Li, G., Q, Zhou, X., Ji, J., Su, Y. H. (2012a). *Comparative experimental analysis of the thermal performance of evacuated tube solar water heater systems with and without a mini-compound parabolic concentrating (CPC) reflector*. *Energies* 5 (12), 911-924.
- Pei, G., Li, G., Q, Zhou, X., Ji, J., Su, Y. H. (2012b). *Experimental study and exergetic analysis of a CPC-type solar water heater system using higher temperature circulation in winter*. *Solar Energy* 86 (5), 1280-1286.
- Pérez de los Reyes, C., Porras Soriano, A., Soriano, M. L. (2009). *Use of flat plate solar collectors and parabolic through concentrators for greenhouse soil disinfection*. *Spanish Journal of Agricultural Research* 7(2), 315-321.
- Porras-Prieto, C.J. (2015). *Evaluación de un sistema de energía solar térmica basado en colectores de tubos de vacío para suministro de agua a alta temperatura*.
- Porras-Prieto, C.J., Benedicto-Schönemann, R., Mazarrón, F., Benavente, R.M. (2016). *Profitability variations of a solar system with an Evacuated Tube Collector according to schedule and frequency of hot water demand*. *Energies* 9, 1053.
- Porras-Prieto, C.J., R., Mazarrón, F., de los Mozos, V. García, J.L. (2014). *Influence of required tank water temperature performance and water withdrawal potential of a solar water heating system equipped with a heat pipe evacuated tube collector*. *Solar Energy* 110, 365-377.
- Prändl, A., Fischer, T., Schmidhofer, HJ., (1994). *Tecnología e higiene de la carne*. Ed. Acibia, Zaragoza
- PRODAR. *Manual de procesos agroindustriales* (2008). Proyecto de capacitación para el fomento de la tecnología de alimentos. Universidad de Costa Rica 122p.
- Prointec. (2016). *Análisis de consumo de agua en instalaciones IPPC en la Comunidad de Madrid*. Consultoría y asistencia de apoyo a la tramitación de expedientes del procedimiento de autorización ambiental integrada.
- REN21. Sawin, J. L. et al. (2016). *Renewable Energy Policy Network for the 1st Century*.
- Revista Agronegocios: datos de la Asociación Nacional de Industrias de la Carne de España (ANICE), Marzo, 2017.
- Richter, Ch., Teske, S., Short, R. (2009). *GREENPEACE. Energía solar térmica de concentración*. Perspectiva mundial 2009.
- Riffat, S.B., Zhao, X., Doherty, P.S., (2005). *Developing a theoretical model to investigate thermal performance of a thin membrane heat-pipe solar collector*. *Applied Thermal Engineering*. 25, 899-915.
- Schwarzer, K., Viera da Silva, M.E., (2003). *Solar cooking system with or without heat storage for families and institutions*. *Solar Energy* 75, 35-41.
- Seddegh, S., Wang X., Henderson. A.D., Xing, Z. (2015). *Solar domestic hot water systems using latent heat energy storage medium. A review*. *Renewable and sustainable energy reviews* Vol 49, pages 517-533.
- Sethi, V.P., Sharma, S.K., (2008). *Survey and evaluation of heating technologies for worldwide agricultural greenhouse applications*. *Solar Energy* 82(9), 832-859.

- Sharma, N., Diaz, G., (2011). *Performance model of a novel evacuated-tube solar collector based on minichannels*. Solar Energy 85, 881-890.
- Sharma, S.D., Iwata, T., Kitano., H., Sagara, K., (2005a). *Thermal performance of a solar cooker based on an evacuated tube solar collector with a PCM storage unit*. Solar energy 78. 416-426.
- Sharma, S. D., Sagara, K., (2005). *Latent heat storage materials and systems: a review*. International journal of green energy 2:1. 1-56.
- Sharma, S.D., Kitano, H., Sagara, K. (2005b). *Phase change materials for low temperature solar thermal applications*. Res. Rep. Fac. Eng. Mie Univ. 29, 31–64.
- Soteris, A., Kalogirou, S.A., Saeid, S., Xiaolin, W., Henderson Alan, D., Xing, Z. (2003). *Solar domestic hot water systems using latent heat energy storage medium. A review*. Renewable and Sustainable Energy Reviews 49, September 2015, 517-533
- Tang, R.S., Yang, Y., Gao, W., (2011). *Comparative studies on thermal performance of water-in-glass evacuated tube solar water heaters with different collector tilt-angles*. Solar Energy 85, 1381-1389.
- Tang, R.S., Yang Y.Q., (2014). *Nocturnal reverse flow in water-in-glass evacuated tube solar water heaters*. Energy Conversion and Management 80, 173-177.
- Toldrá, F. (2010). *Handbook of meat process*. Wiley-Backwell. A John Wiley & sons, inc. Publication.
- Tripanagnostopoulos, Y., Rocamora, M.C. (2008). *Use of solar thermal collectors for disinfection of greenhouse hydroponic water*. Proceedings of the international Symposium on High technology for greenhouse system management Vols 1 and 2 (801) 749-756.
- Vannoni, C., Battisti, R. y Drigo, S. (2008). *Potencial del Calentamiento solar en procesos industriales, auspiciado por el Comité Ejecutivo del programa de Calefacción y Refrigeración Solar de la Agencia Internacional de la Energía (AIE)*. Departamento de Mecánica y Aeronáutica. Universidad de Roma "La Sapienza" IEA SHC Task 33 and solar Paces Task IV.
- Velázquez Limón, N. (2013). *Alternativas para satisfacer nuestras necesidades energéticas de una forma sustentable*. Congreso internacional de mantenimiento industrial de Bahía de Banderas.
- Voulgaraki, S.I., Papadakis, G. (2008). *Simulation of a greenhouse solar heating system with seasonal storage in Greece*. Proceedings of the international Symposium on High technology for greenhouse system management Vols 1 and 2 (801) 757-764.
- Wang, P.Y., Guan, H.Y., Liu, Z.H., Wang, G.S., Zhao, F., Xiao, H.S. (2014). *High temperature collecting performance of a new all glass evacuated tubular solar air heater with U-shaped tube heat exchanger*. Energy Convers Manag 77: 315-23.
- Yiannopoulos, A. C., Manariotis, I. D., Chrysikopoulos, K. V., (2008). *Design and Analysis of a Solar Reactor for Anaerobic Wastewater Treatment*. Bioresource Technology Vol. 99–16 7742–7749.

- Yiannopoulos, A. C., Manariotis, I. D., Chrysikopoulos, K.V., (2012). *Anaerobic Wastewater Treat-ment Powered by Solar Energy, Water Air and Soil Pollution* Vol. 223–4 1443–1454. doi 10.1007/s11270-011-0956-9.
- Yohanis, Y.G., Popel O.S., Frid, S.E., Kolomiets, Y.G. (2012). *Detailed comparison of the performance of a flat plate and vacuum tube solar collectors for domestic hot water heating*. International journal of sustainable energy 31(5), 347-364.
- Zhang, X.Y., You, S.J., Xu, W., Wang, M., He, T., Zheng, X.J., (2014). *Experimental investigation of the higher coefficient of thermal performance for water-in-glass evacuated tube solar water heaters in China*. Energy Conversion and Management. 78, 386-392.