

Proyecto Fin de Carrera

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS ENERGÉTICO DE SISTEMAS SOLARES DE CALEFACCIÓN DE DISTRITO CON ACUMULACIÓN ESTACIONAL

Autor

ANDREA LASIERRA FORTUÑO

Director

LUIS MARÍA SERRA DE RENOBLES

Escuela de ingeniería y arquitectura (EINA)

Año: 2014

SIMULACIÓN Y ANÁLISIS ENERGÉTICO DE SISTEMAS SOLARES DE CALEFACCIÓN DE DISTRITO CON ACUMULACIÓN ESTACIONAL

RESUMEN

Este proyecto consiste en simular y analizar un sistema solar de distrito con acumulador estacional, para abastecer las demandas de ACS y de calefacción de 100 viviendas de 100 m² situadas en el Parque Goya de Zaragoza.

Los principales objetivos de este proyecto son la simulación y análisis de un sistema de este tipo utilizando el programa de simulación POLYSUN, partiendo de un modelo previamente desarrollado con TRNSYS; una comparativa entre TRNSYS y POLYSUN; y un análisis geográfico de diferentes ciudades españolas pertenecientes a distintas zonas climáticas.

La primera parte de esta memoria introduce las centrales solares con acumulación estacional en Europa. En la segunda parte, se presenta el sistema escogido como caso de estudio explicando sus principales características, y más detalladamente para el modelo realizado con POLYSUN, describiendo las propiedades de este programa. En la última parte se presentan y analizan los principales resultados que se han obtenido, ordenándolos conforme a los principales objetivos planteados en el proyecto.

De acuerdo con los resultados obtenidos, se puede afirmar que los equipos principales (captadores solares, depósitos de almacenamiento de energía térmica e intercambiadores de calor) tienen un comportamiento similar en ambos programas (TRNSYS y POLYSUN). Asimismo, los resultados obtenidos en base anual son similares en los dos programas. No obstante, se han observado grandes diferencias mensuales en algunos parámetros, como por ejemplo en la demanda de calefacción calculada por el programa POLYSUN. Esta diferencia en concreto ha influido en los elementos del sistema de calefacción, haciendo que en los mismos meses existan también grandes diferencias. Además esto ha provocado que en el programa POLYSUN se transfiera más calor al circuito de ACS y menos al de calefacción que en el programa TRNSYS.

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	3
2	ESTADO DEL ARTE	7
3	DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	10
4	DISEÑO DEL SISTEMA EN POLYSUN.....	12
	4.1 Características del modelo de POLYSUN.....	12
	4.2 Procedimiento utilizado para construir el modelo de POLYSUN	17
5	RESULTADOS	20
	5.1 Análisis del sistema en POLYSUN	21
	5.2 Comparativa entre TRNSYS y POLYSUN	26
	5.2.1 Diferencias entre TRNSYS y POLYSUN	26
	5.2.2 Comparativa de resultados entre TRNSYS y POLYSUN.....	29
	5.3 Análisis geográfico.....	34
6	CONCLUSIONES	37
7	REFERENCIAS.....	39
	ÍNDICE DE FIGURAS	41
	ÍNDICE DE TABLAS	42
	Anexo A: Estudio y principales elementos de centrales solares de distrito con acumulador estacional	43
	Anexo B: Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos	60
	Anexo C: Programas	88
	Anexo D: Resultados	116

1 INTRODUCCIÓN

La demanda mundial de energía en el sector residencial representa aproximadamente el 27% del consumo de energía global [1]. En Europa, la demanda de calefacción y refrigeración representan el 49% del total de la demanda de energía [2]. Por todo esto, el desarrollo de sistemas solares para cubrir parte de la demanda térmica residencial es una opción económicamente viable que además reduce el consumo de combustibles fósiles y contribuye, entre otros, a la solución de problemas como el cambio climático, la contaminación o la dependencia energética [3].

Para poder llevar a cabo estos sistemas, la unión europea ha promulgado una nueva directiva sobre eficiencia energética en edificios (2010/31/EU) [4], orientada a reducir el consumo de energía en edificios y a implementar las energías renovables para alcanzar el objetivo de reducir el 20% del consumo de energía para el año 2020 [5]. Además, en octubre de 2012, el parlamento europeo aprobó una nueva directiva sobre eficiencia energética (2012/27/EU) [6] para mejorar la conversión, el uso y la distribución de energía.

En cuanto a España se refiere, la legislación para nuevos edificios impone cubrir una parte de la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) con energía solar, aunque también es posible cubrir este porcentaje con cualquier otra fuente renovable, si se justifica que es posible reducir el consumo de energía y las emisiones de CO₂ en la misma proporción [7].

Los sistemas solares de calefacción de distrito con acumulación estacional constituyen una posibilidad técnica y económicamente viable para atender la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción aprovechando el calor de la radiación solar. Actualmente estos sistemas, utilizados en el norte de Europa desde hace varios años, pueden alcanzar fracciones solares superiores al 50%, es decir son capaces de cubrir con energía solar más de la mitad de la demanda térmica. Un ejemplo de este tipo de plantas se muestra en la figura 1, correspondiente a un sistema solar térmico de distrito con acumulación estacional situado en Marstal, Dinamarca.



Figura 1. Planta solar térmica de distrito con acumulación estacional en Marstal, Dinamarca [8].

Los elementos característicos de estos sistemas son los captadores solares utilizados, que son de gran tamaño para reducir costes, y el acumulador estacional, también con una alta capacidad que hace que el proceso de carga y descarga sea lento, permitiendo almacenar fácilmente el exceso de producción de energía térmica del verano, período con mayor disponibilidad del recurso solar y con baja demanda térmica, para aprovecharla durante el invierno, que es cuando se tiene una alta demanda de energía térmica y al mismo tiempo hay poca disponibilidad del recurso solar. Un esquema de este tipo de plantas se muestra en la figura 2.

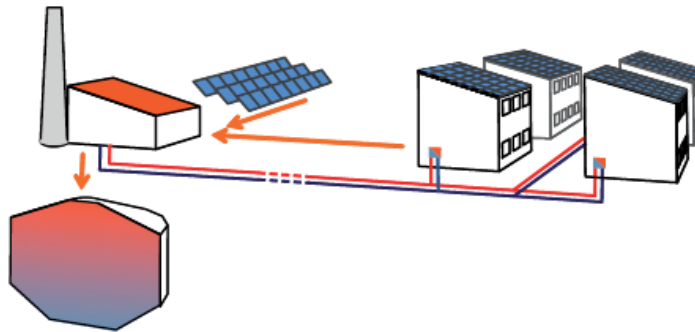


Figura 2. Sistemas solares de calefacción de distrito con acumulación estacional [9].

Este proyecto se ha realizado en el marco de la línea de investigación del grupo de Ingeniería Térmica y Sistemas Energéticos (GITSE) perteneciente al I3A sobre sistemas de poligeneración de distrito con acumulación estacional y elevada fracción solar, y se pretende simular y analizar un sistema solar térmico de calefacción con acumulación estacional utilizando el programa de simulación POLYSUN [10], partiendo de un modelo previamente desarrollado con TRNSYS [11] en anteriores proyectos [12,13]. Una de las razones principales del uso de POLYSUN es para facilitar la simulación respecto a TRNSYS.

La simulación dinámica con TRNSYS de este tipo de sistemas proporciona resultados precisos de su comportamiento pero exige una información detallada y exhaustiva, y un esfuerzo computacional alto. Por otro lado, POLYSUN es un programa concebido para simular sistemas solares (fotovoltaicos y térmicos), bombas de calor y cogeneración, que dispone de datos climáticos en múltiples localizaciones geográficas de Europa y proporciona una representación detallada de las plantas durante la simulación. Contiene una amplia librería de catálogos de equipos comerciales y configuraciones predefinidas, habitualmente utilizadas en instalaciones solares, lo que facilita significativamente el modelado y simulación de estas instalaciones. No obstante, POLYSUN está fundamentalmente orientado a instalaciones domésticas pequeñas y no a grandes sistemas centralizados de distrito.

Los principales objetivos de este proyecto han son:

- a) determinar las posibilidades de POLYSUN para simular y estudiar los sistemas solares de distrito con acumulación estacional;
- b) llevar a cabo una comparativa de los resultados y capacidades de TRNSYS y POLYSUN para el modelado de estas instalaciones; y
- c) realizar un análisis geográfico de este tipo de instalaciones que permita estudiar y determinar cómo varían los principales parámetros de diseño de estas instalaciones en diferentes ciudades españolas, pertenecientes a diferentes zonas climáticas con elevada radiación solar y necesidades significativas de energía térmica para calefacción.

Es importante destacar que, teniendo en cuenta los objetivos de este proyecto, queda fuera del alcance del mismo el análisis de la viabilidad económica de este tipo de instalaciones que, por otra parte, ya ha sido realizado con detalle en trabajos anteriores [12, 13].

La memoria de este proyecto está estructurada del siguiente modo. En primer lugar se presenta en el capítulo 2, Estado del arte, una introducción a las centrales solares de distrito con acumulación estacional en Europa, en la que se explican los principales elementos de este tipo de plantas. A continuación se presenta en el capítulo 3, Descripción del caso de estudio, el sistema escogido como modelo de estudio, explicando sus principales características. En el capítulo 4, Diseño del sistema en POLYSUN, se describe el modelo realizado con POLYSUN, explicando las propiedades y características de los módulos empleados en la simulación del sistema analizado en este proyecto, así como el procedimiento seguido para la construcción del modelo del sistema estudiado. Los principales resultados, clasificados de acuerdo a los objetivos propuestos, se muestran en el capítulo 5, Resultados. Primero se analizan los resultados obtenidos con el programa POLYSUN, se con una comparativa entre TRNSYS y POLYSUN, tanto de las características técnicas de ambos programas como de los resultados obtenidos y finalmente se muestran los resultados del análisis geográfico.

En cuanto a los Anexos, que contienen una descripción detallada del proyecto desarrollado, se ha seguido un esquema de desarrollo similar que para la memoria. En el Anexo A, Estudio y principales elementos de centrales solares de distrito con acumulador estacional, se describen de forma general los grandes sistemas solares térmicos en Europa, particularizando también para España, y se describen las centrales solares de distrito con acumulador estacional, explicando los diferentes tipos y las características de los principales elementos de estos sistemas, que son los captadores solares y el acumulador estacional. En el Anexo B, Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos, se explican con detalle las principales características del sistema escogido como caso de estudio y el cálculo de los parámetros de cada elemento, así como, el procedimiento seguido para modificar estos parámetros para llevar a cabo el estudio geográfico en diferentes ciudades.

En el Anexo C, Programas, primero se presenta una breve descripción de los programas comerciales para el diseño y simulación de este tipo de plantas. A continuación, centrando la atención en los programas utilizados en este proyecto, TRNSYS y POLYSUN, se explican los parámetros necesarios a introducir para la simulación de cada elemento. Así mismo se describe el procedimiento seguido en POLYSUN para construir el modelo del sistema estudiado, poniendo especial atención en la descripción de las características de cada regulación del sistema. Finalmente, en el Anexo D, Resultados, se presentan para cada elemento del sistema los resultados obtenidos por cada programa y se analizan las diferencias existentes entre ambos. También se muestran y analizan los resultados obtenidos en el análisis geográfico.

2 ESTADO DEL ARTE

El estudio de grandes sistemas solares térmicos con acumulación estacional se inició en los años setenta por el interés de desarrollar sistemas solares con elevada fracción solar que fueran capaces de cubrir una elevada fracción de demanda de energía térmica en los edificios. La primera planta fue construida en Suecia en 1980 [14]. A finales del año 2013, existían 131 grandes sistemas solares en Europa mayores de 700 kWth, de los cuales 23 son centrales solares de distrito con acumulador estacional. Estas centrales se muestran en la tabla 1, donde se aprecia que en España no se han construido ninguna planta de este tipo.

