



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

**Análisis tecnoeconómico: adaptación de sistemas fotovoltaicos
para su conversión en sistemas térmicos fotovoltaicos.**

Techno-economic analysis: retrofitting photovoltaic (PV) systems for
conversion to photovoltaic-thermal (PVT) systems.

Autor

Antonio Arto Delgado

Director

Ignacio Zabalza Bribián

Codirector

Iván Patricio Acosta Pazmiño

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2024

AGRADECIMIENTOS

Primero, quiero agradecer a mis directores, Ignacio e Iván, por su invaluable orientación y sus fundamentales aportes, tanto profesionales como personales, durante el desarrollo de este trabajo. También quiero expresar mi gratitud a Abel, Carlos, Juan Pablo, y Pablo, por sus consejos y experiencia.

Asimismo, agradezco especialmente a MG Sustainable Engineering AB, por el camino que me han mostrado y por la valiosa oportunidad laboral, de aprendizaje y de crecimiento que me han brindado.

Gracias a cada persona y amigo que ha formado parte de este viaje, este recorrido ha sido enriquecedor y transformador gracias a vosotros. Por encima de todo, gracias a mis padres y a mi hermana, por su apoyo y hacer posible que siga alcanzando mis objetivos. El amor incondicional de todos vosotros es mi mayor fortaleza. Y, por último, gracias a mí, y al futuro, por lo que me aguarda.

RESUMEN

En un contexto energético y legislativo marcado por la creciente necesidad de fuentes de energía renovables, los sistemas térmicos fotovoltaicos (PVT) son una solución prometedora. El objeto de estudio de este trabajo fin de grado (TFG) es analizar tecnoeconómicamente la adaptación de sistemas fotovoltaicos para su conversión en sistemas térmicos fotovoltaicos (PVT), contribuyendo a la sostenibilidad energética en edificios. Con el fin de evaluar varias situaciones en el análisis de este trabajo, se consideran instalaciones PVT ante diferentes consumos de agua caliente sanitaria (ACS), los de una vivienda unifamiliar y los de un edificio de viviendas, y bajo diferentes condiciones climatológicas, las de Zaragoza (España), un clima mediterráneo con veranos muy cálidos, y las de Melle (Bélgica), un clima atlántico con veranos frescos. En primer lugar, se estudia y revisa el estado del arte de las instalaciones PVT para sistemas de ACS. A continuación, se lleva a cabo el dimensionamiento de un sistema de ACS teniendo como referencia el “DB HE Ahorro de Energía” del Código Técnico de la Edificación y la “Guía Técnica de Energía Solar Térmica” del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Seguidamente, tras estudiar y revisar el software, se diseña y simula una instalación PVT para ACS utilizando TRNSYS. Los *types* type50a, type156 y type114 se han empleado para modelar, respectivamente, el colector PVT, el depósito de almacenamiento de energía térmica, y la bomba del circuito primario. Posteriormente, se realiza un análisis tecnoeconómico que permite la evaluación de adaptar sistemas fotovoltaicos para su conversión en sistemas PVT. Los resultados muestran que la instalación alcanza una fracción solar anual del 69% y 71.42% en Zaragoza, y del 54.62% y 57.20% en Melle, ante los consumos de ACS de una vivienda unifamiliar y un edificio de viviendas, respectivamente. Amortizar la implantación de esta adaptación en un periodo de 15 años supone un incremento del 34% para viviendas unifamiliares y del 26% para edificios de viviendas con respecto al coste de la instalación fotovoltaica original. En la última parte del TFG se presentan las conclusiones y el trabajo futuro al que se da pie.

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	7
2. METODOLOGÍA DEL TRABAJO FIN DE GRADO	9
3. DISEÑO Y SIMULACIÓN EN EL SOFTWARE TRNSYS	11
3.1. Dimensionamiento del sistema de agua caliente sanitaria (ACS).....	11
3.1.1. Estimación del consumo térmico para el calentamiento de ACS	11
3.1.2. Estimación de magnitudes de los componentes fundamentales del sistema de ACS..	12
3.2. Diseño y simulación de la instalación térmica fotovoltaica (PVT)	14
3.2.1. Caracterización de los types empleados para modelar el sistema de ACS.....	15
3.2.2. Modelo del sistema de ACS en TRNSYS	22
4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LA INSTALACIÓN	23
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	25
6. CONCLUSIONES	26
7. REFERENCIAS.....	27
8. ANEXO I – Especificaciones técnicas del colector PVT aH72SK.....	30
9. ANEXO II – Especificaciones técnicas de depósitos de almacenamiento de energía térmica	31

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1 Diagrama esquemático típico de una instalación PVT para sistemas de ACS.....	7
Figura 1.2 Intercambiadores de calor de la Universidad de Busan (izda.) y SolarPeak AB (dcha.).....	9
Figura 2.1 Temperaturas ambiente máxima, media y mínima a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)	10
Figura 2.2 Radiación solar sobre una superficie horizontal a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)	10
Figura 2.3 Variación de la temperatura del agua de red a lo largo del año en Zaragoza y en Melle ...	10
Figura 3.1 Dimensionamiento del sistema de ACS para una vivienda unifamiliar en Zaragoza	11
Figura 3.2 Perfil de consumo de ACS en una vivienda a lo largo del día. [15]	12
Figura 3.3 Curva de rendimiento del colector PVT “aH72SK”. [11]	13
Figura 3.4 Esquema del depósito TES correspondiente al type156. [32]	18
Figura 3.5 Curvas de la bomba “ALPHA SOLAR 25-145 180” para el fluido agua con 35% de propilenglicol	21
Figura 3.6 Modelo de una instalación PVT para sistemas de ACS desarrollado en TRNSYS	22
Figura 4.1 Producción en una vivienda unifamiliar a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)	23
Figura 4.2 Producción específica en una vivienda unifamiliar a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)	23

Figura 4.3 Producción en un edificio de viviendas a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)	23
Figura 4.4 Producción específica en un edificio de viviendas a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)	23
Figura 4.5 Fracción solar en las instalaciones de vivienda unifamiliar (izda.) y edificio de viviendas (dcha.)	24
Figura 4.6 Producción eléctrica en una vivienda unifamiliar en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)...	24
Figura 4.7 Producción eléctrica en un edificio de viviendas en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)....	24
Figura 4.8 Temperatura de las células en las instalaciones de vivienda unifamiliar en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)	25
Figura 4.9 Temperatura de las células en las instalaciones de edificio de viviendas en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)	25

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1 Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado. [12].....	11
Tabla 3.2 Valor del factor de centralización en edificios de viviendas. [12]	12
Tabla 3.3 Resultados del dimensionamiento para las instalaciones PVT	14
Tabla 3.4 Types empleados para modelar el sistema de ACS.....	15
Tabla 3.5 Parameters del colector térmico fotovoltaico (PVT): type50a.....	16
Tabla 3.6 Parameters del depósito de almacenamiento de energía térmica (TES): type156	18
Tabla 3.7 Parameters de la bomba del circuito primario: type114	20
Tabla 3.8 Parameters de la caldera de gas auxiliar: type138	21
Tabla 5.1 Precios de la electricidad y el gas natural en el segundo semestre de 2023	26
Tabla 5.2 Resultados de los ahorros anuales y el coste total de las instalaciones considerando diferentes PBT	26
Tabla 5.3 Resultados del incremento en costes de la instalación al convertir un sistema fotovoltaico en un sistema PVT	26

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

La demanda energética de los edificios registró el mayor aumento anual de la última década en 2021, y esta demanda se incrementó un 1% en 2022 hasta alcanzar los 132 EJ. Además, el uso de combustibles fósiles en los edificios tiene una tasa media de crecimiento anual del 0.5% desde 2010, [1] contribuyendo a las emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación del aire y el agua. Para superar estos problemas, es crucial el desarrollo de fuentes de energía renovable. El Parlamento Europeo ha ratificado que para 2030 todos los edificios de nueva construcción deberán tener cero emisiones, y en 2050 se aplicará esta medida a todos los edificios existentes con el objetivo de reducir progresivamente las emisiones de gases de efecto invernadero hasta alcanzar la neutralidad climática en el año 2050.

En este contexto energético y legislativo, el desarrollo de tecnologías fotovoltaicas y térmicas suscita un importante interés. En 2022, se instalaron 239 GW de potencia fotovoltaica a nivel mundial, lo que supuso un crecimiento sustancial del 45% respecto a los 165 GW_{el} del año anterior, alcanzando una potencia fotovoltaica total acumulada de 1,581 GW_{el}. [2] Además, España lideró la instalación de potencia fotovoltaica en 2022 con 8.4 GW_{el}, representando un aumento del 76% respecto a los 4.8 GW_{el} instalados el año anterior. [3] Por otro lado, la capacidad térmica solar acumulada a finales de 2022 era de 542 GW_{th} a nivel mundial, correspondientes a 774 millones de m² de superficie de colectores. [4] Una tecnología que combina la producción de ambos tipos de energía son los colectores térmicos fotovoltaicos también conocidos como PVT, por su acrónimo en inglés, al combinar características de los paneles fotovoltaicos y los colectores solares en un único componente. Esto es especialmente importante si la superficie disponible en los tejados es limitada, como es el caso de los edificios residenciales. En 2022, la capacidad mundial PVT acumulada era de 789 MW_{th} y 276 MW_{el} correspondientes a 1.5 millones de m² de superficie de colectores, de la cual, la gran mayoría está instalada en Europa, 950,155 m². [4]

El colector PVT constituye el componente básico de una instalación PVT (ver Figura 1.1), cuyo uso más habitual es la producción de agua caliente sanitaria (ACS), con aplicaciones entre los 45-65 °C. [5] Este componente generalmente está formado por células fotovoltaicas en su parte superior, que convierten la energía solar en electricidad, y un absorbedor térmico en su parte inferior, que recupera la energía térmica a través de un fluido de transferencia de calor. Factores como la radiación solar, la temperatura ambiente, la temperatura de aplicación, la demanda energética, y el coste local de la energía son aspectos fundamentales en la toma de decisiones de este tipo de instalaciones.

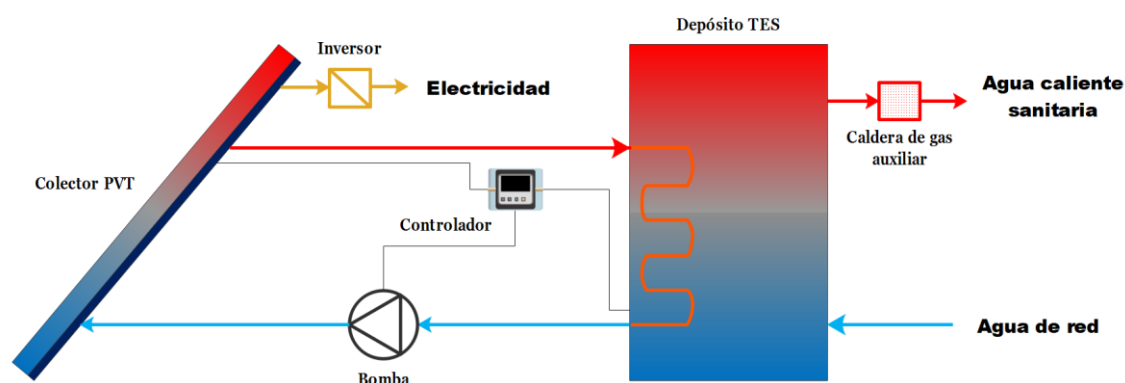


Figura 1.1 Diagrama esquemático típico de una instalación PVT para sistemas de ACS

En una configuración general de este tipo de sistemas, la radiación solar incidente en los colectores que no es transformada en electricidad por las células fotovoltaicas, calienta el fluido de transferencia de calor del circuito primario (habitualmente agua con un porcentaje de propilenglicol, [6] un fluido con propiedades anticongelantes a modo de protección contra heladas en ambientes desfavorables), el cual entra por la parte inferior del colector y se evacúa por la parte superior del mismo. El fluido a continuación circula dentro del intercambiador de calor de tubo en serpentín sumergido en el depósito de almacenamiento de energía térmica (TES, por sus siglas en inglés) calentando el agua contenida en este depósito. El movimiento de este fluido se produce con la bomba del circuito primario, la cual está gobernada por el controlador diferencial de manera que cuando la temperatura a la salida del colector y la temperatura a la salida del depósito difieren en 10 °C (dependiendo del tipo de instalación), la bomba entra en funcionamiento. La bomba también puede tener un criterio de accionamiento basado en la irradiancia. El agua almacenada en el depósito se evacúa por la parte superior del mismo cuando hay consumo de ACS, y es repuesta por la parte inferior por agua de red, favoreciendo así la estratificación del agua en el interior del depósito. [7] En caso de que la temperatura evacuada no satisfaga la temperatura de consumo de ACS, entra en funcionamiento el sistema auxiliar de apoyo. Además, en los colectores PVT, la radiación solar incidente en las células fotovoltaicas se convierte en electricidad en corriente continua (CC), la cual se transforma en corriente alterna (CA) al pasar por el inversor.