Tabla 1. Centrales solares de distrito con acumuladores estacionales mayores de 700 kWth en Europa a finales de 2013 [15].

Planta	Año de puesta en marcha	Localización	País	Área de aper. [m ²]	Capacidad [kWth]	Col. solares	Acu.
Ingelstad	1979	Ingelstad,	Suecia	1320	924	FPC	WTES
Lambohov	1980	Lambohov,	Suecia	2700	1890	FPC	WTES
Lyckebo	1983	Lyckebo,	Suecia	4320	3024	FPC	WTES
Ingelstad	1984	Ingelstad,	Suecia	2460	1722	FPC	WTES
Groningen	1985	Groningen,	Holanda	2400	1680	ETC	BTES
Kerava	1985	Kerava,	Finlandia	1100	770	FPC	BTES
Tubberupvænge	1991	Tubberupvænge,	Dinamarca	1030	721	FPC	WTES
Friedrichshafen	1996	Friedrichshafen,	Alemania	4050	2835	FPC	WTES
Hamburg	1996	Hamburg,	Alemania	3000	2100	FPC	WTES
Marstal	1996	Marstal,	Dinamarca	33300	23300	FPC	WTES
Neckarsulm	1997	Neckarsulm,	Alemania	5670	3969	FPC	BTES
Neuchatel	1997	Neuchatel,	Suiza	1120	784	UG	WTES
Augsburg	1998	Augsburg,	Alemania	2000	1400	FPC	ATES
Hannover-Kronsberg	2000	Hannover-Kronsberg,	Alemania	1350	945	FPC	WGTES
Rostock, B-höhe	2000	Rostock,	Alemania	1000	700	FPC	ATES
Rise	2001	Rise,	Dinamarca	3750	2503	FPC	WTES
2MW	2002	2MW,	Holanda	2900	2030	FPC	ATES
Anneberg	2002	Anneberg,	Suecia	2400	1680	FPC	BTES
Crailsheim	2003	Crailsheim,	Alemania	7300	5110	FPC	BTES
Braedstrup	2007	Braedstrup,	Dinamarca	18612	13027	FPC	BTES
München	2007	München,	Alemania	2900	2030	FPC	WTES
Eggenstein	2008	Eggenstein,	Alemania	1600	1120	FPC	WGTES
Łódź	2008	Łódź,	Polonia	7368	5100	FPC	ATES

WTES = Water Thermal Energy Storage (Acumuladores térmicos en tanque de agua)

ATES = Aquifer Thermal Energy Storage

(Acumuladores térmicos en acuíferos)

BTES = Borehole Thermal Energy Storage

(Acumuladores térmicos en perforaciones en tierra)

WGTES = Water / Gravel Thermal Energy Storage (Acumuladores térmicos de agua y grava)

La planta más grande del mundo se puso en operación en febrero de 2014 en Dronninglund, Dinamarca. El campo solar consiste en un área de captadores de 37275 m² (26 MWth) y está diseñado para cubrir aproximadamente el 50% de la demanda anual de unos 1400 consumidores. El acumulador estacional es del tipo de acumuladores térmicos en balsa ("pit thermal energy storage", PTES) con un volumen de 60000 m³ [16].

En España, la gran mayoría de las grandes plantas solares construidas son con depósitos de pequeña capacidad o para sistemas de refrigeración. Una de las principales razones de que en España no exista ninguna central solar de distrito con acumulación estacional es la falta de redes de distrito de calor y frío [17].

Los principales equipos de las centrales solares de distrito con acumulación estacional son los captadores solares y los acumuladores estacionales.

Existen cuatro tipos diferentes de captadores solares, los captadores planos sin cubierta (“unglazed EPDM collector”), los captadores planos (“flat plate”), los captadores de tubos de vacío (“evacuated tubes”) y los parabólicos (“parabolic trough”). Los captadores más utilizados en las centrales solares de distrito con acumulación estacional son los captadores planos de gran tamaño, ya que están especialmente diseñados para estas aplicaciones. Las ventajas de este tipo de captadores (ver figura 3) son su simplicidad, su robustez, el diseño de bajo mantenimiento y su grande y efectiva área [18].



Figura 3. Captadores planos de gran tamaño de una planta solar térmica de distrito (Jaegerspris, Dinamarca).

En cuanto a los acumuladores estacionales, existen principalmente cuatro tipos de acumuladores estacionales:

- Acumuladores térmicos en tanque de agua (“tank thermal energy storage”, TTES);
- Acumuladores térmicos en balsa (“pit thermal energy storage”, PTES);
- Acumuladores térmicos en perforaciones en tierra (“borehole thermal energy storage”, BTES);
- Acumuladores térmicos en acuíferos (“aquifer thermal energy storage”, ATES).

El acumulador estacional escogido para este proyecto es del tipo de tanque de agua, que son estructuras sólidas aisladas y ubicadas sobre tierra o enterradas construidas “in-situ” y su principal material de construcción es hormigón reforzado. Además, almacenan agua, que gracias a su alta capacidad calorífica favorece los procesos de carga y descarga del acumulador. Las principales ventajas de este tipo de acumulador son la buena adaptabilidad a cualquier condición del suelo, el mínimo impacto medio ambiental y la optimización del aislamiento térmico. Sin embargo, su principal desventaja es la alta

inversión necesaria debido a su complejidad geométrica, la construcción y materiales de aislamiento, y la excavación.

En la figura 4, se observa el esquema del acumulador estacional utilizado en la planta solar de distrito con acumulador estacional localizada en Munich, Alemania [19].

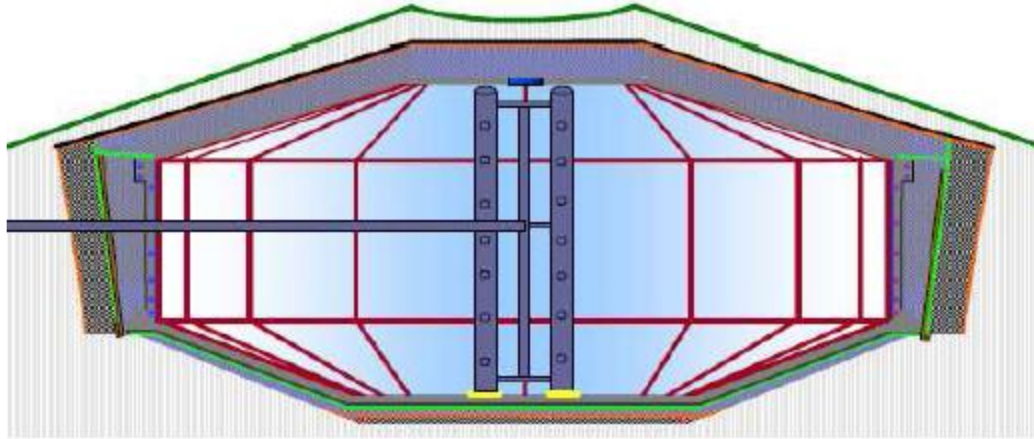


Figura 4. Esquema de un acumulador estacional de tanque de agua construido en Munich, Alemania [19].

Una descripción más detallada de las grandes centrales solares en Europa y en España, y de sus equipos principales se encuentra en el Anexo A, Estudio y principales elementos de centrales solares de distrito con acumulador estacional.

3 DESCRIPCIÓN DEL CASO DE ESTUDIO

El caso de estudio escogido como modelo en anteriores proyectos [12, 13] consistía en 500 viviendas de 100 m² situadas en el “Parque Goya” de Zaragoza. Debido a las limitaciones del programa POLYSUN se decidió utilizar el mismo caso pero reduciendo el número de viviendas a 200, cuyos resultados fueron expuestos en la Tesis de Máster en Sistemas Energéticos en la universidad de Gävle, Suecia [20]. Al comparar y analizar estos resultados se observaron ciertos problemas, por lo que se planteó reducir el número de viviendas a 100 para no trabajar en el límite superior del programa, y son los datos que se presentan en este proyecto.

El sistema se subdivide en tres circuitos principales: circuito solar, circuito de ACS y circuito de calefacción. Además, este sistema produce agua caliente sanitaria a 60 °C y agua caliente a 50 °C para el sistema de calefacción, que es de baja temperatura porque se considera que se utiliza suelo radiante en las viviendas.

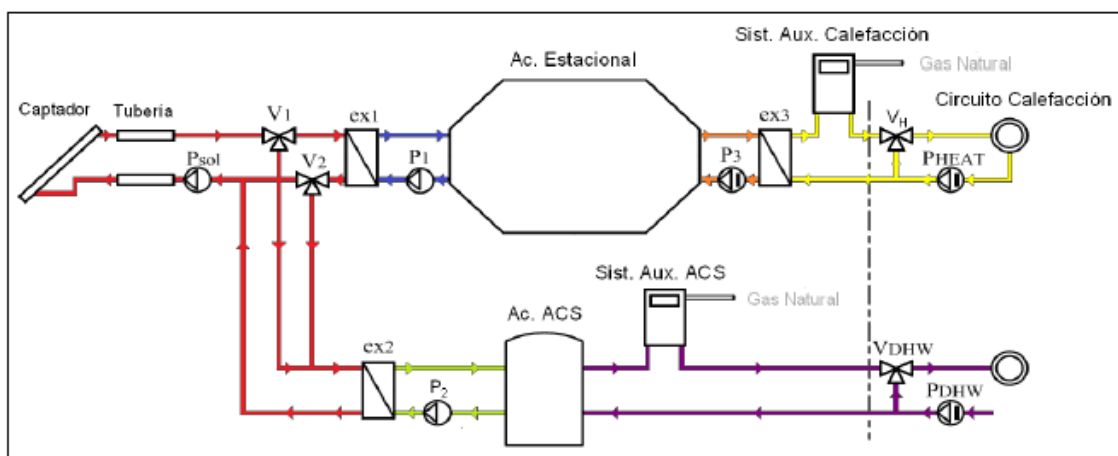


Figura 5. Diagrama del sistema solar de distrito con acumulación estacional estudiado.

En el circuito solar una mezcla compuesta por 33% de etilenglicol y agua, para proteger los captadores solares del peligro de congelación en las noches de invierno, circula por los captadores solares y la bomba del circuito solar (Psol). Los intercambiadores de calor, ex1 y ex2, conectan el circuito solar con el circuito de calefacción y el de ACS, respectivamente. La válvula V1 está diseñada para transferir el calor proveniente de los captadores solares, en primer lugar al depósito de ACS y cuando éste está lleno al depósito de acumulación estacional. Al contrario que el circuito de ACS, el depósito de acumulación estacional está conectado al sistema de distribución de calefacción a través de un tercer intercambiador de calor, ex3, el cual precalienta el agua de retorno del sistema de distribución de calefacción. El sistema también está formado por dos calderas auxiliares, las cuales pueden soportar toda la demanda, si fuera necesario.

Los captadores solares escogidos son ARCON HT-SA 28/8, que son captadores planos de gran tamaño, es decir, tienen un área mayor de 10 m². Este tipo de captadores están diseñados para grandes instalaciones, y permiten un menor número de conexiones con el consiguiente ahorro de costes. Las principales características de estos captadores obtenidas del fabricante, se muestran en la figura 6.

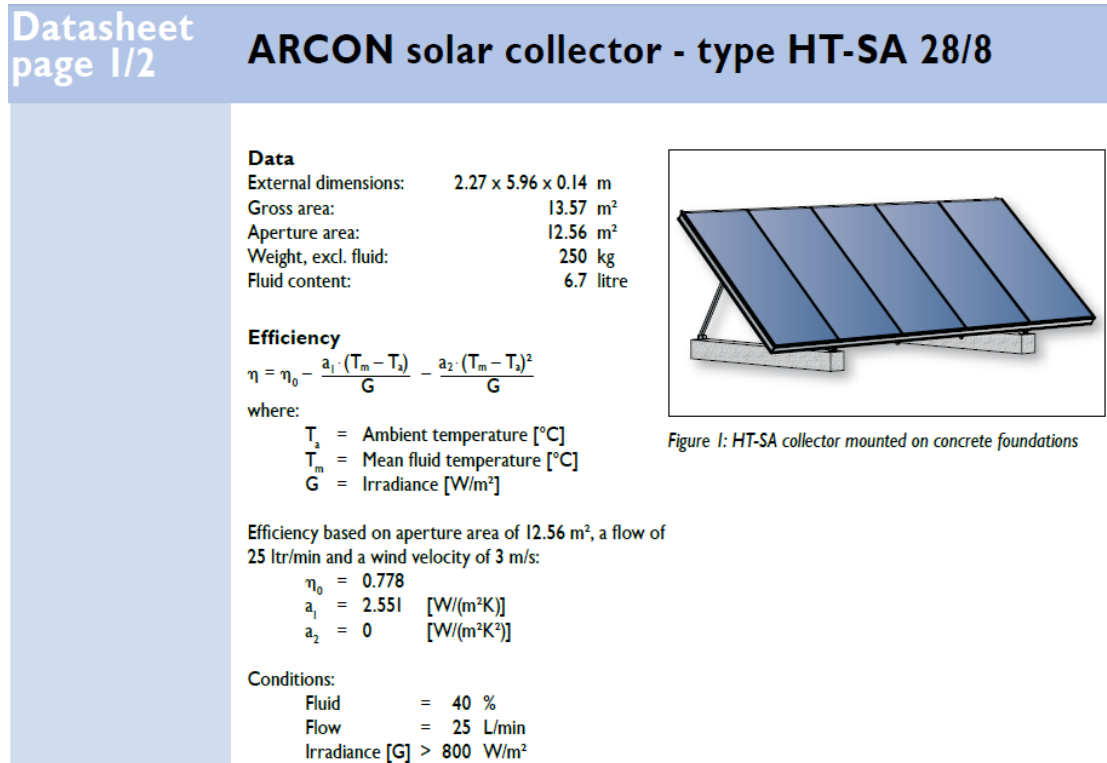


Figura 6. Características de los captadores solares del sistema [21].

El acumulador estacional es del tipo de tanque de agua. Debido a su gran capacidad, el proceso de carga y descarga es lento, lo que permite fácilmente almacenar energía del verano al invierno. Dos de las características más importantes de este tipo de acumuladores es que tienen que ser construidos “in situ” y su principal elemento de fabricación es hormigón reforzado. Por otro lado, se ha diseñado un depósito para el ACS, mucho más pequeño que el acumulador estacional, para conseguir en pocas horas de funcionamiento la temperatura requerida y para cubrir dos días de demanda de ACS sin contribución de energía solar.

La operación del sistema consta de dos fases principales: carga y descarga. La fase de carga consiste en transferir el calor producido por los captadores solares al acumulador estacional y al depósito de ACS. Mientras que la fase de descarga consiste en transferir el calor almacenado en el acumulador estacional y en el depósito de ACS al sistema de distribución de calefacción y al de ACS, respectivamente. La fase de carga está dividida en tres modos de operación: carga combinada, solo ACS y solo calefacción, las especificaciones de ambas fases y de cada modo de operación se describen en el Anexo B, Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos. Asimismo, en este anexo se describe con más detalle el caso de estudio.

4 DISEÑO DEL SISTEMA EN POLYSUN

4.1 Características del modelo de POLYSUN

El caso de estudio consiste en 100 viviendas de 100 m² situadas en el “Parque Goya”, de Zaragoza. Las principales características de este sistema se muestran en la tabla 2. Como se ha comentado anteriormente, se ha tenido que reducir el número de viviendas estudiadas por las limitaciones de funcionamiento del programa POLYSUN, el cual tiene un límite máximo para el volumen del acumulador estacional y el tamaño de los intercambiadores de calor.

Tabla 2. Características de los elementos del sistema en el caso de 100 viviendas.

	Principales elementos	Valor	Unidades
<i>Demanda térmica</i>	Demanda térmica anual	581,06	MWh/año
	Demanda anual de ACS	101,55	MWh/año
	Demanda anual de calefacción	479,51	MWh/año
	Caudal específico en el circuito solar	20	kg/(h.m ²)
	Área del campo solar	551,95	m ²
<i>Captadores solares</i>	Área específica	13,57	m ²
	Área de apertura	12,56	m ²
	η_0	0,778	
	a_1	2,551	W/(m ² .K)
	a_2	0	W/(m ² .K ²)
<i>Acumulador estacional</i>	Volumen del acumulador estacional	3035,725	m ³
	H/D ratio	0,6	
	Altura (H)	11,17	m
	Diámetro (D)	18,16	m
	Conductividad térmica del aislamiento	0,04	W/(m.K)
<i>Depósito de ACS</i>	Espesor del aislamiento	320	mm
	Volumen del depósito de ACS	9,45	m ³
	H/D ratio	1,5	
	Altura (H)	3	m
	Diámetro (D)	2	m
<i>Intercambiador ex1 y ex2</i>	Conductividad térmica del aislamiento	0,04	W/(m.K)
	Espesor del aislamiento	90	mm
	U	3647,2	W/(m ² .K)
<i>Intercambiador ex3</i>	Área	61,52	m ²
	U	4254,7	W/(m ² .K)
<i>Bomba Psol</i>	Área	107,1	m ²
	Caudal	12,6	m ³ /h
<i>Bombas P1 y P2</i>	Potencia	3	kW
	Caudal	10,3	m ³ /h
<i>Bombas P3 y Pheat</i>	Potencia	0,36	kW
	Caudal	21	m ³ /h
<i>Calderas auxiliares</i>	Potencia	1,1	kW
	Potencia máxima para ACS	38	kW
	Potencia máxima para calefacción	360	kW

En la figura 7, se muestra el diagrama del sistema diseñado con POLYSUN y las principales propiedades del campo solar y de los depósitos.

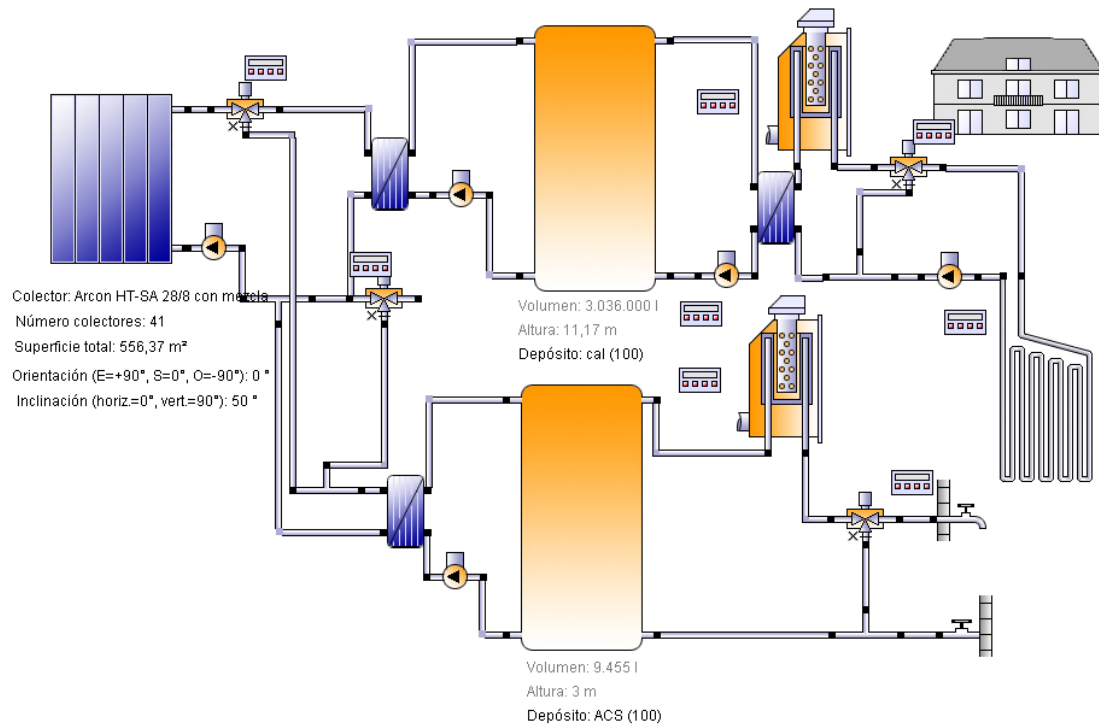


Figura 7. Diagrama del sistema diseñado con POLYSUN.

POLYSUN tiene una base de datos proporcionada por el programa Meteonorm [22] sobre las características de localización y la información climática de todas las ciudades. En cuanto al modelo utilizado para calcular la radiación solar corresponde al modelo Perez [23]. Estas dos características del programa no pueden ser modificadas por el usuario.

Los captadores escogidos corresponden al catálogo de POLYSUN, aunque se han modificado ciertas características para obtener mayores similitudes con TRNSYS: se ha despreciado la capacidad térmica del captador y el porcentaje de fuerza del viento que afecta al campo solar, se han diseñado todos los captadores en paralelo y se ha introducido una inclinación en los captadores de 50°. Las principales características del campo solar introducidas en POLYSUN se muestran en la figura 8.

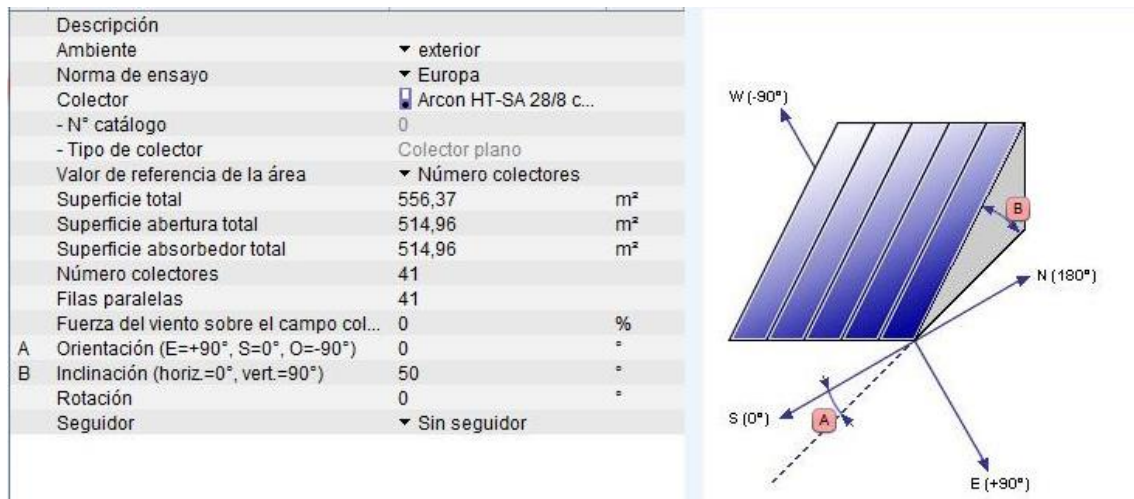


Figura 8. Principales características del campo solar.

En cuanto a las tuberías, todas las tuberías tienen una longitud de 10 m, con la excepción de los conductos de entrada y de salida del campo solar que tienen una longitud de 500 m.

Con respecto a los depósitos, los principales parámetros introducidos han sido el volumen, la altura, el material del depósito, con sus propiedades y su espesor, y el material del aislamiento, con sus propiedades y su espesor en el fondo, en la parte de arriba y en las paredes laterales. Además, todos los depósitos en POLYSUN están divididos en doce niveles para considerar la temperatura de estratificación. En el acumulador estacional diseñado en TRNSYS solo se introducía el espesor del aislamiento, despreciando la resistencia térmica del material del depósito. Como en POLYSUN es necesario introducirlo, se ha supuesto un espesor de 500 mm en el material y ha sido necesario buscar las propiedades del aislamiento y del hormigón para introducirlas en el programa. También se ha modificado el material del depósito por el material del aislamiento para obtener las mismas características de construcción que en TRNSYS, en la parte exterior el hormigón y en la interior el aislamiento, estas características se pueden observar en la figura 9. Mientras que para el depósito de ACS, no ha sido necesario realizar esta modificación debido a que no hay diferencias entre los dos programas de simulación.