Un parámetro muy importante a tener en cuenta en una instalación PVT es la denominada fracción solar o tasa de cobertura, f , que representa la contribución de energía térmica de los colectores a la demanda de ACS. Este parámetro se calcula en base a la Ec. 1.1, donde Q_{ACS} [kWh] y Q_{aux} [kWh] son, respectivamente, la energía térmica que satisface la demanda de ACS y la energía térmica suplementaria suministrada por la caldera, después de la instalación PVT, para satisfacer la demanda de ACS.

$$f = \frac{Q_{ACS} - Q_{aux}}{Q_{ACS}} \quad \text{Ec. 1.1}$$

Otros elementos y dispositivos presentes en la instalación PVT, aunque no incluidos en el diagrama esquemático de la Figura 1.1 consisten en el vaso de expansión, depósito que permite la expansión del fluido de transferencia de calor, contrarrestando sus aumentos de volumen y presión a alta temperatura, la válvula de seguridad, que limita la presión máxima en la instalación, y el purgador, dispositivo que expulsa posibles gases que haya en la instalación garantizando un flujo continuo y eficiente.

Los colectores PVT pueden ser clasificados en función de su diseño, la tecnología de las células fotovoltaicas, el tipo de fluido de transferencia de calor (*air-based* o *liquid-based collectors*), el material y la geometría del absorbedor o la fijación del absorbedor. Además, aunque queden fuera del rango de aplicación de este trabajo fin de grado (TFG), es adecuado destacar que los colectores PVT pueden contar con la presencia de sistemas de concentración de radiación solar, siendo llamados colectores térmico fotovoltaicos de concentración (CPVT, por su acrónimo en inglés). La concentración de radiación solar permite reducir la superficie necesaria de células fotovoltaicas, así como la superficie del absorbedor y, por tanto, las pérdidas de calor hacia el ambiente, lo que mejora significativamente la eficiencia a temperaturas de aplicación elevadas, superando incluso los 120 °C. [5]

Por último, aunque la mayoría de los colectores PVT son unidades prefabricadas, se están desarrollando soluciones que se ofrecen como intercambiadores de calor que se instalan posteriormente en paneles fotovoltaicos ya comercializados, sin necesidad de desmantelamiento. De

esta manera, se puede adaptar la gran potencia fotovoltaica acumulada orientándola también hacia recuperación de energía térmica, sin necesidad de requerir de una mayor superficie disponible. Incluso, la producción eléctrica de los paneles fotovoltaicos puede incrementarse, al trabajar los intercambiadores de calor a temperaturas inferiores a las de los propios paneles. Algunas de estas soluciones son (ver Figura 1.2), el *attachable solar collector* (ASC) diseñado y fabricado por la Universidad Nacional de Busan (República de Corea), [8] formado por una carcasa de aluminio, unos tubos en serpentín de cobre, y un aislamiento insertado dentro de la carcasa, y el intercambiador de calor polimérico diseñado y fabricado por SolarPeak AB (Suecia). [9]

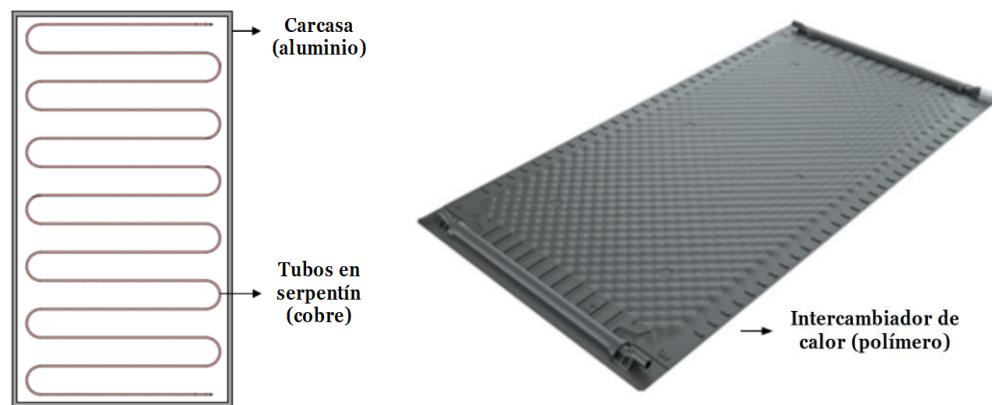


Figura 1.2 Intercambiadores de calor de la Universidad de Busan (izda.) y SolarPeak AB (dcha.)

El objeto de estudio de este TFG es analizar tecnoeconómicamente la adaptación de sistemas fotovoltaicos para su conversión en sistemas PVT. Para ello, se abarca el desarrollo de instalaciones PVT para sistemas de ACS: primeramente, se lleva a cabo el diseño de una instalación PVT en el software TRNSYS y se simula ante diferentes consumos de ACS bajo diferentes condiciones climatológicas, para a continuación, analizar los resultados y compararlos con un sistema no híbrido (paneles fotovoltaicos + caldera de gas). Una primera versión de un archivo distribuable TRNSED que permite de manera sencilla manipular los parámetros de la instalación, ejecutar simulaciones e interpretar los resultados se ha desarrollado como resultado de este trabajo. Para finalizar, se lleva a cabo un análisis económico que permite la evaluación de implantar la adaptación de sistemas fotovoltaicos para su conversión en sistemas PVT considerando su producción adicional eléctrica y térmica.

2. METODOLOGÍA DEL TRABAJO FIN DE GRADO

Las fases llevadas a cabo para el desarrollo de este trabajo se presentan a continuación.

- I. Estudio y revisión de instalaciones PVT para sistemas de ACS (Sección 1 del TFG).
- II. Estudio y revisión del software TRNSYS.
- III. Dimensionamiento del sistema de agua caliente sanitaria (ACS) (Sección 2).
- IV. Diseño y simulación de la instalación térmica fotovoltaica (PVT) en TRNSYS (Sección 3).
- V. Análisis de resultados y evaluación energética de la instalación (Sección 4).
- VI. Creación del distribuable TRNSED.
- VII. Análisis económico y conclusiones del TFG (Secciones 5 y 6).

Con el fin de diseñar y analizar la instalación PVT bajo diferentes condiciones climatológicas, se seleccionan dos ciudades en este trabajo, Zaragoza (España) y Melle (Bélgica), las cuales representan condiciones climatológicas intermedias (ver Figura 2.1) con diferencias entre ellas. El clima de

Zaragoza es mediterráneo caracterizado por escasas precipitaciones con veranos muy cálidos, mientras que el clima de Gante es atlántico caracterizado por lluvias abundantes con veranos frescos.

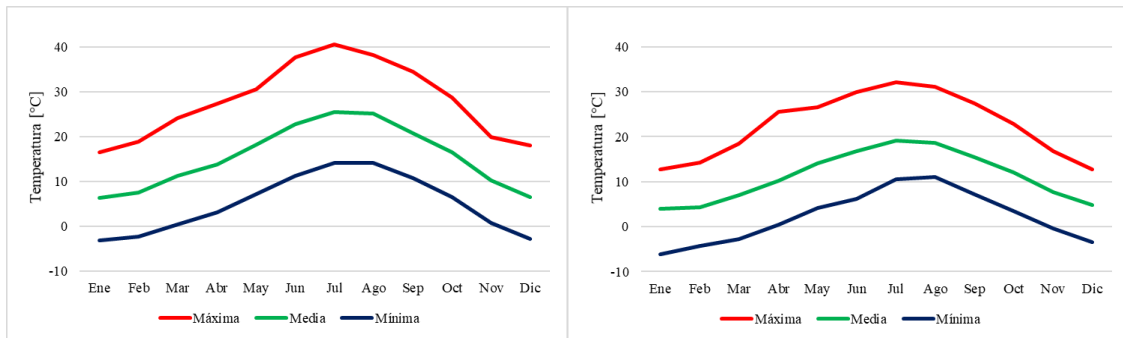


Figura 2.1 Temperaturas ambiente máxima, media y mínima a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

La mayor diferencia reside en la radiación solar incidente. Zaragoza cuenta significativamente con un mayor nivel de disponibilidad de este recurso a lo largo del año (ver Figura 2.2). La temperatura ambiente, la disponibilidad de radiación solar, y la temperatura del agua de red (ver Figura 2.3) determinan la necesidad de energía térmica que satisface la demanda de ACS, y, por consiguiente, el diseño de las instalaciones PVT.

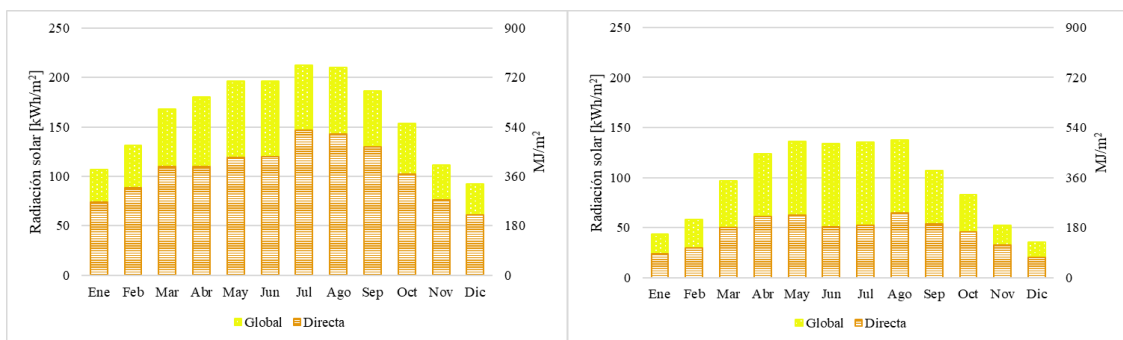


Figura 2.2 Radiación solar sobre una superficie horizontal a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

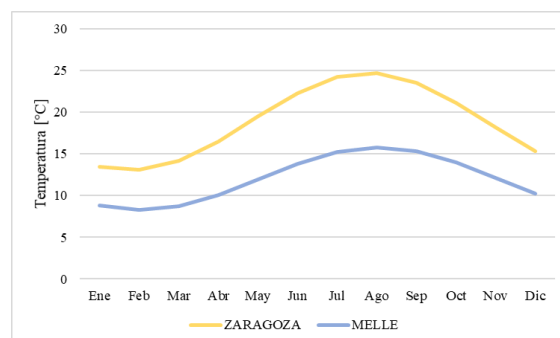


Figura 2.3 Variación de la temperatura del agua de red a lo largo del año en Zaragoza y en Melle

La base de datos climatológica consultada y de la que se obtienen los datos para generar la información que aparece en este trabajo es Meteonorm 8.2, [10] una de las bases de datos climatológicas más completa del mercado de reconocimiento internacional con acceso a los datos de estaciones meteorológicas.

Con el fin de diseñar y analizar la instalación PVT ante diferentes consumos de ACS, los casos de estudio hipotéticos en este trabajo consisten en una vivienda unifamiliar y un edificio de viviendas, ambos localizados en las dos ciudades seleccionadas. La vivienda unifamiliar consiste en dos plantas

En el diseño y simulación de la instalación PVT en TRNSYS, se introducen las especificaciones indicadas en la ficha técnica del colector PVT aH72SK [11] de la empresa Abora Energy, S.L. Este comportamiento se asume equiparable al de una instalación PVT, que resulta de adaptar una instalación fotovoltaica con un intercambiador de calor y un aislamiento adecuado, para llevar a cabo la evaluación de la viabilidad tecnoeconómica.

Tabla 3.2 Valor del factor de centralización en edificios de viviendas. [12]

Número de viviendas	N≤3	4≤N≤10	11≤N≤20	21≤N≤50	51≤N≤75	76≤N≤100	N≥101
Factor de centralización	1	0.95	0.90	0.85	0.80	0.75	0.70

Por lo tanto, para las construcciones consideradas en este trabajo, se calculan los consumos diarios de ACS, d:

- Vivienda unifamiliar: $d = 28 \frac{1}{\text{día.persona}} \cdot 6 \frac{\text{persona}}{\text{vivienda}} \cdot 1 \text{ vivienda} \cdot 1 = 168 \frac{1}{\text{día}}$
- Edificio de viviendas: $d = 28 \frac{1}{\text{día.persona}} \cdot 4 \frac{\text{persona}}{\text{vivienda}} \cdot 20 \text{ vivienda} \cdot 0.90 = 2016 \frac{1}{\text{día}}$

El perfil de consumo (ver Figura 3.2) que posteriormente se introducirá en TRNSYS es el desarrollado por Mutch, [15] el cual indica cómo se distribuye el consumo de ACS en una vivienda a lo largo del día. Este perfil es el habitualmente empleado en el método f-Chart para el cálculo aproximado de la tasa de cobertura de la demanda de ACS de una instalación solar térmica.

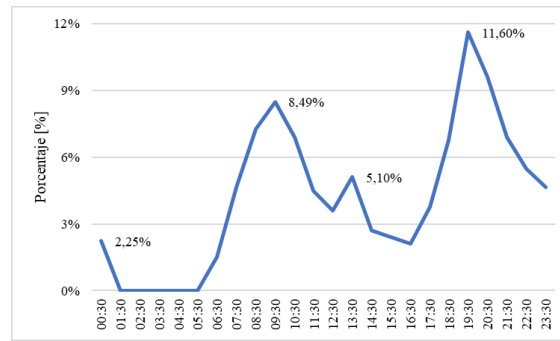


Figura 3.2 Perfil de consumo de ACS en una vivienda a lo largo del día. [15]

3.1.2. Estimación de magnitudes de los componentes fundamentales del sistema de ACS

Antes de estimar el área de los colectores, el volumen del depósito, y el caudal de la bomba del circuito primario, primero se necesita obtener el área de los colectores requerida, A' , en las instalaciones PVT, área calculada con la Ec. 3.1 donde f es la tasa de cobertura de la demanda de ACS, Q_a [J/año] es la energía térmica que satisface la demanda anual de ACS, η_{th} es el rendimiento térmico mensual del colector PVT, e I_a [J/(m²·año)] es la radiación solar anual.

$$A' = \frac{f \cdot Q_a}{\eta_{th} \cdot I_a} \quad \text{Ec. 3.1}$$

El “DB HE 4” proporciona la tasa de cobertura de la demanda de ACS, f , mínima de energía procedente de fuentes renovables. Cuando el consumo diario de ACS, d , es inferior a 5000 l/día, ese valor es 60%.

Para calcular la energía térmica que satisface la demanda anual de ACS, Q_a [J/año], se emplea la Ec. 3.2 donde en el mes i , d_i [l/día] es el consumo diario de ACS calculado en el subapartado 3.1.1., $Días_i$ [día/mes] son los días que tiene el mes, $\rho_{agua,i}$ [kg/l] y $c_{agua,i}$ [J/(kg·K)] son la densidad y el calor específico del agua a obtenidas de tablas [16] para una temperatura media entre las de consumo y las de red, $T_{consumo,i}$ [°C] es la temperatura del agua de consumo, que es igual a 60 °C, y $T_{red,i}$ [°C] es la temperatura del agua de red (ver Figura 2.3) obtenida de Meteonorm 8.2.

$$Q_a = \sum_{i=1}^{12} (d_i \cdot \text{Días}_i \cdot \rho_{\text{agua},i} \cdot c_{\text{agua},i} \cdot (T_{\text{consumo},i} - T_{\text{red},i})) \quad \text{Ec. 3.2}$$

El dato técnico más importante de un colector PVT es rendimiento total, η (ver Ec. 3.3), consistente en la suma del rendimiento eléctrico, η_{el} , y el rendimiento térmico, η_{th} , donde P_{el} [W] y P_{th} [W] son, respectivamente, la potencia eléctrica y la potencia térmica producidas, A [m²] es el área de los colectores, y G [W/m²] es la irradiancia. Este método no considera las irreversibilidades intrínsecas de la conversión energética, por lo tanto, asume que ambas potencias tienen la misma calidad.

$$\eta = \eta_{\text{el}} + \eta_{\text{th}} = \frac{P_{\text{el}}}{A \cdot G} + \frac{P_{\text{th}}}{A \cdot G \cdot (1 - \eta_{\text{el}})} \quad \text{Ec. 3.3}$$

El comportamiento del rendimiento térmico, η_{th} , con la irradiancia, G [W/m²], en las condiciones variables que se presentan en el día a día, se representa mediante la Ec. 3.4, donde η_0 es el rendimiento óptico, τ es la transmisividad de la cubierta (la relación entre la radiación solar transmitida a través de la cubierta y la radiación incidente en el absorbedor), α es la absorptividad del absorbedor (la relación entre la radiación absorbida y la radiación incidente en el absorbedor), a_1 [W/(m²·K)] es el coeficiente de pérdidas térmicas, F_R es el factor de extracción de calor, U_L [W/(m²·K)] es el coeficiente global de pérdidas, T_m [°C] es la temperatura media del fluido en el colector PVT, T_a [°C] es la temperatura ambiente.

$$\eta_{\text{th}} = \eta_0 - a_1 \frac{T_m - T_a}{G} = F_R \cdot \tau \cdot \alpha - F_R \cdot U_L \frac{T_m - T_a}{G} \quad \text{Ec. 3.4}$$

La representación gráfica del rendimiento térmico, η_{th} , en función de $\frac{T_m - T_a}{G}$ también conocida como la temperatura reducida, es una recta con término independiente el rendimiento óptico, η_0 , y pendiente el coeficiente de pérdidas térmicas, a_1 . Esta ecuación, denominada curva de rendimiento, se determina en el proceso de homologación del colector PVT bajo condiciones de prueba estándar STC: AM 1.5, irradiancia 1000 W/m² y temperatura de referencia 25 °C.

La línea de trabajo típica para ACS en la curva de rendimiento de un colector PVT corresponde a un valor de $\frac{T_m - T_a}{G}$ entre 0.02 y 0.04 (ver Figura 3.3). Entre esos puntos, respondiendo a la idea de introducir las especificaciones indicadas en la ficha técnica del colector PVT “abara aH72SK”, se obtiene un rendimiento térmico, η_{th} , igual a 50%.

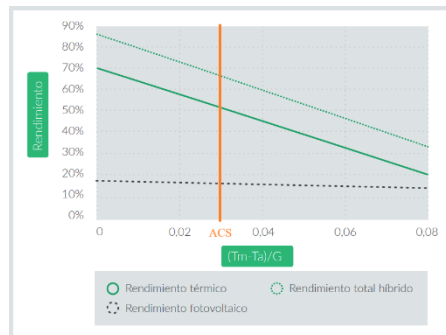


Figura 3.3 Curva de rendimiento del colector PVT “aH72SK”. [11]

La radiación solar I_a [J/(m²·año)] se obtiene de Meteonorm 8.2 aplicándole la inclinación óptima de los colectores. La “Guía Técnica de Energía Solar Térmica” recomienda una inclinación óptima igual a la latitud geográfica para las construcciones, como las consideradas en este trabajo, que tienen un consumo de ACS anual constante, siendo entonces 41.65° en Zaragoza y 50.99° en Melle.

Una vez obtenida el área de los colectores requerida, A' , en las instalaciones PVT se puede obtener el área de los colectores, A , el volumen del depósito, V , y el caudal de la bomba del circuito primario, Q .

El área de los colectores, A , se calcula redondeando el número entero de colectores a instalar, considerando que el área de apertura de un colector PVT es 1.88 m^2 , tal y como indica su ficha técnica.

La “Guía Técnica de Energía Solar Térmica” recoge las siguientes relaciones para el volumen del depósito, V , y el caudal de la bomba del circuito primario, Q :

- El depósito TES debe disponer de un volumen suficiente para almacenar toda la energía captada diariamente por los colectores siendo recomendable una relación de $V/A = 75 \text{ l/m}^2$ y no superior a 120 l/m^2 , dado que el rendimiento global de una instalación PVT no puede aumentar a una mayor relación o incluso descendería si las pérdidas térmicas del depósito son elevadas.
- La bomba del circuito primario debe disponer de un caudal con una relación recomendable de $Q/A = 50 \text{ l/(h}\cdot\text{m}^2)$.

Tabla 3.3 Resultados del dimensionamiento para las instalaciones PVT

		Zaragoza	Melle
Vivienda unifamiliar	Número de colectores	1	2
	Área de los colectores [m^2]	1.88	3.76
	Volumen del depósito [l]	200	300
	Caudal de la bomba [l/h]	94	188
Edificio de viviendas	Número de colectores	12	23
	Área de los colectores [m^2]	31.96	50.76
	Volumen del depósito [l]	2,500	5,000
	Caudal de la bomba [l/h]	1,598	2,538

Los volúmenes de depósito recogidos en la Tabla 3.3 se encuentran en el rango de las relaciones anteriormente comentadas, y coinciden con las especificaciones indicadas en las fichas técnicas de depósitos de acero inoxidable [17–20] de la empresa Lapesa Grupo Empresarial, S.L.

3.2. Diseño y simulación de la instalación térmica fotovoltaica (PVT)

Hoy en día existen diferentes programas desarrollados por empresas fabricantes o por distintas entidades gubernamentales que permiten dimensionar y/o simular instalaciones solares. Muchos de estos programas destacan por tener un uso cómodo y práctico: no precisan de un gran conocimiento de las instalaciones por parte del usuario, y los resultados obtenidos en ellos son más que aceptables para el nivel de detalle que se le requiere aportar de entrada a los programas.

Por otro lado, también existen programas de los que se obtienen resultados más precisos en lo que a diseño y/o simulación de instalaciones solares se refiere. En ellos es necesario que el usuario cuente con un notable conocimiento de la materia, y aportarle al programa una mayor y detallada información de entrada. Este tipo de entornos lo utilizan ingenieros e investigadores de todo el mundo para modelar nuevos conceptos energéticos, como las aplicaciones de energía solar.

El programa a emplear en este trabajo es TRNSYS, al ser considerado por los investigadores como uno de los más influyentes y completos de este tipo de entornos mencionado ya que permite modelar y simular el comportamiento de procesos transitorios y dinámicos, entre los que se encuentran los sistemas de ACS como el estudiado en este trabajo.

Los modelos en TRNSYS se construyen conectando *types* de componentes individuales. Estos *types* son modelos programados / cajas negras de un gran número de equipos, como bombas, almacenamientos de energía térmica, colectores solares, etc., mediante su sistema de ecuaciones para representar sus actuaciones cuando se inicia la simulación. Los *types* se alimentan de *parameters* (independientes del tiempo: como el área de apertura del colector PVT), *inputs* (dependientes del tiempo: como la temperatura ambiente) y producen *outputs* una vez que TRNSYS ha resuelto el sistema de ecuaciones en cada iteración y en cada paso de tiempo. Al final de la simulación TRNSYS escribe los archivos de salida que se hayan configurado para la simulación.

3.2.1. Caracterización de los *types* empleados para modelar el sistema de ACS

La Tabla 3.4 recoge todos los *types* utilizados para desarrollar el modelo final en TRNSYS, y a continuación se caracterizan aquellos esenciales entre los componentes de una instalación PVT.

Tabla 3.4 *Types* empleados para modelar el sistema de ACS

<i>Type</i>	<i>Model</i>
50a	Colector térmico fotovoltaico (PVT)
156	Depósito de almacenamiento de energía térmica (TES)
114	Bomba del circuito primario
165	Controlador diferencial
138	Caldera de gas auxiliar
115	Válvula de templado
11f	Desviador de caudal
11h	Mezclador de caudal
14h	Perfil de consumo de ACS
15	Procesador de datos meteorológicos
57	Conversor de unidades
65c	Trazador de gráficos con archivo de salida
46a	Integrador e impresor de resultados

▪ Colector térmico fotovoltaico (PVT): type50a

El *type* seleccionado para modelar el colector PVT corresponde al type50 que modela un colector PVT donde se incorpora el análisis y trabajo de Florschuetz [21] para colectores planos operados a potencia pico, la expresión empírica para pérdidas de calor desarrollada por Klein [22] de la que dependen los diferentes modos del type50 que comentaré a continuación, y se le añade un módulo fotovoltaico: hace uso de las curvas I-V de las células fotovoltaicas (o del *array* fotovoltaico) en la resolución para potencia pico o para salida de corriente a algún voltaje impuesto. El type50 contiene cuatro modos de funcionamiento diferentes, en función del nivel de complejidad del cálculo de las pérdidas en el colector PVT. 1 = Pérdidas constantes, transmitancia de la cubierta constante, 2 = Pérdidas en función de la temperatura, la velocidad del viento y la geometría, transmitancia de la cubierta constante, 3 = Pérdidas constantes, transmitancia de la cubierta en función del ángulo de incidencia, 4 = Pérdidas en función de la temperatura, la velocidad del viento y la geometría, transmitancia de la cubierta en función del ángulo de incidencia.