Descripción	calefacción
Ambiente	▼ exterior
Depósito	cal (100)
- N° catálogo	0
- Volumen	3.036.000 l
- Altura	11,17 m
- Altura de la convexidad	0 mm
- Material	PU blando
- N° catálogo	109
- Espesor de la pared	352 mm
- Aislamiento térmico	hormigon
- N° catálogo	0
- Espesor aislamiento	500 mm
- Espesor en la tapa del depósito	500 mm
- Espesor al fondo del depósito	500 mm
- Dispersiones térmicas específicas...	0 W/K
Volumen del depósito interno	0 l
Volumen intercambiador de doble p...	0 l

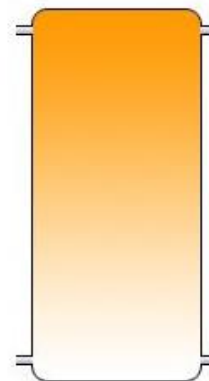


Figura 9. Principales parámetros del acumulador estacional.

Los principales parámetros introducidos en las calderas han sido la potencia, la potencia mínima, el rendimiento, el tipo de fuel y el caudal. Para el caso de estudio, se han elegido calderas del catálogo de POLYSUN y se ha modificado el rendimiento. Los controladores de las calderas tienen histéresis, y para este caso, se ha elegido $\pm 3^{\circ}\text{C}$ de la temperatura de referencia, que para calefacción es 50°C y para ACS es 60°C .

Para todos los intercambiadores de calor, los principales parámetros a introducir son la capacidad de transmisión (UA), la longitud, la altura, la anchura y el número de placas. La anchura y la altura tienen el mismo valor, y se calculan a través del área y del número de placas del intercambiador.

En cuanto a las bombas, se tiene que introducir la curva de la bomba, incluyendo los principales puntos de esta curva y para cada punto se tiene que especificar la potencia, el caudal y la presión. Además, debido al gran tamaño de las bombas utilizadas en el caso de estudio de este proyecto, el catálogo de POLYSUN no posee bombas tan grandes y ha sido necesario introducir punto por punto la curva de cada bomba.

La demanda de calefacción se define a través del edificio, donde es necesario introducir la demanda térmica sin contabilizar la demanda de ACS al mes, las pérdidas de energía (ventilación + transmisión) al mes, el área calefactada y la temperatura nominal. Además, las pérdidas de energía tienen que ser entre 2 y 8 veces la demanda térmica, por lo que se ha supuesto un valor de 4. Por otro lado, la demanda de ACS se establece en litros por día al mes y POLYSUN calcula la energía térmica requerida para ACS.

La operación del sistema se controla a través de ocho regulaciones diferentes, que son: la regulación de la válvula V1, la de la válvula V2, la de la bomba P3, la regulación de calefacción, la regulación de la caldera de calefacción, la de la caldera de ACS, la de la válvula V3 y la de la válvula V4. Todas éstas son regulaciones proporcionadas por POLYSUN, con la excepción de las regulaciones de la válvula V1, de la válvula V2 y de la bomba P3, que son regulaciones específicamente diseñadas para este sistema. En la figura 10, se muestra la regulación de la válvula V1, donde ha sido necesario implementar todos los casos posibles de operación de esta válvula.

Descripción	2	Nombre	Valor	Unidad
Enseñar entradas	▼ no	Entrada regulación 1	Depósito ACS: Capa más alta	°C
Enseñar salidas	▼ no	Entrada regulación 2	Depósito calefacción: Capa más...	°C
Variable auxiliar 1	☐ Temperatura ACS	Entrada regulación 3	Depósito ACS: Capa más baja	°C
Variable auxiliar 2	☐ Temperatura calefa...	Entrada regulación 4	Depósito calefacción: Capa más...	°C
Variable auxiliar 3	☐ CAUDAL	Entrada regulación 5	Colector: Superficie abertura col...	m²
Variable auxiliar 4	☐ caudal psol	Entrada regulación 6	Colector: Temperatura de salida	°C
Variable auxiliar 5	☐ Temperatura máxi...	Entrada regulación 7		
Variable auxiliar 6	☐			
Estado operativo 1	☐ solo calefacción			
Estado operativo 2	☐ ambas			
Estado operativo 3	☐ solo ACS			
Estado operativo 4	☐ NADA			
Estado operativo 5	☐ SOLO CALEFACCI...			
Estado operativo 6	☐ SOLO ACS			
Estado operativo 7	☐ ACS			
Estado operativo 8	☐ NADA			
Estado operativo 9	☐ NADA			
Estado operativo 10	☐ NADA			
Estado operativo 11	☐ NADA			
Estado operativo 12	☐			

Salidas regulación			
Nombre	Valor	Unidad	
Salida regulación 1 (opcional)	Válvula de tres vías V1: Válvula d...		
Salida regulación 2 (opcional)	Bomba P1: Estado	%	
Salida regulación 3 (opcional)	Bomba P2: Estado	%	
Salida regulación 4 (opcional)	Bomba P1: Caudal	l/h	
Salida regulación 5 (opcional)	Bomba P2: Caudal	l/h	
Salida regulación 6 (opcional)	Bomba Psol: Estado	%	
Salida regulación 7 (opcional)	Bomba Psol: Caudal	l/h	
Salida regulación 8 (opcional)			

Tiempos de funcionamiento ☒ Temporizador ☐ Perfil con interruptor

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑
lun	mar	mié	jue	vie	sáb	dom																	
☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑																	
ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic												
☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑	☑												

Figura 10. Regulación de la válvula V1.

Una descripción más completa del modelo del sistema analizado que se ha construido en POLYSUN se encuentra en el Anexo D, Programas.

4.2 Procedimiento utilizado para construir el modelo de POLYSUN

POLYSUN es un programa de simulación con una gran variedad de configuraciones predefinidas de sistemas solares para aplicaciones domésticas, pero está fundamentalmente orientado a instalaciones domésticas pequeñas y no a grandes sistemas centralizados, por lo que ninguna de las configuraciones proporcionada por el programa POLYSUN es similar al caso de estudio analizado en este proyecto. Debido a esto, se ha utilizado el nivel de diseñador para construir el modelo del caso de estudio. Puesto que la información proporcionada en la documentación del programa es escasa y limitada, se ha construido el modelo llevando a cabo los diferentes pasos que se explican a continuación.

A la hora de implementar el caso de estudio en POLYSUN se ha decidido abordarlo estudiando por separado los tres circuitos principales: circuito solar, circuito de calefacción y circuito de ACS. De esta forma se puede visualizar la forma de trabajar de cada circuito de una manera más detallada y se puede comprender mejor como trabaja el programa. Además, de este modo es más fácil diseñar las regulaciones de la forma más óptima. POLYSUN permite realizar un análisis de simulación, donde se observan los valores de caudal y temperatura de cada elemento y en cada paso de simulación y se puede conocer cuándo y cómo las regulaciones funcionan y si están alcanzando las condiciones requeridas, haciendo que sea más fácil encontrar si existe algún problema en el circuito.

El primer circuito diseñado ha sido el circuito solar, en el que se ha simulado el campo solar, la bomba del campo solar, el intercambiador de calor para transferir el calor del fluido solar al agua, la bomba del circuito con agua y una piscina. Para que los resultados fuesen lo más representativos posibles, se han escogido el número total de captadores solares de sistema y se ha dimensionado la piscina con un volumen similar al de ambos depósitos y con altas temperaturas. El diagrama de este circuito se muestra en la figura 11.

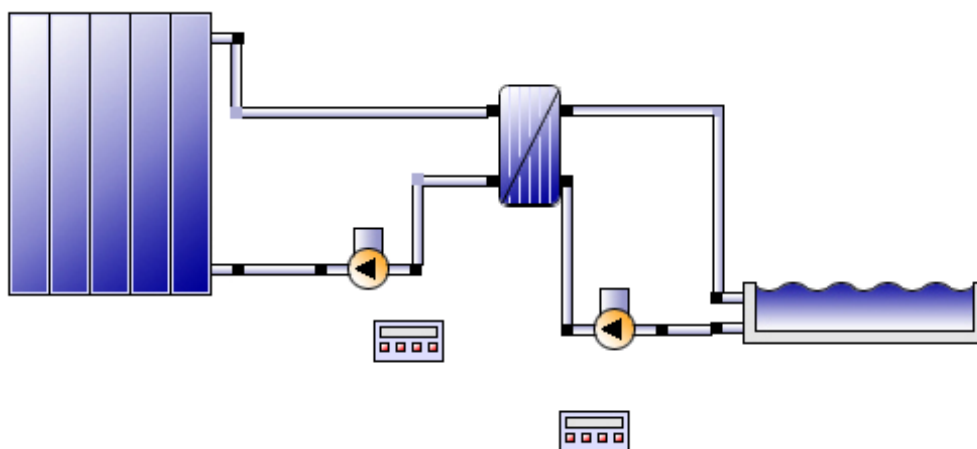


Figura 11. Diagrama del circuito solar.

El siguiente paso ha consistido en modelar y analizar el circuito de ACS, que consiste en modificar la piscina del circuito solar e introducir el depósito de ACS, la caldera de ACS y la red de distribución de ACS. Como la caldera de ACS se ha dimensionado para poder atender sola toda la demanda en caso de parada o avería en el sistema solar, previamente a este circuito, se ha modelado el circuito con la caldera de ACS y la red de distribución para comprobar esa condición de dimensionamiento y para diseñar las regulaciones correspondientes a este circuito de una manera más simple. El diagrama del circuito de ACS se muestra en la figura 12, donde se observan todos los elementos de este circuito y las regulaciones que han sido necesarios introducir.

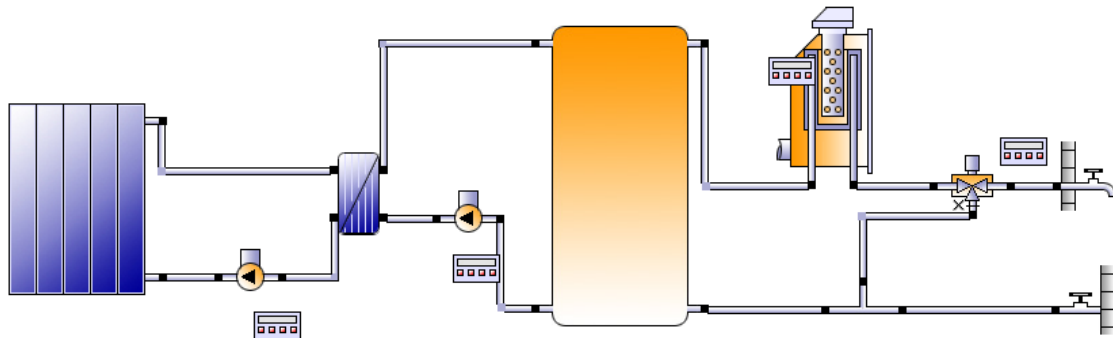


Figura 12. Diagrama del circuito de ACS.

Siguiendo un procedimiento similar al del circuito de ACS, se ha modelado el circuito de calefacción. Primero se ha creado el circuito de la caldera de calefacción con la red de distribución de calefacción y luego el circuito completo. En este caso, el circuito simplificado, formado únicamente por la caldera y la red de distribución, ha tenido mayor importancia que el correspondiente al de ACS, ya que la red de distribución de calefacción está compuesta por más elementos y las regulaciones a diseñar también son más complejas. Para reducir esta complejidad se ha decidido dividir la regulación de la calefacción en tres regulaciones diferentes, a pesar de que POLYSUN permite regularlo todo junto. En la figura 13, se muestra el diagrama del circuito de calefacción con todas las regulaciones necesarias para este circuito.