Se presenta a continuación el desarrollo de los *parameters* de interés de este *type*.

Tabla 3.5 *Parameters del colector térmico fotovoltaico (PVT): type50a*

	<i>Name</i>	<i>Value</i>	<i>Unit</i>
1	<i>Mode</i>	1	-
2	<i>Collector area</i>	(*)	m ²
3	<i>Collector fin efficiency</i>	0.98	-
4	<i>Fluid specific heat</i>	3.825	kJ/(kg·K)
5	<i>Collector plate absorptance</i>	0.95	-
6	<i>Collector loss coefficient</i>	7.3	W/(m ² ·K)
7	<i>Cover transmittance</i>	0.90	-
8	<i>Temperature coefficient of solar cell efficiency</i>	0.0036	1/K
9	<i>Reference temperature for cell efficiency</i>	25	°C
10	<i>Packing factor</i>	0.932	-

1. *Mode*: Dentro de TRNSYS, el *type* por defecto para las simulaciones de colectores PVT es el *type50a* correspondiente al modo 1 = Pérdidas constantes, transmitancia de la cubierta constante, excepto para aquellas en las que asumir un coeficiente global de pérdidas del colector PVT U_L como constante podría conducir a un error significativo en el cálculo del rendimiento. Por consiguiente, se elige el *type50a* para modelar el colector PVT.
2. *Collector area*: Aquí se introduce el área de apertura, A , superficie absorbente por la cual la radiación solar entra en el colector PVT, [23] y a diferencia del área total esta área excluye elementos como por ejemplo el marco. El valor seleccionado (*) para cada instalación PVT es el obtenido en el subapartado 3.1.2.
3. *Collector fin efficiency*: F es la relación entre la ganancia real de energía útil respecto a la ganancia útil que se obtendría si toda la superficie absorbente del colector PVT estuviera a la temperatura de la base de la aleta. Puede calcularse mediante la Ec. 3.5 donde W [m] es la anchura de una aleta, D [m] es el diámetro exterior del tubo y m [m⁻¹] se define con la Ec. 3.6 donde U_L [W/(m²·K)] es el coeficiente global de pérdidas, k [W/(m·K)] es la conductividad térmica del absorbedor, y t [m] es el espesor del absorbedor. [24]

$$F = \frac{\tanh\left(m \cdot \frac{W - D}{2}\right)}{m \cdot \frac{W - D}{2}} \quad \text{Ec. 3.5}$$

$$m = \sqrt{\frac{U_L}{k \cdot t}} \quad \text{Ec. 3.6}$$

De esta manera, tomando un valor estimado de W de 0.0995 m, un valor de D estimado de 0.0127 m, [25] el valor de U_L de 7.3 W/(m²·K) obtenido en el desarrollo del parámetro 6, el valor de k de 400 W/(m·K) asumiendo que el absorbedor es de cobre [26] y un valor estimado de t de 0.0009 m, [25] se obtiene el valor de F de 0.98, el cual está en concordancia con investigaciones analíticas analizadas. [27]

4. *Fluid specific heat*: Aquí se introduce el calor específico del fluido de transferencia de calor en el colector PVT, el cual consiste en agua con 35% de propilenglicol. Este porcentaje consigue proteger al fluido de congelarse hasta una temperatura de $-17.5\text{ }^{\circ}\text{C}$, [6] temperatura inferior a la mínima registrada en Zaragoza y en Melle (ver Figura 2.1). El valor del calor específico del fluido a una referencia de $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ es $3.825\text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$. [6]
5. *Collector plate absorptance*: Aquí se introduce la absorptividad del absorbedor, α . El valor para un absorbedor de cobre es 0.95. [28]
6. *Collector loss coefficient*: Aquí se introduce el coeficiente global de pérdidas del colector PVT, U_L . Puede calcularse mediante la Ec. 3.4 y las especificaciones indicadas en la ficha técnica del colector. De esta manera, tomando el valor de η_0 de 0.7 indicado en la ficha técnica, el valor de τ de 0.90, el valor de α de 0.95, y el valor de a_1 de $5.98\text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$ indicado en la ficha técnica, se obtiene el valor de F_R de 0.82, y el valor de U_L de $7.3\text{ W}/(\text{m}^2\cdot\text{K})$.
7. *Cover transmittance*: Aquí se introduce la transmisividad de la cubierta, τ . El valor para una cubierta de vidrio templado (material que indica la ficha técnica) es 0.90. [28]
8. *Temperature coefficient of solar cell efficiency*: Aquí se introduce el coeficiente de temperatura de la eficiencia de las células solares, β , coeficiente que influye en la variación de la eficiencia eléctrica, η_{el} , del colector PVT al variar la temperatura de las células fotovoltaicas conforme a la Ec. 3.7 donde $\eta_{el,ref}$ es la eficiencia eléctrica a la temperatura de referencia de las células, $T\text{ }[^{\circ}\text{C}]$ es la temperatura de las células y $T_{ref}\text{ }[^{\circ}\text{C}]$ es la temperatura de referencia de las células.

$$\eta_{el} = \eta_{el,ref} \cdot (1 - \beta \cdot (T - T_{ref})) \quad \text{Ec. 3.7}$$

De esta manera, se observa que conforme se tiene un coeficiente más alto y/o aumenta la temperatura de las células fotovoltaicas, la eficiencia eléctrica del colector PVT disminuye. El valor indicado en la ficha técnica es 0.0036 1/K bajo condiciones de prueba estándar STC.

9. *Reference temperature for cell efficiency*: Aquí se introduce la temperatura de referencia de las células anteriormente mencionada, $25\text{ }^{\circ}\text{C}$.
 10. *Packing factor*: Es la relación entre la superficie de las células fotovoltaicas respecto a la superficie absorbente. Cuando aumenta, la eficiencia térmica disminuye y la eficiencia eléctrica aumenta en menor medida. [29] [30] [31] El valor seleccionado es 0.932, pues la ficha técnica indica un número de células de 72 y unas dimensiones de célula de $156 \times 156\text{ mm}$.
- Depósito de almacenamiento de energía térmica (TES): type156

El *type* seleccionado para modelar el depósito TES corresponde al type156 que modela un depósito TES de volumen constante lleno de fluido con un intercambiador de calor de tubo en serpentín sumergido. El type156 consiste en un depósito cilíndrico vertical (ver Figura 3.4) en el que el fluido de almacenamiento interactúa con el fluido del intercambiador de calor proveniente de los colectores (a través de la transferencia de calor del intercambiador de calor), con el entorno (a través de las pérdidas térmicas), y con hasta dos corrientes de flujo que entran y salen del depósito. El depósito se puede dividir en nodos de temperatura isotérmica con el objetivo de que el usuario controle el grado de estratificación del depósito mediante la especificación del número de nodos. Cada nodo es de volumen constante y de temperatura isotérmica e interactúa térmicamente con los nodos situados por encima y por debajo de él a través de dos principales mecanismos: la conducción de fluidos entre nodos y el movimiento de fluidos. El agua almacenada en el depósito se evacúa por la parte superior

del mismo, cuando hay consumo de ACS, a la temperatura de entrega de ACS, que es igual a 45 °C, siguiendo la estrategia de control de la válvula de templado (type115).

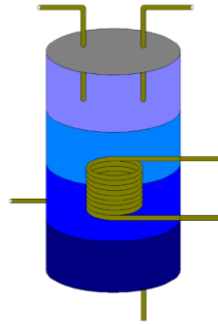


Figura 3.4 Esquema del depósito TES correspondiente al type156. [32]

Se presenta a continuación el desarrollo de los *parameters* de interés de este *type*.

Tabla 3.6 Parameters del depósito de almacenamiento de energía térmica (TES): type156

	Name	Value	Unit
1	Tank volume	(*)	m ³
2	Tank height	(**)	m
3	Number of tank nodes	10	-
4	Top loss coefficient	3.325	kJ/(h·m ² ·K)
5	Edge loss coefficient	3.325	kJ/(h·m ² ·K)
6	Bottom loss coefficient	3.325	kJ/(h·m ² ·K)
7	Fluid specific heat	4.180	kJ/(kg·K)
8	Fluid density	993.99	kg/m ³
9	Fluid thermal conductivity	2.15	kJ/(h·m·K)
10	Fluid viscosity	0.00719	Poise
11	Fluid thermal expansion coefficient	3.457·10 ⁻⁴	1/K
12	Height fraction of inlet 1	0	-
13	Height fraction of outlet 1	0	-
14	Height fraction of inlet 2	0	Fraction
15	Height fraction of outlet 2	1	Fraction
16	Height fraction of HX inlet	0.5	Fraction
17	Height fraction of HX outlet	0.1	Fraction
---	---	---	---
28	HX fluid specific heat	3.825	kJ/(kg·K)
29	HX fluid density	1,017.5	kg/m ³
30	HX fluid thermal conductivity	0.45	W/(m·K)
31	HX fluid viscosity	0.02	Poise

1. *Tank volume*: Aquí se introduce el volumen del depósito, V. El valor seleccionado (*) para cada instalación PVT es el obtenido en el subapartado 3.1.2.

2. *Tank height*: Aquí se introduce la altura del depósito. El valor seleccionado (**) para cada instalación PVT corresponde a la especificación indicada en las fichas técnicas de los depósitos.
3. *Number of tank nodes*: Aquí se introduce el número de nodos en los que se divide el depósito. El valor seleccionado es 10 entre los hasta 50 nodos que permite este *type*.
4. *Top loss coefficient*: Aquí se introduce el coeficiente de pérdidas de calor de la parte superior del depósito. El depósito TES interactúa con su entorno a través de las pérdidas térmicas. La transferencia de calor desde la parte superior, las paredes y el fondo del depósito corresponde a la Ec. 3.8, la Ec. 3.9 y la Ec. 3.10.

$$Q_{\text{loss,top}} = A_{\text{loss,top}} U_{\text{top}} (T_{\text{tank,top}} - T_{\text{env,top}}) \quad \text{Ec. 3.8}$$

$$Q_{\text{loss,edge}} = A_{\text{loss,edge}} U_{\text{edge}} (T_{\text{tank,edge}} - T_{\text{env,edge}}) \quad \text{Ec. 3.9}$$

$$Q_{\text{loss,bottom}} = A_{\text{loss,bottom}} U_{\text{bottom}} (T_{\text{tank}} - T_{\text{env,bottom}}) \quad \text{Ec. 3.10}$$

Al no disponer de información suficiente en las fichas técnicas para calcular los valores de los coeficientes de pérdidas de calor, se toma el valor común de U de $3.325 \text{ kJ}/(\text{h}\cdot\text{m}^2\cdot\text{K})$, en concordancia con el valor por defecto que proporciona TRNSYS.

5. *Edge loss coefficient*: Aquí se introduce el coeficiente de pérdidas de calor de las paredes del depósito. El valor seleccionado es $3.325 \text{ kJ}/(\text{h}\cdot\text{m}^2\cdot\text{K})$.
6. *Bottom loss coefficient*: Aquí se introduce el coeficiente de pérdidas de calor de la parte inferior del depósito. El valor seleccionado es $3.325 \text{ kJ}/(\text{h}\cdot\text{m}^2\cdot\text{K})$.
7. *Fluid specific heat*: Aquí se introduce el calor específico del fluido en el depósito, el cual consiste en agua. El valor a una referencia de 35°C es $4.180 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$. [16]
8. *Fluid density*: Aquí se introduce la densidad del fluido en el depósito. El valor a una referencia de 35°C es $993.99 \text{ kg}/\text{m}^3$. [16]
9. *Fluid thermal conductivity*: Aquí se introduce la conductividad térmica del fluido en el depósito. El valor a una referencia de 35°C es $0.623 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$. [16]
10. *Fluid viscosity*: Aquí se introduce la viscosidad dinámica del fluido en el depósito. El valor a una referencia de 35°C es $0.719\cdot 10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$. [16]
11. *Fluid thermal expansion coefficient*: Aquí se introduce el coeficiente de expansión térmica del fluido en el depósito. El valor a una referencia de 35°C es $3.457\cdot 10^{-4} \text{ 1/K}$. [16]
12. *Height fraction of inlet 1*: El sistema de ACS de este trabajo no cuenta con un segundo flujo de fluido por lo que no es necesario introducir este valor.
13. *Height fraction of outlet 1*: El sistema de ACS de este trabajo no cuenta con un segundo flujo de fluido por lo que no es necesario introducir este valor.
14. *Height fraction of inlet 2*: Aquí se introduce la altura relativa (altura de la entrada / altura) de la entrada del flujo al depósito. En este *type* el caudal de la entrada es el mismo que el caudal de la salida. El valor seleccionado es 0, introduciendo el agua de red por el fondo del depósito.
15. *Height fraction of outlet 2*: Aquí se introduce la altura relativa (altura de la entrada / altura) de la salida del flujo del depósito. El valor seleccionado es 1, extrayendo el ACS por la parte superior del depósito.

16. *Height fraction of HX inlet*: Aquí se introduce la altura relativa (altura de la entrada / altura) de la entrada del flujo al intercambiador de calor. En este *type* el caudal de la entrada es el mismo que el caudal de la salida. El valor seleccionado es 0.5.
17. *Height fraction of HX outlet*: Aquí se introduce la altura relativa (altura de la salida / altura) de la salida del flujo del intercambiador de calor. El valor seleccionado es 0.1.
18. --- 27. Aquí se introducen los datos correspondientes al intercambiador de calor. Al no disponer de información suficiente en las fichas técnicas, se toman los valores por defecto que proporciona TRNSYS.
28. *HX fluid specific heat*: Aquí se introduce el calor específico del fluido en el intercambiador de calor, el cual consiste en agua con 35% de propilenglicol. El valor a una referencia de 40 °C es 3.825 kJ/(kg·K). [6]
29. *HX fluid density*: Aquí se introduce la densidad del fluido en el intercambiador de calor. El valor a una referencia de 40 °C es 1,017.5 kg/m³. [6]
30. *HX fluid thermal conductivity*: Aquí se introduce la conductividad térmica del fluido en el intercambiador de calor. El valor a una referencia de 40 °C es 0.45 W/(m·K). [6]
31. *HX fluid viscosity*: Aquí se introduce la viscosidad dinámica del fluido en el en el intercambiador de calor. El valor a una referencia de 40 °C es 0.002 Pa·s. [6]

▪ Bomba del circuito primario: type114

El *type* seleccionado para modelar la bomba del circuito primario corresponde al type114 que modela una bomba de velocidad constante capaz de mantener un caudal constante. El type114 hace circular el fluido de transferencia de calor cuando hay capacidad de captación de energía térmica, siguiendo la estrategia de control del controlador diferencial (type165) por el que está gobernada. Cuando la temperatura a la salida del colector PVT es superior a la temperatura a la salida del intercambiador de calor del depósito TES en 10 °C, el controlador diferencial enciende la bomba. Si la bomba está encendida, una diferencia de temperatura de 0.5 °C es suficiente para que permanezca encendida.

Se presenta a continuación el desarrollo de los *parameters* de interés de este *type*.

Tabla 3.7 Parameters de la bomba del circuito primario: type114

	Name	Value	Unit
1	Rated flow rate	(*)	kg/h
2	Fluid specific heat	3.825	kJ/(kg·K)
3	Rated power	(**)	W
4	Motor heat loss fraction	0	kJ/(h·m ² ·K)

1. *Rated flow rate*: Aquí se introduce caudal de la bomba del circuito primario, Q. El valor seleccionado (*) para cada instalación PVT es el obtenido en el subapartado 3.1.2.
2. *Fluid specific heat*: Aquí se introduce el calor específico del fluido en la bomba, el cual consiste en agua con 35% de propilenglicol. El valor a una referencia de 40 °C es 3.825 kJ/(kg·K). [6]
3. *Rated power*: Aquí se introduce la potencia de la bomba necesaria para el funcionamiento de la instalación. El valor seleccionado (**) para cada instalación PVT corresponde al obtenido en las curvas de las bombas para sistemas de ACS proporcionadas por la empresa Grundfos

Holding A/S. Para viviendas unifamiliares, se utiliza el modelo “ALPHA SOLAR 25-145 180”, [33] mientras que para edificios de viviendas se emplea el modelo “UPS 32-100 180”. [34] Estas curvas proporcionan, para diversos tipos de fluido, la potencia que consume la bomba sabiendo el caudal y la altura de elevación de la bomba (se asume el valor de la altura de los edificios, considerando resistencias como tuberías despreciables).

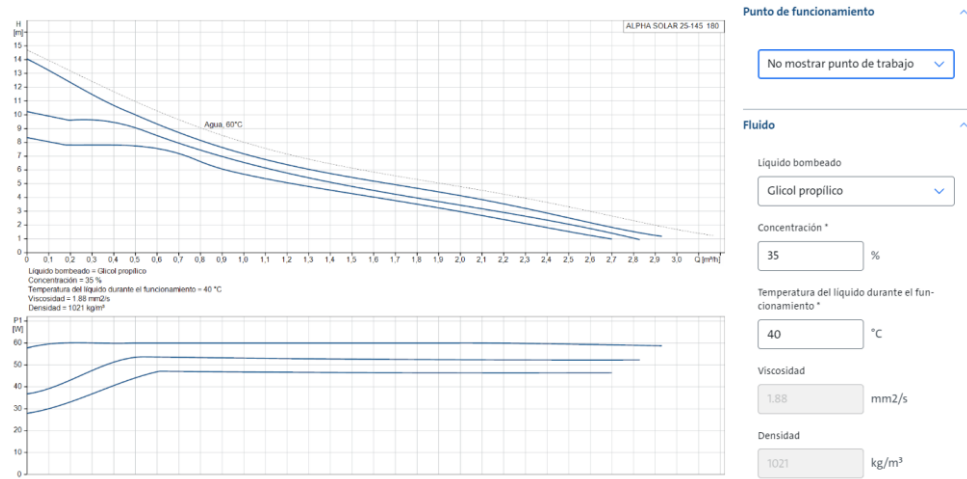


Figura 3.5 Curvas de la bomba “ALPHA SOLAR 25-145 180” para el fluido agua con 35% de propilenglicol

Se obtiene un valor de 59.61 W y 60.13 W para la bomba de las instalaciones de las viviendas unifamiliares, y 657.3 W y 719.1 W para la bomba de los edificios de viviendas, en Zaragoza y en Melle, respectivamente.

4. *Motor heat loss fraction*: Aquí se introduce la fracción de pérdida de calor de la bomba transferida al fluido. El valor para las bombas de sistemas de ACS, que están montadas fuera de la corriente de fluido, es 0, puesto que montadas de este modo no se transfieren pérdidas de calor al fluido.

- Caldera de gas auxiliar: type138

El *type* seleccionado para modelar la caldera de gas auxiliar corresponde al type138, que modela un calentador que eleva la temperatura del ACS cuando su temperatura a la salida del depósito TES no satisface la temperatura de entrega de ACS, que es igual a 45 °C.

Se presenta a continuación el desarrollo de los *parameters* de interés de este *type*.

Tabla 3.8 Parameters de la caldera de gas auxiliar: type138

	Name	Value	Unit
1	Maximum heating rate	(*)	W
2	Specific heat of fluid	4.180	kJ/(kg·K)
3	Efficiency of auxiliary heater	0.79	-

1. *Maximum heating rate*: Aquí se introduce el consumo de potencia máximo de la caldera, P. El valor seleccionado (*) para cada instalación PVT corresponde al obtenido conforme a la Ec. 3.11 donde d [l/día] es el consumo diario de ACS calculado en el subapartado 3.1.1., 0.116 es el mayor porcentaje, en tanto por uno, de consumo en una vivienda a lo largo del día (ver Figura 3.2), $\rho_{\text{agua},35\text{ °C}}$ [kg/l] y $c_{\text{agua},35\text{ °C}}$ [J/(kg·K)] son la densidad y el calor específico del agua a obtenidas de tablas [16] para una temperatura de 35 °C, T_{entrega} es la temperatura de

entrega de ACS, que es igual a 45 °C, $T_{red,mín}$ es la temperatura de red mínima (ver Figura 2.3) obtenida de Meteonorm 8.2., y η_{aux} es la eficiencia de conversión térmica obtenida en el desarrollo del parámetro 3.

$$P = \frac{d \cdot 0.116 \cdot \frac{1}{3600} \cdot \rho_{agua,35\text{ }^{\circ}\text{C}} \cdot c_{agua,35\text{ }^{\circ}\text{C}} \cdot (T_{entrega} - T_{red,mín})}{\eta_{aux}} \quad Ec. 3.11$$

Se obtiene un valor de 908.21 W y 1044.9 W para la caldera de las viviendas unifamiliares, y 10898.53 W y 12538.43 W para la caldera de los edificios de viviendas, en Zaragoza y en Melle, respectivamente.

2. *Specific heat of fluid:* Aquí se introduce el calor específico del fluido en la caldera, el cual consiste en agua. El valor a una referencia de 35 °C es 4.180 kJ/(kg·K). [16]
3. *Efficiency of auxiliary heater:* Aquí se introduce la eficiencia de conversión térmica de la caldera. Se toma el valor común para calderas de gas natural de 0.79, en concordancia con el valor por defecto que proporciona TRNSYS.

3.2.2. Modelo del sistema de ACS en TRNSYS

Una vez caracterizados los *types* empleados, se presenta en la Figura 3.6 el modelo final desarrollado.

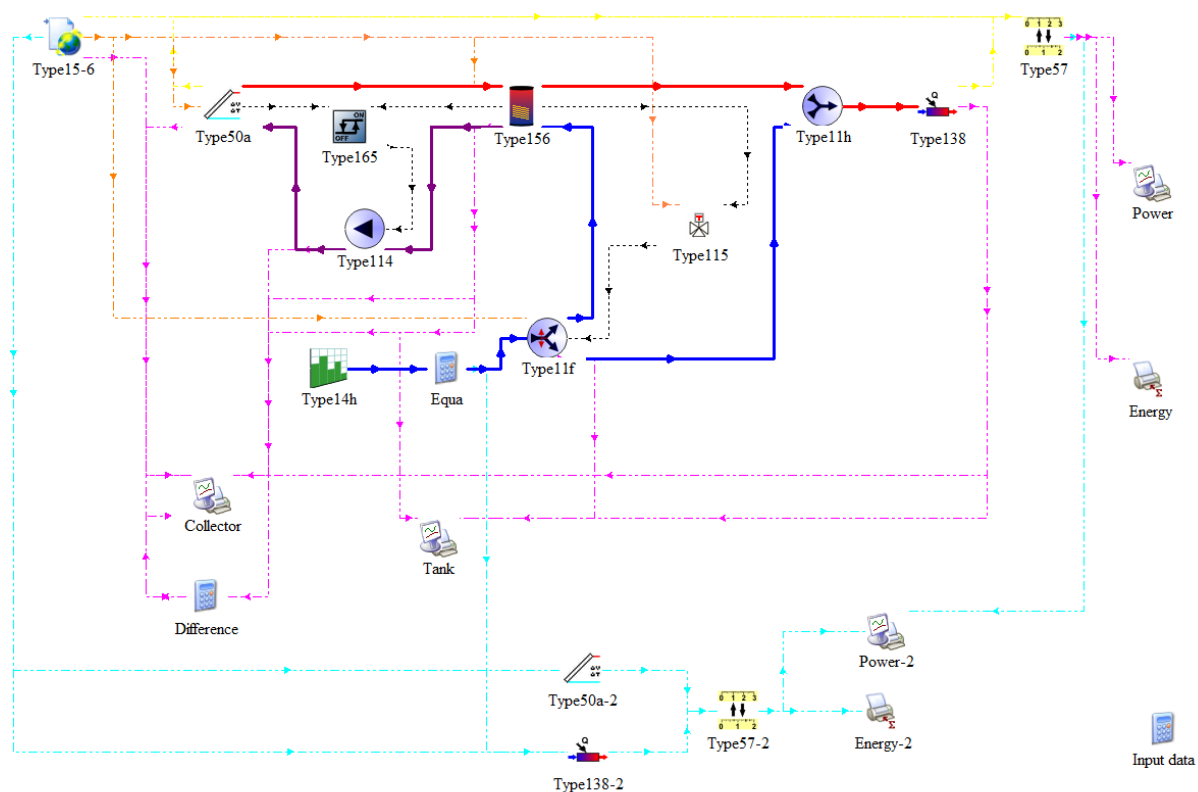


Figura 3.6 Modelo de una instalación PVT para sistemas de ACS desarrollado en TRNSYS

En la parte inferior, los *types* type50a-2 y type138-2 se añaden para obtener la producción eléctrica del sistema fotovoltaico cuando no tiene aplicada la adaptación para su conversión a sistema PVT, y la energía térmica que satisface la demanda de ACS cuando solo se cuenta con una caldera de gas en el sistema. Es decir, representan un sistema no híbrido (paneles fotovoltaicos + caldera de gas).