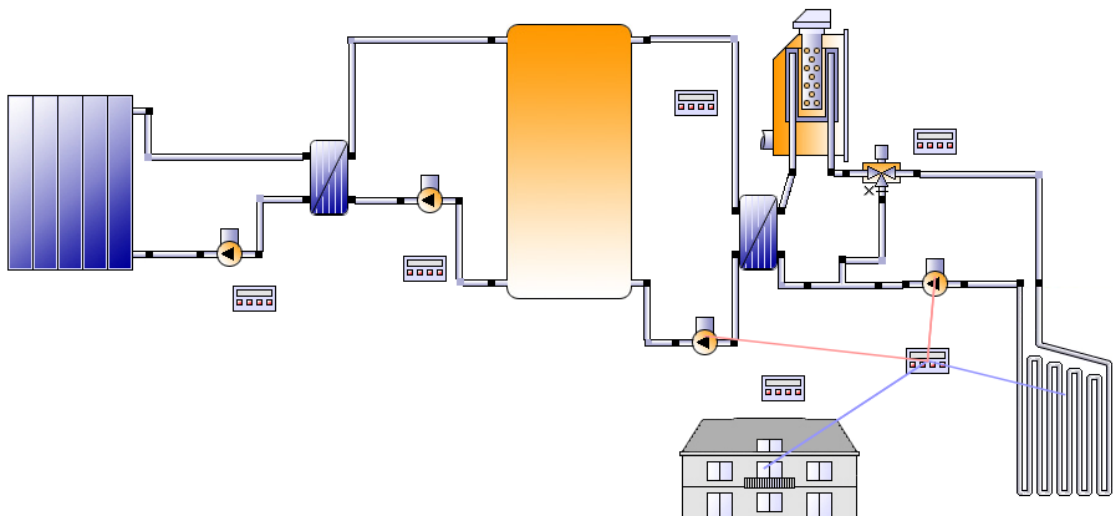


Figura 13. Diagrama del circuito de calefacción.

El último paso ha sido juntar los tres circuitos para crear el sistema del caso de estudio. Para ello ha sido necesario diseñar dos nuevas regulaciones, las de las dos válvulas pertenecientes al circuito solar, que controlan el caudal entre el campo solar y los depósitos y el funcionamiento de las bombas Psol, P1 y P2. POLYSUN no tiene pre-configurada ningún tipo de regulación con las características de estos controles, por lo que ha sido necesario diseñarlas. El diagrama del sistema completo con las características de los captadores solares y de los depósitos se muestra en la figura 14.

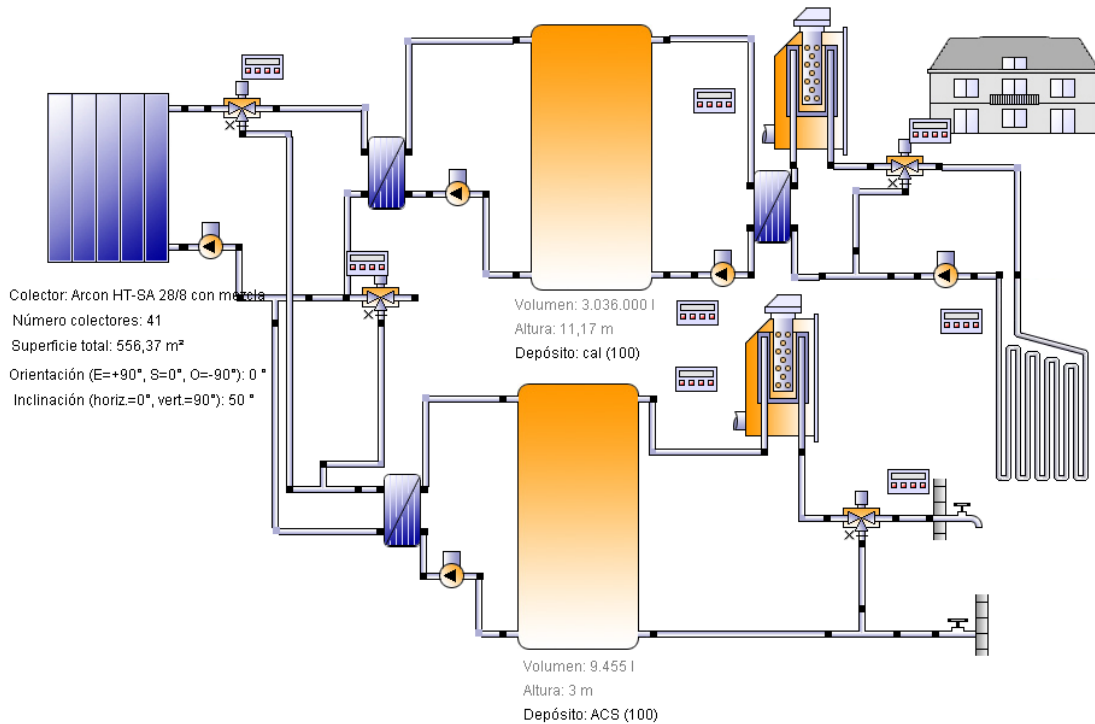


Figura 14. Diagrama del caso de estudio.

Una explicación más detallada de cada uno de los pasos seguidos en este procedimiento se encuentra en el Anexo C, Programas.

5 RESULTADOS

Como se ha explicado en capítulos anteriores, el primer sistema estudiado con POLYSUN consistía en 200 viviendas, cuyos resultados fueron expuestos en la Tesis de Máster en Sistemas Energéticos presentada en la Universidad de Gävle (Suecia) [20]. Al comparar y analizar los resultados obtenidos se detectaron ciertos problemas al encontrarse el modelo desarrollado muy próximo al límite máximo de algunos equipos, por lo que se planteó el reducir el número de viviendas a 100, que es el número de viviendas utilizado en este proyecto.

La forma de calcular los parámetros característicos de cada elemento del sistema está explicada en el Anexo B, Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos, en el que también se explica la manera de modificar estos parámetros para modelar el sistema en distintas zonas climáticas. Las características principales y los parámetros a introducir en cada elemento de cada programa usado en este proyecto, TRNSYS y POLYSUN, se explican en el Anexo C, Programas, y los resultados de cada elemento proporcionado por cada programa, la diferencia entre estos y el análisis geográfico se presentan en el Anexo D, Resultados. Con esta información, se han subdividido los resultados obtenidos atendiendo a los principales objetivos del proyecto que son:

- El análisis del sistema en POLYSUN correspondiente a una instalación que tiene que atender las demandas de ACS y calefacción de 100 viviendas de 100 m² situadas en Zaragoza;
- La comparativa entre TRNSYS y POLYSUN;
- El análisis geográfico de diferentes ciudades de España con diferentes condiciones climáticas.

5.1 Análisis del sistema en POLYSUN

El balance energético anual del sistema diseñado con el programa POLYSUN se muestra en la figura 15. Los resultados obtenidos son la radiación solar (R_{sol}), el calor cedido por el campo solar (Q_{sol}), el calor cedido al sistema por las bombas (Q), el calor transferido por los intercambiadores de calor (Q_{xfr}), el calor de entrada (Q_{en}) y salida de los depósitos (Q_{sal}), el consumo de energía (E) y el calor generado por las calderas (Q), la demanda térmica calculada por el programa (Q_d) y la demanda térmica calculada a través de los elementos del sistema (Q_{in}). Además, los resultados en color rojo son resultados calculados a través de un balance de energía y los de color negro son resultados directamente proporcionados por el programa.

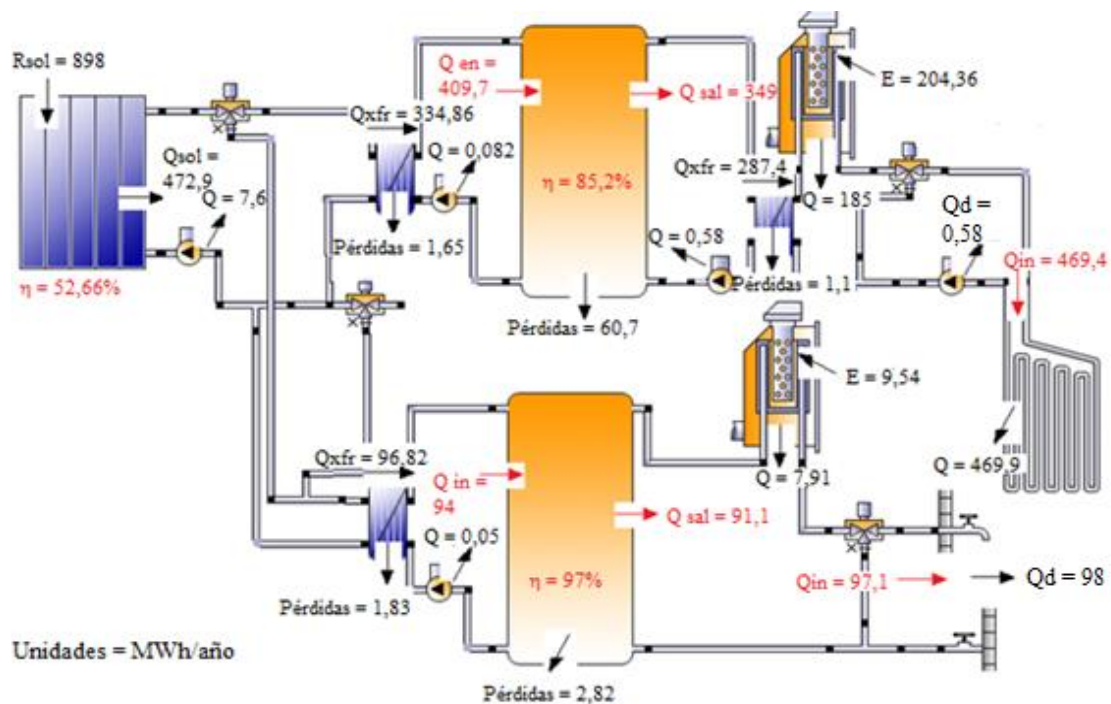
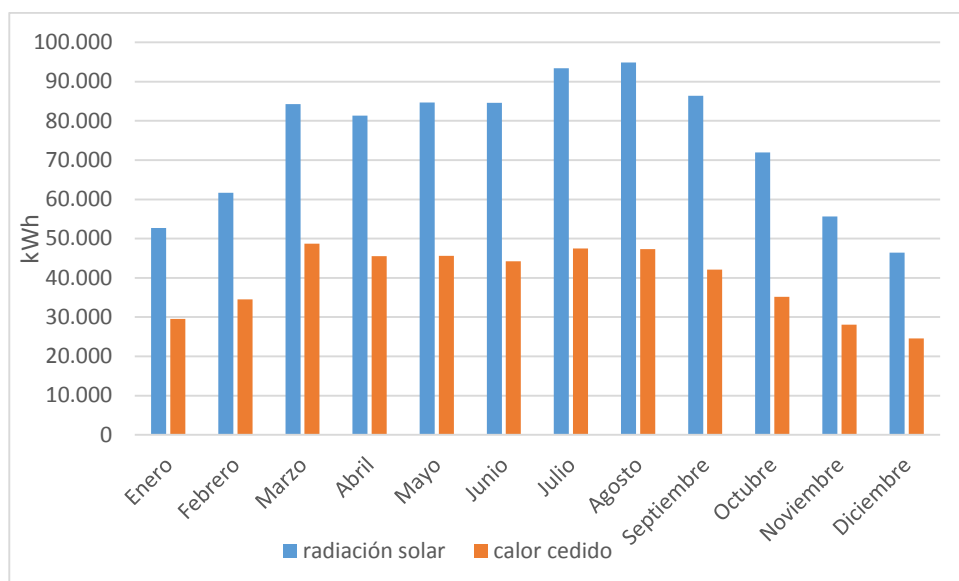


Figura 15. Balance energético anual.