Este modelo se simula con un paso de tiempo (la cantidad de tiempo que se simula en cada iteración) de 0.125 h, a lo largo de todo un año, es decir, 8760 h. Los resultados de simular este modelo en Zaragoza y en Melle para los dos casos de estudio se muestran en la siguiente sección.

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y EVALUACIÓN ENERGÉTICA DE LA INSTALACIÓN

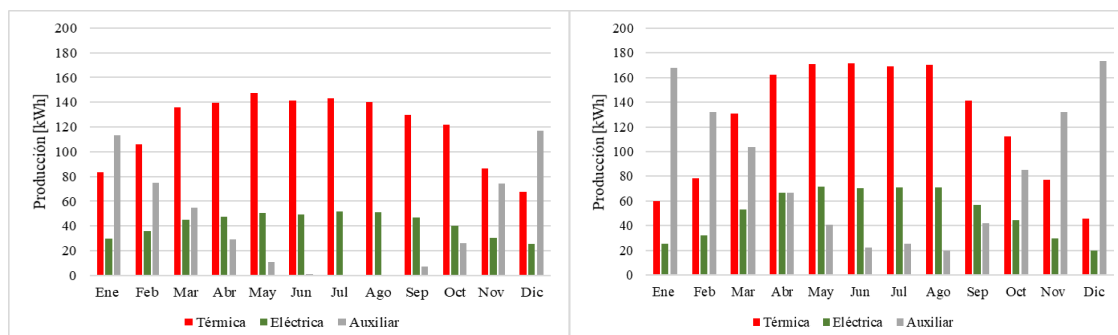


Figura 4.1 Producción en una vivienda unifamiliar a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

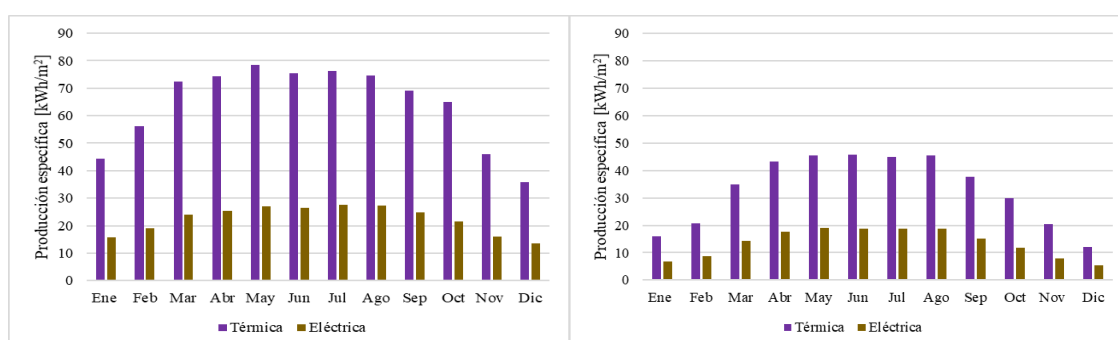


Figura 4.2 Producción específica en una vivienda unifamiliar a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

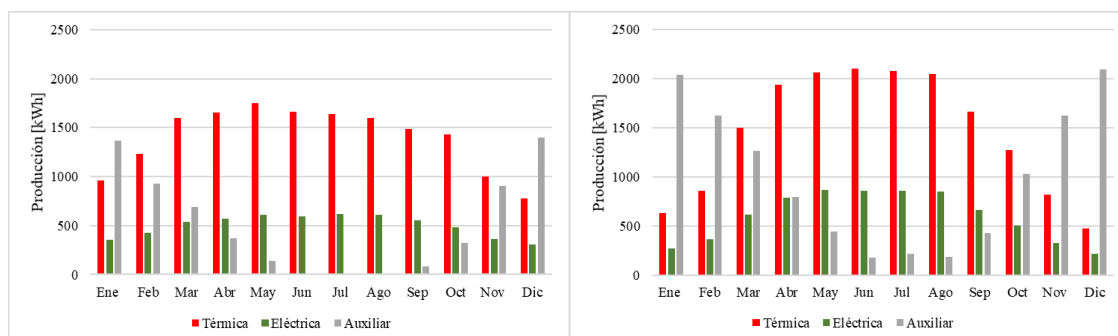


Figura 4.3 Producción en un edificio de viviendas a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

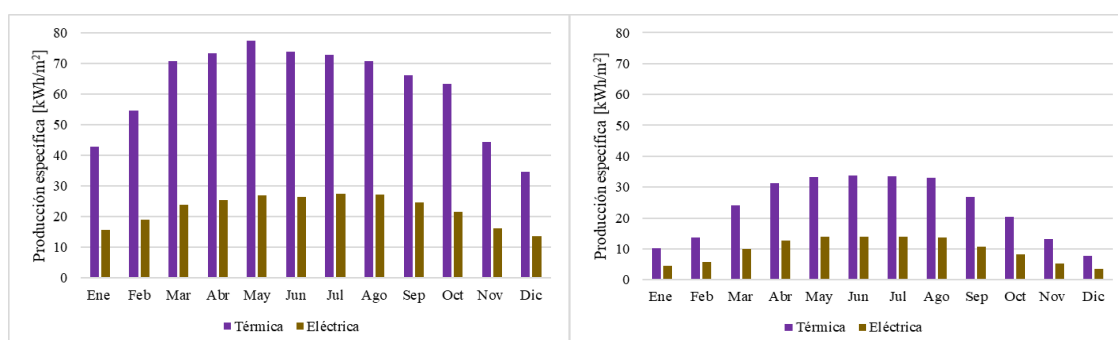


Figura 4.4 Producción específica en un edificio de viviendas a lo largo del año en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

Primero, es conveniente remarcar que en Zaragoza se cuenta con una menor área de captación, pero con una mayor disponibilidad de radiación solar. Precisamente por esto, tanto para la vivienda unifamiliar como para el edificio de viviendas, la producción específica es significativamente mayor en Zaragoza a lo largo del año. No obstante, la producción de energía térmica y eléctrica es mayor en Melle desde abril hasta septiembre, lo que indica que solo en esos meses la mayor área de captación contrarresta la menor disponibilidad de radiación solar para superar la producción en Zaragoza.

Además, se observa en los resultados que, entre junio y agosto tanto para la vivienda unifamiliar como para el edificio de viviendas, la energía térmica suplementaria suministrada por la caldera, después de la instalación PVT, para satisfacer la demanda de ACS, es nula en Zaragoza pues la instalación es suficiente para satisfacer esta demanda, mientras que en Melle se necesita, respectivamente, un 8% y un 5% del aporte suplementario anual suministrado por la caldera.

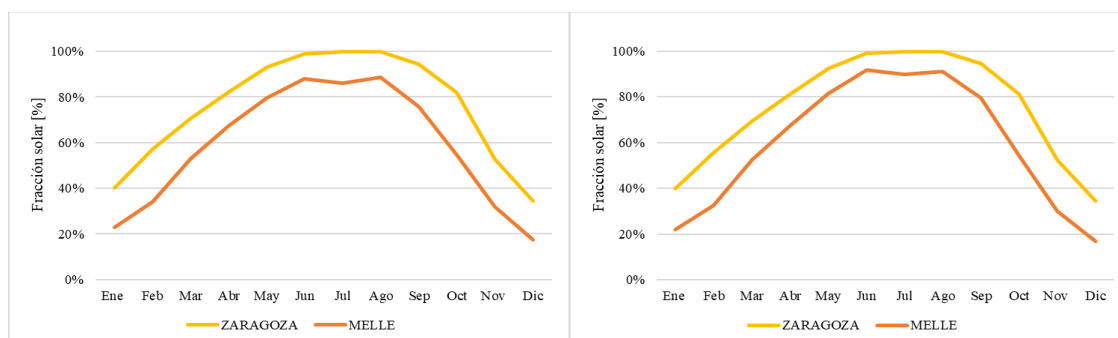


Figura 4.5 Fracción solar en las instalaciones de vivienda unifamiliar (izda.) y edificio de viviendas (dcha.)

Como puede observarse en la Figura 4.5, aunque en Melle la fracción solar sea inferior dada la condición climatológica más desfavorable, las instalaciones PVT satisfacen una gran parte de la demanda de ACS en los meses centrales del año, cuando se tiene una mayor radiación solar incidente.

La fracción solar anual es 69% y 71.42% para las instalaciones de Zaragoza, y 54.62% y 57.20% para las de Melle. Dado que el valor elegido para el dimensionamiento corresponde a un 60% de la demanda de ACS, estos resultados reflejan que el sistema de ACS desarrollado en TRNSYS proporciona resultados óptimos.

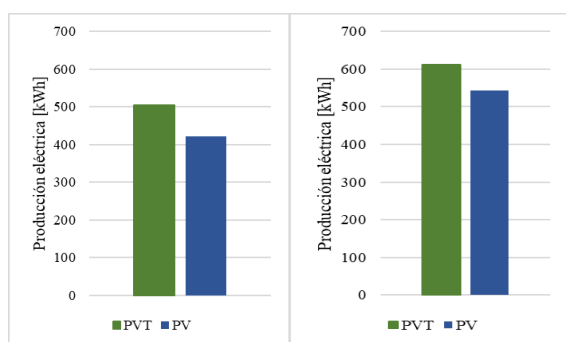


Figura 4.6 Producción eléctrica en una vivienda unifamiliar en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

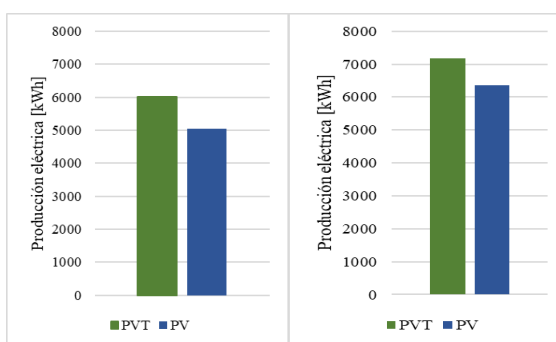


Figura 4.7 Producción eléctrica en un edificio de viviendas en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

Por último, como puede observarse en la Figura 4.6 y en la Figura 4.7, bajo las mismas condiciones, la producción eléctrica anual de las instalaciones PVT es superior en un 20% en Zaragoza y un 13% en Melle, en comparación con tener únicamente las instalaciones fotovoltaicas. Por lo tanto, desde este punto de vista, también resulta beneficiosa la adaptación de sistemas fotovoltaicos para su conversión en sistemas PVT.

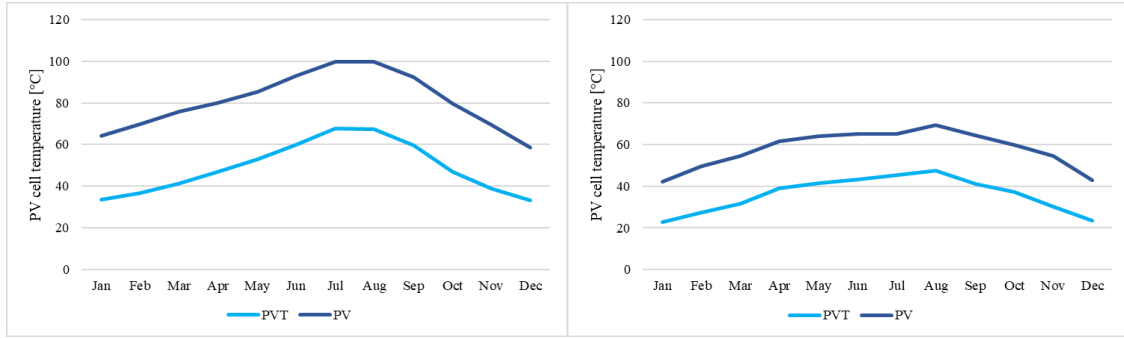


Figura 4.8 Temperatura de las células en las instalaciones de vivienda unifamiliar en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

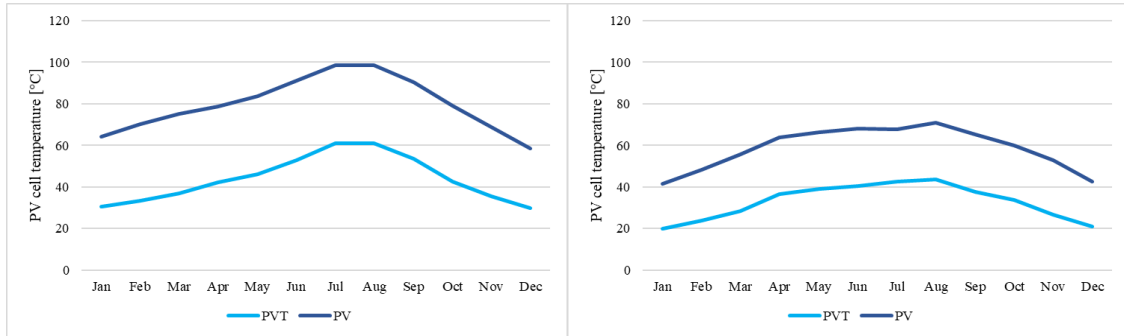


Figura 4.9 Temperatura de las células en las instalaciones de edificio de viviendas en Zaragoza (izda.) y en Melle (dcha.)

Ese aumento en la producción eléctrica se consigue debido a que, al adaptar los sistemas fotovoltaicos para su conversión en sistemas PVT, el fluido de transferencia de calor recupera y evacúa el calor de los paneles fotovoltaicos, consiguiendo reducir la temperatura de las células fotovoltaicas, como puede observarse en la Figura 4.8 y en la Figura 4.9. Esta disminución de la temperatura de las células, tal como se ha explicado al presentar la Ec. 3.7, permite que la eficiencia eléctrica del colector PVT aumente y, por consiguiente, la producción eléctrica sea superior.

5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para tener una noción del coste aproximado de las instalaciones PVT propuestas, se propone este análisis económico. El coste total de la instalación, C_0 [€], se calcula mediante la Ec. 5.1, [35] donde *Payback Time* (PBT) [años] es el plazo de amortización de la inversión, el cual se fija en diferentes valores (5, 10 y 15 años), C_S [€/año] es el ahorro anual por la generación de energía térmica y eléctrica, calculado a continuación, i_F es una tasa de inflación considerada del 10%, y d es una tasa de descuento considerada del 5%. La finalidad es determinar el coste total que pueden tener las instalaciones si se pretende alcanzar la amortización en un determinado tiempo. Se adopta esta estrategia de evaluación debido a que los costes de capital de esta adaptación aún son desconocidos al estar en etapa de desarrollo.

$$PBT = \frac{\ln\left(\frac{C_0 \cdot (i_F - d)}{C_S} + 1\right)}{\ln\left(\frac{1 + i_F}{1 + d}\right)} \quad Ec. 5.1$$

El ahorro anual por la generación de energía térmica y eléctrica, C_S , se calcula mediante la Ec. 5.2 donde E_{PVT} [kWh] y E_{PV} [kWh] son, respectivamente, la producción de energía eléctrica de las instalaciones PVT y la de la instalación original con la parte del sistema fotovoltaico, Q_{ACS} [kWh] y Q_{aux} [kWh] son, respectivamente, la energía térmica que satisface la demanda de ACS y la energía

térmica suplementaria suministrada por la caldera, después de la instalación PVT, para satisfacer la demanda de ACS, C_E [€/kWh] y C_Q [€/kWh] son, respectivamente, el precio de la electricidad y el precio del gas natural.

$$C_S = (E_{PVT} - E_{PV}) \cdot C_E + (Q_{ACS} - Q_{Aux}) \cdot C_Q \quad \text{Ec. 5.2}$$

Tomando del registro de EUROSTAT [36] (ver Tabla 5.1) los valores del segundo semestre de 2023 tanto en España como en Bélgica del precio de la electricidad, para consumos entre 2,500 kWh y 5,000 kWh, [37] y el precio del gas, para consumos menores de 5,555 kWh. Los resultados de los ahorros anuales y el coste total de las instalaciones se muestran en la Tabla 5.2.

Tabla 5.1 Precios de la electricidad y el gas natural en el segundo semestre de 2023

	Zaragoza	Melle
C_E [€/kWh]	0,2347	0,3778
C_Q [€/kWh]	0,1158	0,1196

Tabla 5.2 Resultados de los ahorros anuales y el coste total de las instalaciones considerando diferentes PBT

	Vivienda unifamiliar		Edificio de viviendas	
	Zaragoza	Melle	Zaragoza	Melle
C_S [€/año]	169	181	2,074	2,238
C_0 [€] (PBT = 5)	886	948	10,863	11,722
C_0 [€] (PBT = 10)	2,003	2,145	25,570	26,513
C_0 [€] (PBT = 15)	3,412	3,654	41,867	45,178

Para evaluar el incremento en costes (ver Tabla 5.3) que implica la adaptación en comparación con el coste inicial del sistema fotovoltaico, se considera que estos sistemas están compuestos por 10 paneles de 350 W por vivienda unifamiliar, y 8 paneles de 350 W por vivienda en los edificios. Con un precio de instalación de 3 €/W en 2022, [38] el coste total de la instalación de los sistemas fotovoltaicos es de 10,500 € para viviendas unifamiliares y de 168,000 € para edificios de viviendas.

Tabla 5.3 Resultados del incremento en costes de la instalación al convertir un sistema fotovoltaico en un sistema PVT

	Vivienda unifamiliar		Edificio de viviendas	
	Zaragoza	Melle	Zaragoza	Melle
(PBT = 5)	8%	9%	6%	7%
(PBT = 10)	19%	20%	15%	16%
(PBT = 15)	32%	35%	25%	27%

Se puede observar que, considerando el coste máximo para amortizar la conversión a sistemas PVT en 15 años, se produce un incremento aproximado del 34% para las viviendas unifamiliares y del 26% para los edificios de viviendas. Cabe destacar que este coste incluye el precio del intercambiador, el depósito, la bomba, el controlador, y todos los componentes adicionales requeridos. Además, si se contemplan ayudas económicas para la instalación de este tipo de sistemas basados en energías renovables, los usuarios no deben afrontar la totalidad de ese incremento, lo que hace que la implementación de esta solución sea aún más atractiva desde el punto de vista económico.

6. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha llevado a cabo el diseño y la simulación de una instalación PVT para satisfacer la demanda de ACS con una fracción solar del 60%. Para ello, se ha elaborado un modelo en TRNSYS,

considerando las especificaciones de un colector PVT líder en el mercado. Este trabajo facilita la evaluación tecnoeconómica de adaptar de sistemas fotovoltaicos para su conversión en sistemas PVT.

Los resultados de simular la instalación ante los consumos de ACS de una vivienda unifamiliar y un edificio de viviendas sugieren que se puede alcanzar una fracción solar anual del 69% y 71.42% en Zaragoza, y del 54.62% y 57.20% en Melle. Además, la adaptación de sistemas fotovoltaicos a sistemas PVT ha resultado en un incremento del 20% en Zaragoza y el 13% en Melle en la producción eléctrica, considerando la producción anual. Estos resultados señalan una reducción significativa en el uso combustibles fósiles y la emisión de gases de efecto invernadero, contribuyendo a un equilibrio más sostenible y robusto entre distintas fuentes de energía en la demanda energética de los edificios. Esta solución supone un incremento en la producción energética por metro cuadrado, al producir simultáneamente energía térmica y eléctrica. Por ejemplo, en la vivienda unifamiliar de Zaragoza, donde antes se producían $224 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$ ahora se producen $271 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$ y $826 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2$. En cuanto a la viabilidad económica, para tener un plazo de amortización de 15 años, la conversión de sistemas fotovoltaicos en sistemas PVT puede costar hasta un 34% del coste inicial de la instalación fotovoltaica en las viviendas unifamiliares, y un 26% en los edificios de viviendas. Este plazo de amortización puede incluso verse reducido, dado el contexto actual en el que las políticas energéticas están orientándose hacia un mayor compromiso con el medio ambiente, promoviendo la generación de electricidad y calor de manera sostenible con subvenciones públicas que pueden cubrir una parte significativa de los costes asociados, haciendo que esta instalación sea más económicamente atractiva para los usuarios.

Como trabajo futuro, queda pendiente la validación de la primera versión del archivo TRNSED desarrollado en este trabajo, llevando a cabo la adaptación de un sistema fotovoltaico en un entorno real. Los resultados experimentales ayudarán a confirmar la precisión y optimizar la fiabilidad del modelo desarrollado, contribuyendo a la conversión de estos sistemas fotovoltaicos en sistemas PVT.

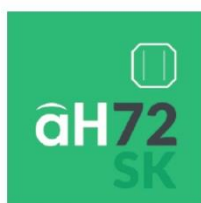
7. REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency, 2023, "Buildings."
- [2] Fraunhofer ISE, 2024, *Photovoltaics Report*.
- [3] SolarPower Europe, 2023, *Global Market Outlook For Solar Power*.
- [4] Weiss, W., and Spörk-Dür, M., 2023, *SOLAR HEAT WORLDWIDE*.
- [5] Lämmle, M., Herrando, M., and Ryan, G., 2020, *Basic Concepts of PVT Collector Technologies, Applications and Markets*.
- [6] SUC. DE CARMELO PEREZ MARTINEZ S.L., 2016, "Propilenglicol Industrial."
- [7] Chandra, Y. P., and Matuska, T., 2019, "Stratification Analysis of Domestic Hot Water Storage Tanks: A Comprehensive Review," *Energy Build*, **187**, pp. 110–131.
- [8] Bae, S., Chae, H., Lyu, N., and Nam, Y., 2024, "Development of Photovoltaic-Thermal Using Attachable Solar Collector Based on on-Site Construction," *Appl Therm Eng*, **238**.
- [9] SolarPeak AB, "SolarPeak Heat Exchanger."
- [10] Remund, J., Müller, S., Schmutz, M., Barsotti, D., Graf, P., and Cattin, R., 2023, *Handbook Part I - Meteonorm 8.2*.
- [11] Abora Energy, S. L., 2022, "Ficha Técnica - Abora AH72SK."
- [12] Ministerio de vivienda y agenda urbana, 2023, *DB HE Ahorro de Energía*.

- [13] IDAE, 2020, *Guía Técnica de Energía Solar Térmica*.
- [14] Ministerio de Sanidad, 2024, "Capítulo 3 - Sistemas de Agua Caliente Sanitaria," *Guía Técnica Para La Prevención y Control de La Legionelosis En Instalaciones*.
- [15] Mutch, J. J., 1974, "Residential Water Heating: Fuel Conservation, Economics, and Public Policy."
- [16] Cruz Fierro, C. F., 2023, *Propiedades Termofísicas Del Agua Saturada y Del Aire Seco a 1 Atm*.
- [17] Lapesa Grupo Empresarial, S. L., "GEISER INOX – GX200HL."
- [18] Lapesa Grupo Empresarial, S. L., "GEISER INOX – GX300HL."
- [19] Lapesa Grupo Empresarial, S. L., "MASTER INOX – MXV2500SSB."
- [20] Lapesa Grupo Empresarial, S. L., "MASTER INOX – MXV5000SSB."
- [21] Florschuetz L.W., 1979, "Extension of the Hottel-Whillier Model to the Analysis of Combined Photovoltaic/Thermal Flat Plate Collectors," *Solar Energy*, **22**(4), pp. 361–366.
- [22] Klein, S. A., 1975, "Calculation of Flat-Plate Collector Loss Coefficients," *Solar Energy*, **17**(1), pp. 79–80.
- [23] Clean Development Mechanism, 2006, *Annex 3 - Analysis and Explanation of the Conversion Factor for Solar Thermal Collectors*.
- [24] Mahmoud, M., Olabi, A. G., Radwan, A., Yousef, B. A. A., and Abdelkareem, M. A., 2023, "Case Studies and Analysis of Solar Thermal Energy Systems," *Renewable Energy - Volume 1: Solar, Wind, and Hydropower Definitions, Developments, Applications, Case Studies, and Modelling and Simulation*, Academic Press, pp. 75–92.
- [25] Jiandong, Z., Hanzhong, T., and Susu, C., 2015, "Numerical Simulation for Structural Parameters of Flat-Plate Solar Collector," *Solar Energy*, **117**, pp. 192–202.
- [26] Shariah, A. M., Rousan, A., Rousan, K. K., and Ahmad, A. A., 1999, "Effect of Thermal Conductivity of Absorber Plate on the Performance of a Solar Water Heater," *Appl Therm Eng*, **19**(7), pp. 733–741.
- [27] Roy, R., and Kundu, B., 2021, "Optimum Design Analysis of a Solar-Assisted Libr/H2O Absorption System with a Flat-Plate Collector," *Journal of Thermal Engineering*, **7**(5), pp. 1056–1066.
- [28] Del Amo Sancho, A., and Martínez Gracia, A., 2016, *Instalaciones Solares Térmicas de Baja Temperatura*.
- [29] Pater, S., 2021, "Long-Term Performance Analysis Using Trnsys Software of Hybrid Systems with Pv-t," *Energies (Basel)*, **14**(21).
- [30] Kamel, R. S., and Fung, A. S., 2015, "Modelling and Characterization of Transparent Building Integrated PV/T Collector," *Energy Procedia*, **78**, pp. 1871–1876.