En la figura 16 se muestra la radiación solar absorbida por los captadores solares, el calor cedido al sistema por el campo solar y el rendimiento de los captadores.



	Rendimiento
Enero	56,1%
Febrero	56%
Marzo	57,7%
Abril	56%
Mayo	53,9%
Junio	52,3%
Julio	50,9%
Agosto	49,9%
Septiembre	48,7%
Octubre	48,9%
Noviembre	50,5%
Diciembre	52,9%
Anual	52,7%

Figura 16. Radiación solar y calor cedido al sistema (izquierda) y el rendimiento de los captadores solares (derecha).

En cuanto a los intercambiadores de calor, existen tres intercambiadores en el sistema (ex1, ex2 y ex3) y en la tabla 3 se muestran el calor a la entrada, a la salida y las pérdidas de cada intercambiador.

Tabla 3. Parámetros característicos de cada intercambiador de calor.

	POLYSUN											
[kWh]	Qen ex1	P ex1	Qsal ex1	η ex1	Qen ex2	P ex2	Qsal ex2	η ex2	Qen ex3	P ex3	Qsal ex3	η ex3
Enero	17.377	129,6	17.247	99,3%	9.431	147,4	9.283	98,4%	13.631	146,4	13485	98,9%
Febrero	21.994	115,3	21.879	99,5%	9.732,4	149,3	9.583	98,5%	21.453	129,5	21324	99,4%
Marzo	35.467	112,9	35.354	99,7%	10.458,1	159,6	10.299	98,5%	34.411	122,5	34288	99,6%
Abril	34.279	93,9	34.185	99,7%	8.921,3	141,7	8.780	98,4%	30.808	95,4	30713	99,7%
Mayo	35.041	90,6	34.951	99,7%	8.185,4	140,4	8.045	98,3%	0	0	0	
Junio	34.305	99,8	34.205	99,7%	7.270	140,6	7.129	98,1%	0	0	0	
Julio	39.074	135,8	38.938	99,7%	4.688	147,6	4.541	96,9%	0	0	0	
Agosto	39.709	173,5	39.536	99,6%	2.929,7	160	2.770	94,5%	0	0	0	
Septiembre	30.311	209,2	30.102	99,3%	6.279	168,9	6.111	97,3%	0	0	0	
Octubre	21.882	192,3	21.689	99,1%	8.739,2	155,7	8.584	98,2%	61.407	208,9	61198	99,7%
Noviembre	14.282	163,6	14.118	98,9%	10.050,7	158,1	9.893	98,4%	57.392	205,5	57187	99,6%
Diciembre	11.140	132,9	11.007	98,8%	10.134,7	162,4	9.972	98,4%	68.310	177,5	68132	99,7%
Anual	334.860	1649,3	333.211	99,5%	96.819	1.831,7	94.987	98,1%	287.413	1108,5	286304	99,6%

Qen = Calor a la entrada del intercambiador [kWh] Qsal = calor a la salida del intercambiador [kWh] L = pérdidas [kWh]

Se ha impuesto que los intercambiadores sean adiabáticos y que las capacidades caloríficas de las corrientes sean las mismas en ambos lados. Para verificar si estas condiciones se cumplen en todos los intercambiadores, se ha calculado la variación de temperaturas en cada lado del intercambiador multiplicándola por el caudal, para analizar cuándo el intercambiador está en funcionamiento, y se ha comprobado si este valor es similar en ambos lados.

Para el intercambiador ex1 se ha obtenido una diferencia anual de 1,68% y una diferencia máxima de 2,49%, para el intercambiador ex2 la diferencia anual es de 3,36% y la máxima de 11,67% y para el intercambiador ex3 la diferencia anual es de 0,2% y la máxima de 0,52%.

En la tabla 4, se observa el calor a la entrada y a la salida, las pérdidas y el rendimiento de los depósitos de ACS y el acumulador estacional.

Tabla 4. Calor a la entrada, a la salida, pérdidas y rendimiento de cada depósito.

	ACUMULADOR ESTACIONAL				DEPÓSITO DE ACS			
[kWh]	Qentrada	Pérdidas	Qsalida	η	Qentrada	Pérdidas	Qsalida	η
Enero	17172	2813	13681	83,6%	9207,4	189,3	9018,1	97,9%
Febrero	21799	2851	21494	86,9%	9503,6	202,9	9300,7	97,9%
Marzo	35280	1328	34448	96,2%	10219,2	214,3	10004,9	97,9%
Abril	34127	2875	30849	91,6%	8702,7	204,6	8498,1	97,6%
Mayo	34895	-786	0	102,3%	7966,2	211,4	7754,8	97,3%
Junio	34138	1889	0	94,5%	7047,1	228,6	6818,5	96,8%
Julio	38844	3621	0	90,7%	4442,4	264,1	4178,3	94,1%
Agosto	39413	5030	0	87,2%	2674,7	272,7	2402,0	89,8%
Septiembre	29956	7227	0	75,9%	6014,1	267,5	5746,6	95,6%
Octubre	21581	6964	61552	67,7%	8491,4	269,3	8222,1	96,8%
Noviembre	14047	6694	57527	52,3%	9800,8	259,2	9541,6	97,4%
Diciembre	10936	4104	68386	62,5%	9881,3	236,4	9644,9	97,6%
Anual	332188	44611	287937	86,6%	93950,8	2820,1	91130,7	97%

Algo importante a remarcar de la tabla 4 es el valor negativo de las pérdidas en mayo, debido a esto el rendimiento es mayor del 100%, aunque el valor es pequeño, es un 1,76% del total de las pérdidas, es significativo su signo negativo. Por este motivo se ha comprobado si la temperatura exterior es mayor que la del agua en el interior del acumulador a lo largo de este mes, pero lo que se ha obtenido es que la temperatura exterior siempre es menor que la temperatura del acumulador. En la figura 17, se muestra la temperatura máxima, mínima y a nivel intermedio del acumulador estacional durante todo el año, donde se puede observar que el proceso de carga y descarga es lento, que es una característica de este tipo de acumuladores estacionales.

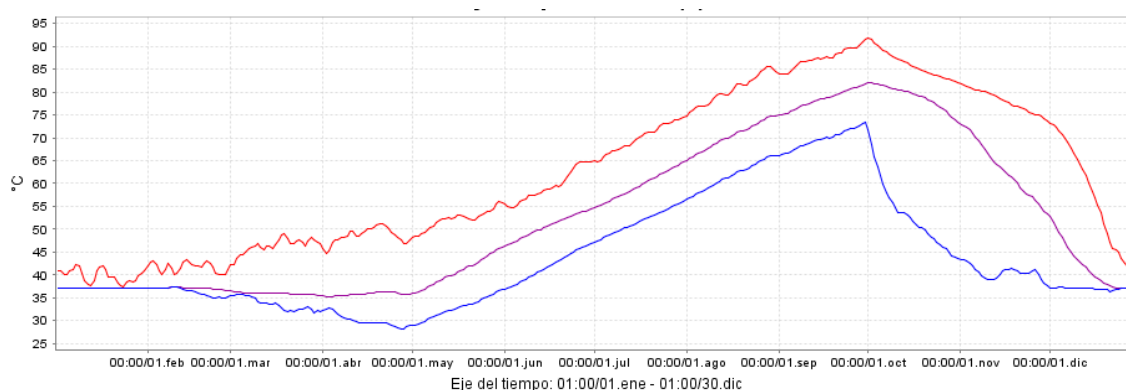


Figura 17. Temperatura mínima (azul), máxima (rojo) y a nivel intermedio (morado) del acumulador estacional.

En POLYSUN, la demanda de ACS y de calefacción es un dato de entrada proporcionado por el usuario. Sin embargo, el programa calcula el calor necesitado, que es el calor que finalmente se obtiene del sistema. En el caso de ACS, el programa intenta llegar a la demanda especificada en todos los meses. Sin embargo, en el caso de la calefacción, el calor necesitado se obtiene a partir de la simulación del suelo radiante, tal y como se explica en el manual de POLYSUN: “La modelización del módulo calentador se puede inferir de sus características específicas de emisión, de su relación de potencia y caudal y de la temperatura de ida y retorno. Basándose en los valores indicados, se podrá llevar a cabo una simulación incluso sin utilizar los datos inherentes al edificio definidos en la ventana de diálogo usuarios. Las dinámicas estacionales lado usuario, sin embargo, ya no serán relevantes para este componente.” [24].

En la figura 18 se muestra la demanda de calefacción introducida y la calculada por el programa y la diferencia entre estos valores.

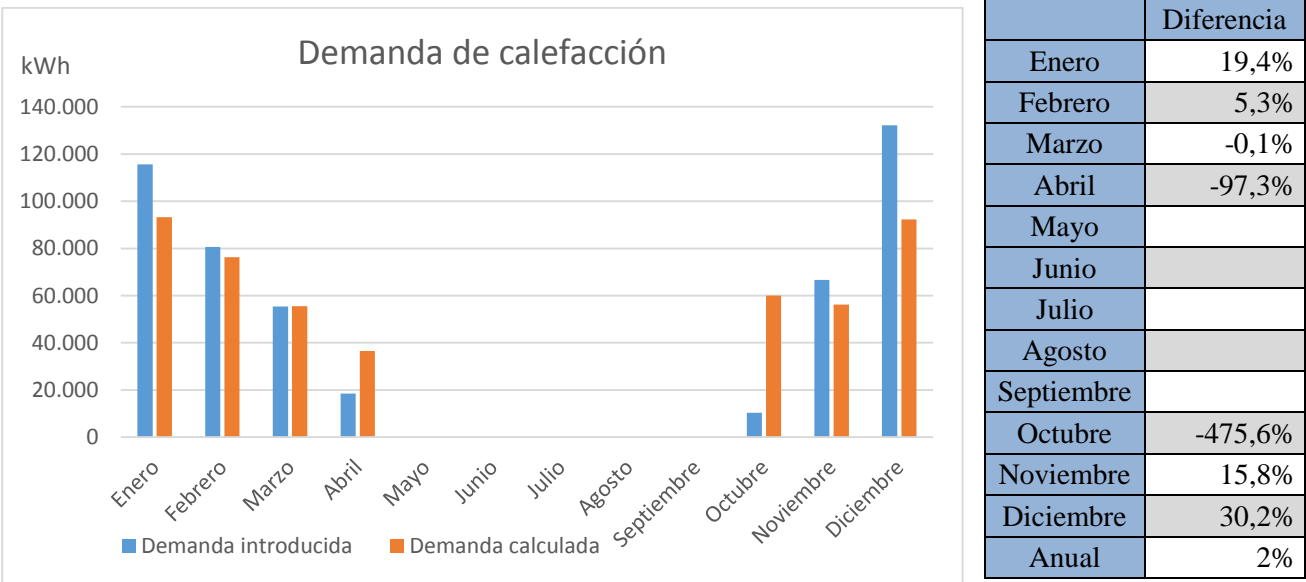


Figura 18. Demanda de calefacción introducida y la calculada (izquierda) y la diferencia entre estos valores (derecha).

De la figura 18, es importante remarcar que a pesar de la pequeña diferencia anual entre la demanda de calefacción introducida y la calculada se aprecian unas grandes diferencias en octubre y abril. De acuerdo con la demanda de ACS, no hay una gran diferencia entre la demanda introducida y la calculada, la diferencia anual es de 3,34% y la máxima corresponde a enero es de 9,87%.