- [31] Tripathi, R., Bhatti, T. S., and Tiwari, G. N., 2020, "Effect of Packing Factor on Electrical and Overall Energy Generation through Low Concentrated Photovoltaic Thermal Collector in Composite Climate Condition," *Mater Today Proc*, **31**, pp. 449–453.
- [32] Solar Energy Laboratory, U. of W.-M., 2023, *TRNSYS 18 - Mathematical Reference*.
- [33] Grundfos Holding A/S, "ALPHA SOLAR 25-145 180."
- [34] Grundfos Holding A/S, "UPS 32-100 N 180."
- [35] Acosta-Pazmiño, I., 2021, "Performance Assessment of an LCPV/T Solar Hybrid Plant for a Wellness Center Building in Mexico," *International Solar Energy Society (ISES)*, pp. 1–8.
- [36] Eurostat, 2023, "Database - Energy Statistics – Prices."
- [37] Herrando, M., Freeman, J., Ramos, A., and Zabalza, I., 2017, "Energetic and Economic Optimisation of a Novel Hybrid PV-Thermal System for Domestic Combined Heating and Power."
- [38] Ramasamy, V., Zuboy, J., Woodhouse, M., O'shaughnessy, E., Feldman, D., Desai, J., Walker, A., Margolis, R., and Basore, P., 2050, *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2023*.

8. ANEXO I – Especificaciones técnicas del colector PVT aH72SK



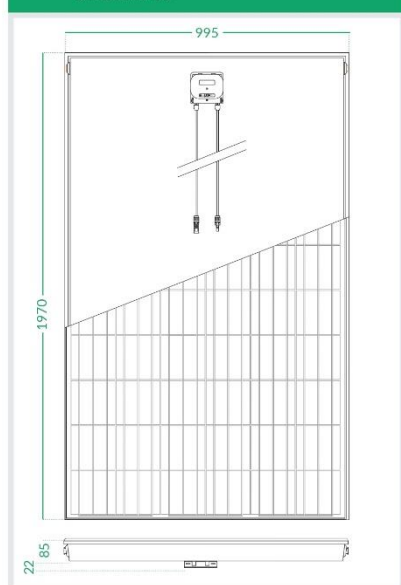
Panel solar híbrido con producción simultánea térmica y fotovoltaica

Producción térmica
70%

Producción fotovoltaica
17.8%

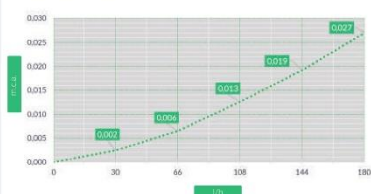
* Todos los porcentajes de producción están condicionados al rango de Tª de trabajo de la instalación.

Dimensiones



Pérdida de carga

Caída de presión: Tª max: 20,13 °C / Tª min: 19,39 °C



Especificaciones Generales

Largo x Ancho x Espesor	1.970 x 995 x (85 ± 22) mm
Área Total	1,96m ²
Área de Apertura	1,88 m ²
Nº células	72
Peso	50 kg.
Vidrio Frontal	3,2 mm. templado
Marco	Aluminio
Protección Caja de Conex.	IP65
Nº Diodos	3 diodos
Dimensiones de célula	156 x 156
Tipo de conexión FV / Longitud cables	Solarlok PV4 / 1m

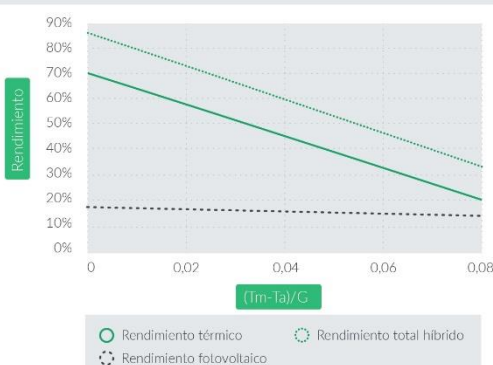
Especificaciones Eléctricas

Condiciones de prueba estándar STC: AM 1.5, Irradiación 1000 W/m², temperatura de la célula 25 °C.

Tipo de célula	Mono-cristalina
Potencia Nominal (W)	350 W
Tensión Máxima Potencia (Vmpp)	39,86 V
Corriente Máxima Potencia (Impp)	8,76 A
Tensión Circuito Abierto (Voc)	48,61 V
Corriente Cortocircuito (Isc)	9,16 A
Eficiencia del módulo (%)	17,8
Tolerancia de Potencia (W)	+/- 4%
Tensión Máxima del Sistema	DC 1000 V (IEC)
Backsheet	Negro
Coefficiente de temperatura de Pmpp	-0,36%/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,28%/°C
Coefficiente de temperatura de Isc	+0,06%/°C
Corriente inversa máxima	15A
Temperatura NOCT*	45+/- 2 °C

Especificaciones Térmicas

Rendimiento óptico	0,7
Coef. Pérdidas térmicas, a1	5,98 W/m ² .K
Coef. Pérdidas Térmicas, a2	0,00 W/m ² .K ²
Volumen líquido interior	1,78 l
Temperatura de estancamiento	126°C
Num. Conexiones hidráulicas	4 conexiones
Medida Conexión hidráulica	Conexión rápida
Presión máxima admisible	10 bar
Caudal nominal	60 L/h



Conforme a las Normas de Producto:

DIN EN 12975-1:2011-01; DIN EN ISO 9806:2018-04
SolarKeymark Schema Rules (2021-07)
DIN EN IEC 61730-1, 2:2018-10; EN IEC
61730 1, 2:2018+AC:2018; IEC 61730 1, 2:2016
IEC 61215 1, 2: 2016

Reservado el derecho de modificaciones técnicas
sin previo aviso.
Garantía de 10 años.

MÁS INFORMACIÓN EN
www.abora-solar.com

30/11/2022
Versión 5



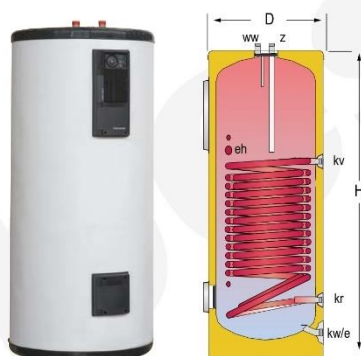
The Solar Keymark
CEN Keymark Scheme



9. ANEXO II – Especificaciones técnicas de depósitos de almacenamiento de energía térmica

DEPÓSITOS ACUMULADORES / PRODUCTORES ACS
GEISER INOX - **SERPENTÍN**

lapesa



ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE PRODUCTO GEISER INOX – **GX200HL**

FCP_014_01_ES



DESCRIPCIÓN:

Depósito **ACUMULADOR-PRODUCTOR** de agua caliente sanitaria (ACS).

Para instalación sobre suelo, en posición vertical. Fabricado en **ACERO INOXIDABLE AISI 316**, decapado y pasivado químico interior, con **aislamiento de PU** inyectado en molde y forro externo acolchado en PVC con cierre de cremallera. Incorpora **SERPENTÍN** interno de **ALTO RENDIMIENTO** en acero inoxidable AISI 316 para intercambio térmico.

Equipado con boca lateral para tareas de inspección / limpieza, o montaje de resistencia eléctrica de calentamiento de apoyo (opcional). Con conexión roscada lateral para resistencia eléctrica de calentamiento opcional.

Incluye vaina para sensores en placa superior de conexiones y panel de control "S" (termómetro).

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Capacidad total:	Total	200	L
Presión máxima de trabajo:	Primario / Secundario	25 / 8	bar
Temperatura máxima de trabajo:	Primario / Secundario	200 / 90	°C
Superficie de intercambio:	Serpentín	2.4	m ²
Conexiones:	kv: entrada primario	1 1/4	" M
	kr: retorno primario	1 1/4	" M
	ww: salida ACS	1	" M
	kw/e: entrada agua de red / vaciado	1	" M
	z: recirculación ACS	1	" M
	eh: conexión lateral	2	" H
Eficiencia energética:	Clase ErP	B	
	Pérdidas estáticas s/ EN12897	44	W
Dimensiones exteriores:	D: Diámetro	620	mm
	H: Altura (sin conexiones)	1205	mm
	Diagonal (sin conexiones)	1356	mm
Dimensiones embalaje:	Anchura / Altura	680 / 1450	mm
Peso:	Sin embalaje / Con embalaje	63 / 72	kg

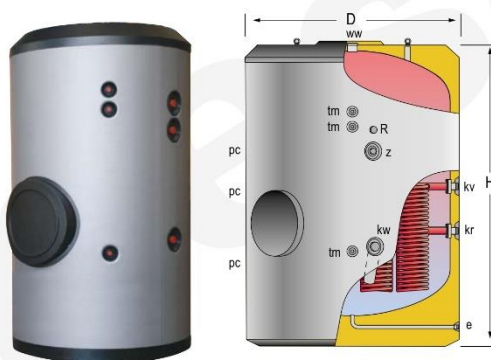
Lapesa Grupo Empresarial, S.L.

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



DEPÓSITOS ACUMULADORES / PRODUCTORES ACS
MASTER INOX - **SERPENTÍN**

lapesa



ESPECIFICACIÓN TÉCNICA DE PRODUCTO
MASTER INOX – **MXV2500SSB**

FCP_022_03_ES



DESCRIPCIÓN:

Depósito **ACUMULADOR-PRODUCTOR** de agua caliente sanitaria (ACS).
Para instalación sobre suelo, en posición vertical. Fabricado en **ACERO INOXIDABLE AISI 316**, decapado y pasivado químico interior. Incluye **aislamiento de PU** inyectado en molde. En opción, conjunto de cubierta y forro externo acolchado en PVC con cierre de cremallera, suministrado sin montar en embalaje separado. Incorpora sistema desmontable de **SERPENTINES** en acero inoxidable para producción de ACS, a través de fuente energética externa, con superficie de intercambio térmica aumentada y adaptada especialmente a instalaciones con energía solar térmica. Equipado con boca de hombre lateral DN400 para tareas de inspección / limpieza.

CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES

Capacidad total:	Total	2500	L
Presión máxima de trabajo:	Primario / Secundario	25/8	bar
Temperatura máxima de trabajo:	Primario / Secundario	200/90	°C
Superficie de intercambio:	Set de SERPENTINES	6.1	m²
Conexiones:	kv: entrada primario	2	" M
	kr: retorno primario	2	" M
	ww: salida ACS	3	" M
	kw: entrada agua de red	2	" M
	z: recirculación ACS	2	" M
	e: vaciado	1	" M
	R: conexión lateral resistencia	2	" H
	pc: conexión "lapesa correx-up"	¾	" H
	tm: conexión sensores	½	" H
Eficiencia energética:	Clase ErP	C	
	Pérdidas estáticas s/ EN12897	194	W
Dimensiones exteriores:	D: Diámetro	1660	mm
	H: Altura (sin conexiones)	2015	mm
	Diagonal (sin conexiones)	2611	mm
Dimensiones embalaje:	Anchura / Altura	1660 x 2100	mm
Peso:	Sin embalaje / Con embalaje	500 / 500.5	kg

Lapesa Grupo Empresarial, S.L.

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