Para calcular la fracción solar se pueden aplicar dos procedimientos diferentes:

- A. Consiste en calcular la ratio de calor cedido por el campo solar con respecto al calor total necesitado, es decir el calor cedido por el campo solar más el calor generado por las calderas.
- B. Consiste en calcular la ratio de la suma del calor a la salida del intercambiador ex3 y el del depósito de ACS con respecto al calor total necesitado, que corresponde a la suma del calor a la salida del intercambiador ex3, el del depósito de ACS y el calor generado por las calderas. Con este procedimiento, se puede calcular separadamente la fracción solar correspondiente al ACS y a la calefacción.

En la tabla 5, se observan los valores para este sistema de cada fracción solar, que son la fracción solar de ACS (FS_{ACS}), la fracción solar de calefacción (FS_{cal}), la fracción solar calculada por el procedimiento B (FS) y la fracción solar calculada por el procedimiento A (FS_{solar}). Además, el programa POLYSUN genera como dato la fracción solar calculada por el procedimiento A, que corresponde a FS_{solar} dada.

Tabla 5. Fracciones solares.

	POLYSUN				
	FS_{ACS}	FS_{cal}	FS	FS_{solar}	FS_{solar} dada
Enero	78,1%	14,4%	21,4%	26,4%	26,4%
Febrero	87,9%	27,9%	35,1%	37,9%	37,9%
Marzo	92,6%	61,6%	66,7%	68,7%	68,7%
Abril	90,5%	84,2%	85,5%	87,2%	87,2%
Mayo	94,2%		94,2%	99%	99%
Junio	100%		100%	100%	100%
Julio	100%		100%	100%	100%
Agosto	100%		100%	100%	100%
Septiembre	100%		100%	100%	100%
Octubre	99,3%	100%	99,9%	99,8%	100%
Noviembre	93,7%	100%	99%	97,8%	100%
Diciembre	86,1%	73,7%	75%	48,7%	48,7%
Anual	92%	60,8%	66,2%	71%	71%

De la tabla 5, es importante remarcar la pequeña diferencia entre la fracción solar calculada a través del procedimiento A y la proporcionada por el programa, siendo la diferencia anual de 0,04% y la máxima diferencia, que corresponde a noviembre, de 2,29%.

De los resultados explicados del programa POLYSUN, el mayor problema encontrado ha sido la diferencia en algunos meses entre la demanda introducida y la calculada por POLYSUN, a pesar de la pequeña diferencia anual existente.

5.2 Comparativa entre TRNSYS y POLYSUN

5.2.1 Diferencias entre TRNSYS y POLYSUN

Una de las principales diferencias entre ambos programas es que POLYSUN tiene una interfaz más visual y atractiva que TRNSYS. Además, POLYSUN tiene la posibilidad de crear un análisis en la simulación, que es una parte visual del programa, donde se pueden observar los valores de caudal y temperatura en cada elemento y en cada paso de simulación, y también se puede conocer cuándo y cómo las regulaciones funcionan y si están alcanzando las condiciones requeridas. Sin embargo, la cantidad de datos necesarios para caracterizar los elementos del sistema es mayor en POLYSUN que en TRNSYS y hay un elemento, el suelo radiante, que es necesario introducirlo en POLYSUN pero no en TRNSYS.

Tanto POLYSUN como TRNSYS obtienen los parámetros de las condiciones ambientales, tales como la información climática y el perfil de las temperaturas del agua fría, de otros programas, los valores utilizados en POLYSUN son proporcionados por Meteonorm [22] y los de TRNSYS por Energy Plus [25]. Además, los valores obtenidos con POLYSUN no pueden ser modificados por el usuario, mientras que los de TRNSYS son introducidos a través de ficheros de texto y sí que se pueden modificar. En cuanto a los modelos para calcular la radiación absorbida por los captadores solares, TRNSYS proporciona cuatro modelos diferentes, el modelo isotrópico, el modelo Hay y Davies, el modelo Reindl y el modelo Perez [23]. Mientras que con POLYSUN sólo se puede utilizar el modelo Perez, y por esta razón, se ha elegido este modelo para llevar a cabo la comparativa entre TRNSYS y POLYSUN.

La demanda de ACS y la de calefacción se definen en TRNSYS a través de ficheros de texto, donde se introduce la demanda por hora, y en POLYSUN, se introduce la demanda al mes en kWh para calefacción y el caudal diario al mes para la demanda de ACS.

En el sistema modelado con POLYSUN, se han conectado todos los componentes a través de tuberías con una longitud de 10 metros, con la excepción de las tuberías de entrada y de salida del campo solar que tienen una longitud de 500 m. Sin embargo en TRNSYS, solo se han considerado dos tuberías, la de entrada y la de salida del campo solar, con una longitud cada una de 500 m.

Para el modelado de los depósitos, en POLYSUN es necesario especificar el material de construcción del depósito y el material del aislamiento, sin embargo en TRNSYS solo se requiere el material del aislamiento, despreciando la resistencia térmica correspondiente al material del depósito.

En cuanto a los datos a introducir para caracterizar los parámetros principales de las bombas, en TRNSYS sólo es necesario introducir la potencia máxima y el caudal máximo de cada bomba. Mientras que en POLYSUN es necesario introducir los puntos característicos de la curva de la bomba.

En relación a los controladores, se han intentado diseñar todas las regulaciones de POLYSUN de la misma manera que las definidas en TRNSYS, pero en las regulaciones de las calderas auxiliares no ha sido posible, porque POLYSUN obliga a introducir una histéresis en la regulación, mientras que TRNSYS trabaja sin ésta. La histéresis elegida ha sido $\pm 3^{\circ}\text{C}$ con respecto a la temperatura de referencia, que es 50°C para la calefacción y 60°C para el ACS.

Al comparar los dos sistemas, es importante conocer el modelo de cálculo de los equipos a la hora de realizar las simulaciones. Para POLYSUN, no ha sido posible conocer una parte de esta información, debido a la poca información proporcionada en el manual del programa y por la ayuda técnica.

La manera de obtener los resultados en cada programa es distinta. En TRNSYS, los resultados son escogidos por el usuario y para el caso de estudio ya fueron seleccionados en anteriores proyectos [11,12], por lo que en este proyecto, solo ha sido necesario realizar un cambio de unidades, ya que TRNSYS genera los resultados en GJ y POLYSUN en kWh. En cambio, POLYSUN siempre genera los mismos resultados en forma mensual, ya que están pre-configurados y no da la posibilidad de seleccionar los resultados que el usuario crea más convenientes. Los resultados necesarios para realizar el análisis y la comparativa se han obtenido de POLYSUN de tres formas diferentes, una pequeña parte ha sido proporcionada por el programa en forma mensual, otra parte en base horaria y con la ayuda de una tabla dinámica se han modificado a base mensual, y el resto han sido calculados a través de un balance energético.

En la tabla 6 se recogen de forma resumida las principales diferencias entre TRNSYS y POLYSUN, que han sido explicadas de manera más detallada a lo largo de este capítulo.

Tabla 6. Principales diferencias entre TRNSYS y POLYSUN.

ELEMENTOS	POLYSUN	TRNSYS
Interface	Más visual. Tiene la posibilidad de crear un análisis de simulación.	Diferentes tipos de elementos.
Programa del que se obtiene la información climática	Metenorm.	Energy Plus.
Información climática y perfil de temperaturas de agua fría.	Dado por el programa eligiendo la localización.	Introducido a través de un fichero de texto.
Modelo para calcular la radiación solar absorbida por el campo solar	Modelo Perez.	Tiene cinco diferentes modelos, entre ellos el modelo Perez.
Demanda de ACS	Se introduce el caudal diario al mes.	Se introduce la demanda por hora en un fichero de texto.
Demanda de calefacción	Se introducen los kWh al mes.	Se introduce la demanda por hora en un fichero de texto.
Parámetros introducidos para cada elemento del sistema	Necesita más información para caracterizar cada elemento.	Necesita menos información.
Tuberías	Todos los elementos están conectados a través de tuberías.	Solo hay dos, a la entrada y a la salida del campo solar.
Materiales de los depósitos	Necesita los valores para el material de construcción y el del aislamiento.	Necesita la información solo para el aislamiento.
Características de construcción de los depósitos	En la parte interior el material de construcción y en la parte exterior el aislamiento.	En la parte interior el aislamiento. Se desprecia el material de construcción.
Suelo radiante	Es un elemento esencial para calcular la demanda de calefacción.	No existe.
Reguladores de las calderas auxiliares	Tienen histéresis con un valor de $\pm 3^{\circ}\text{C}$ de la temperatura de referencia.	No tienen histéresis.
Características de las bombas	Hay que introducir los principales puntos de la curva de la bomba.	Se introduce la potencia máxima y el caudal máximo.
Cambio del número de viviendas o de la localización	Es necesario modificar todos los parámetros de cada elemento.	Solo es necesario modificar unos pocos valores, aplicando relaciones de semejanza.
Forma de obtener los resultados	No es posible elegir los resultados. Algunos de ellos hay que calcularlos a través de un balance de energía.	Es posible elegir los resultados. Para la comparativa, solo es necesario cambiar de unidades.

5.2.2 Comparativa de resultados entre TRNSYS y POLYSUN

La comparativa de los resultados entre TRNSYS y POLYSUN se ha hecho tomando como referencia TRNSYS, por lo que todos los valores negativos significan que los resultados de POLYSUN son mayores que los de TRNSYS, y todos los valores positivos significan lo contrario.

La diferencia en el balance energético anual entre ambos programas para el caso analizado de 100 viviendas de 100 m² situadas en Zaragoza se muestra en la figura 19.

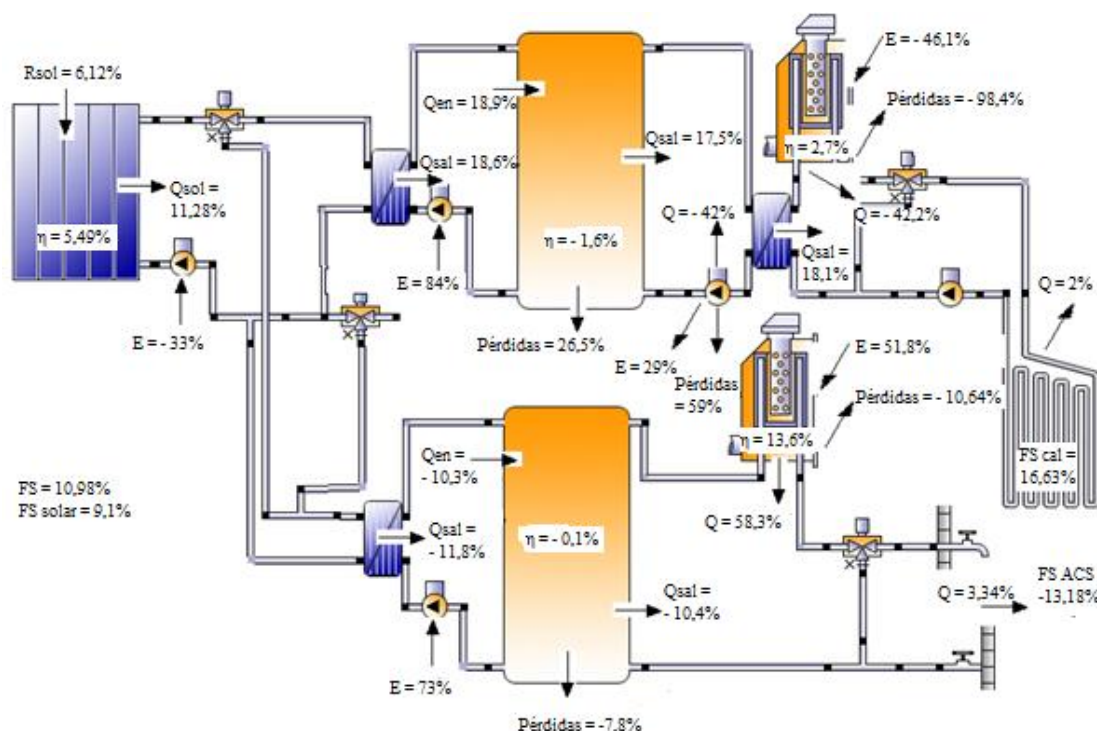


Figura 19. Diferencia en el balance energético anual entre ambos programas.

Observando la figura 19, se puede remarcar la pequeña diferencia existente en los rendimientos de los depósitos, del campo solar, y de la caldera de calefacción y en la variación anual entre las demandas de ambos programas. Por otro lado, hay una gran diferencia en el consumo de energía de las bombas; en las pérdidas y en el calor cedido al sistema por la bomba P3 y en el calor generado, el consumo de energía y las pérdidas en ambas calderas. Una de las principales razones de la diferencia existente en los resultados de las bombas es la manera de introducir los parámetros característicos de estas en cada programa. En TRNSYS sólo se introduce la potencia máxima y el caudal máximo, mientras que en POLYSUN es necesario introducir los puntos principales de la curva de cada bomba.

En la tabla 7 se observan las diferencias en los principales parámetros del circuito solar, que son la radiación global, la temperatura exterior, la radiación solar absorbida por los captadores, el calor cedido al sistema por el campo solar, el rendimiento de los captadores, el calor a la salida del intercambiador ex1 y el ex2 y la suma de ambos calores.

Tabla 7. Diferencia en los principales parámetros del circuito solar.

Diferencia	Radiación global	Temperatura exterior	Radiación solar	Calor cedido	η	Q salida ex1	Q salida ex2	ex1+ex2
Enero	2,2%	-6,5%	4%	8,4%	4,6%	17,9%	-4,8%	11,2%
Febrero	0,3%	3,3%	5,8%	13,3%	7,9%	23,4%	-6,2%	16,3%
Marzo	-6,8%	-9,6%	1,1%	9,2%	8,2%	16,4%	-13,3%	11,1%
Abril	-6,5%	-5,6%	2,6%	12,3%	10%	16,7%	0,3%	13,8%
Mayo	-3,4%	-4,8%	6,1%	18,5%	13,2%	24%	-3,5%	20,1%
Junio	-3,3%	-8,7%	6%	17,4%	12,1%	23,2%	-13,6%	18,7%
Julio	0%	0,1%	8,5%	17,9%	10,3%	21,9%	-7,5%	19,6%
Agosto	1,4%	-2%	9,2%	13,5%	4,7%	16,5%	-19,6%	14,8%
Septiembre	-1,2%	1,9%	3,5%	-22%	-26,4%	-26,2%	-8,6%	-22,9%
Octubre	5,3%	-3,7%	10,7%	2,7%	-8,9%	5,9%	-14,2%	1%
Noviembre	34,5%	0,4%	5,7%	14,6%	9,4%	36,9%	-33,1%	19,5%
Diciembre	4,5%	-2,4%	9,8%	17,5%	8,5%	43%	-24,7%	23,2%
Anual	--	--	6,1%	11,3%	5,5%	18,6%	-11,8%	13,4%

La diferencia entre la radiación global y la radiación solar es la inclinación de los captadores solares, que para el caso de estudio es de 50°. A pesar de este dato, existe una variación en el mes donde se produce la máxima diferencia en la radiación solar y en la global, noviembre para la global y octubre para la solar. Una de las razones de esta diferencia es que los datos de las condiciones ambientales son obtenidos de diferentes programas para cada caso.

Al comparar la radiación solar y el calor cedido al sistema, se puede apreciar que la diferencia máxima también varía, siendo mayor para el calor cedido y obteniéndose en septiembre, mientras que para la radiación solar es en octubre, a pesar de haber elegido los mismos captadores solares en ambos programas. Una explicación de esto puede ser que ha sido necesario introducir más información sobre los captadores solares en POLYSUN que en TRNSYS, y este hecho ha afectado a los resultados obtenidos.

En valores anuales no hay una gran diferencia en el rendimiento de los captadores entre ambos programas, pero al observar los valores mensuales, se puede apreciar que la máxima diferencia corresponde a septiembre con un valor de -26,44%, que significa que el rendimiento calculado con POLYSUN es mayor que con TRNSYS.

De la tabla 7, también es importante remarcar el valor negativo en septiembre de la suma del calor a la salida de los intercambiadores ex1 y ex2, que coincide con el mismo mes que el calor cedido por el campo solar. Además, tienen valores anuales parecidos, teniendo en cuenta que es el calor a la salida y no a la entrada, que no se ha podido obtener porque TRNSYS no lo proporciona. También se observa que en POLYSUN transfiere más calor al circuito de ACS que TRNSYS y menos al de calefacción.

En la tabla 8 se muestran las diferencias entre los resultados más importantes del circuito de ACS, que son el calor a la salida del intercambiador ex2, el calor a la entrada, a la salida y el rendimiento del depósito de ACS y el consumo de energía, el calor generado, las pérdidas y el rendimiento de la caldera de ACS.

Tabla 8. Diferencias entre los resultados más importantes del circuito de ACS.

Diferencia	Q salida ex2	Q entrada depósito	Q salida depósito	η depósito	Energía caldera	Q caldera	Pérdidas caldera	η caldera
Enero	-4,8%	-3,6%	-4%	-0,4%	33,1%	36,1%	-38,7%	4,5%
Febrero	-6,2%	-5%	-7%	-1,9%	39,6%	44,3%	-72,5%	7,7%
Marzo	-13,3%	-12,1%	-12,4%	-0,3%	61,3%	66%	-53,3%	12,3%
Abril	0,3%	1,4%	0,3%	-1,1%	-28,5%	-15,1%	-350,2%	10,4%
Mayo	-3,5%	-2,3%	-2,8%	-0,5%	-7,1%	11%	-441,7%	16,9%
Junio	-13,6%	-12%	-12,7%	-0,6%	95,2%	--	-249,4%	--
Julio	-7,5%	-5%	-6%	-0,9%	99,1%	--	-1607,1%	--
Agosto	-19,6%	-15,4%	-9,1%	5,4%	--	--	-3878,6%	--
Septiembre	-8,6%	-6,7%	-5,8%	0,9%	98,7%	--	-939,3%	--
Octubre	-14,2%	-12,8%	-9,3%	3,1%	77,8%	92,1%	-265,3%	64,5%
Noviembre	-33,1%	-31,4%	-32,8%	-1,1%	76,4%	80%	-10,6%	15,3%
Diciembre	-24,7%	-23,1%	-22,4%	0,6%	58,6%	61,6%	-12,9%	7,2%
Anual	-11,8%	-10,3%	-10,4%	-0,1%	51,8%	58,3%	-106,4%	13,6%

De los resultados del depósito de ACS, se aprecia que las diferencias anuales de todos los parámetros son negativas, lo que significa que los valores de POLYSUN son mayores que los de TRNSYS. Además, es importante remarcar la pequeña diferencia en el rendimiento del depósito, de lo que se puede deducir que ambos depósitos están funcionando de una forma similar. Por otro lado, también es importante remarcar las grandes diferencias en noviembre y diciembre en el calor a la entrada y a la salida del depósito, que también ocurren en el calor a la salida de intercambiador ex2.

En la caldera de ACS, donde no aparecen valores del consumo de energía, del calor generado y del rendimiento significan que en esos meses la caldera en POLYSUN no está trabajando. Además, hay una gran diferencia en las pérdidas de la caldera de ACS en agosto y julio.

En POLYSUN, no hay una gran diferencia entre la demanda de ACS introducida y la calculada, la diferencia anual es de 3,34% y la máxima corresponde a enero y es de 9,87% y al compararlo con TRNSYS no hay ninguna diferencia entre ambas demandas.

En la tabla 9, se presentan las diferencias de los principales resultados obtenidos del circuito de calefacción, que son el calor a la salida del intercambiador ex1, el calor a la entrada, a la salida y el rendimiento del acumulador estacional, el consumo de energía, el calor generado y el rendimiento de la caldera de calefacción y la diferencia entre la demanda introducida y la calculada en POLYSUN.

Tabla 9. Diferencia de los principales resultados del circuito de calefacción.

Diferencia	Q salida ex1	Q entrada acumulador	Q salida acumulador	η acumulador	Q salida ex3	Energía caldera	Q caldera	η caldera	Demanda
Enero	17,9%	18,4%	75,4%	5,1%	75,8%	-34,8%	-33,5%	1%	19,4%
Febrero	23,4%	23,7%	21,3%	6,5%	22,1%	-5%	-3,6%	1,3%	5,3%
Marzo	16,4%	16,6%	10,9%	-2%	11,5%	-31,9%	-28%	2,9%	-0,1%
Abril	16,7%	16,9%	-69,3%	2,1%	-68,2%	-2442%	-2292%	5,9%	-97,3%
Mayo	24%	24,2%		-10,8%					
Junio	23,2%	23,4%		-5,7%					
Julio	21,9%	22,2%		-3,8%					
Agosto	16,5%	16,8%		-3,9%					
Septiembre	-26,2%	-25,4%		-15,3%					
Octubre	5,9%	6,5%	-493,2%	-7,7%	-487,6%				-476%
Noviembre	36,9%	37,3%	13,7%	23,6%	14,2%				15,8%
Diciembre	43%	43,4%	48,3%	14,7%	48,5%				30,2%
Anual	18,6%	18,9%	17,5%	-1,6%	18,1%	-46,1%	-42,2%	2,7%	2%

De la tabla 9, es importante remarcar las pequeñas diferencias existentes en el rendimiento del acumulador estacional y en el de la caldera de calefacción, a pesar de tener grandes diferencias en el consumo de energía y el calor generado en la caldera en el mes de abril.

Como se ha explicado anteriormente, el principal problema es la diferencia entre la demanda introducida y la calculada en POLYSUN, ya que no hay ninguna diferencia entre la demanda de TRNSYS y la demanda introducida en POLYSUN. Como se ha comentado con anterioridad, este problema es debido a que POLYSUN calcula la demanda a partir de los datos del suelo radiante en lugar de tomar la demanda térmica introducida por el usuario. Además, también se observa la influencia ejercida en los elementos del circuito de calefacción por esta diferencia, observando un desplazamiento de esta diferencia en el calor a la salida del intercambiador ex3 y del acumulador estacional. A partir de los resultados obtenidos, se puede afirmar que a pesar de esta diferencia el comportamiento de los elementos del circuito es similar en ambos programas.

En la tabla 10, se muestran las fracciones solares de cada programa, que son la fracción solar de ACS (FS_{ACS}), la fracción solar de calefacción (FS_{cal}), la fracción solar calculada a través del calor a la salida del intercambiador ex3 y del depósito de ACS (FS) y la fracción solar calculada a través del calor cedido por el campo solar (FS_{solar}), también se muestran las diferencias entre estas fracciones.

Tabla 10. Fracciones solares de cada programa y las diferencias entre estas fracciones.

	TRNSYS				POLYSUN				Diferencia			
	FS ACS	FS cal	FS	FS solar	FS ACS	FS cal	FS	FS solar	FS ACS	FS cal	FS	FS solar
Enero	68,7%	48,2%	50,2%	33,6%	78,1%	14,4%	21,4%	26,4%	-13,7%	70,1%	57,3%	21,4%
Febrero	79%	33,9%	39,3%	41,7%	87,9%	27,9%	35,1%	37,9%	-11,2%	17,9%	10,7%	9,1%
Marzo	79%	69,9%	71,4%	73,8%	92,6%	61,6%	66,7%	68,7%	-17,2%	11,8%	6,7%	6,9%
Abril	91,7%	98,7%	96,3%	98,1%	90,5%	84,2%	85,5%	87,2%	1,3%	14,7%	11,3%	11,1%
Mayo	93,3%		93,3%	99%	94,2%		94,2%	99%	-0,9%		-0,9%	0,1%
Junio	90,7%		90,7%	98,9%	100%		100%	100%	-10,2%		-10,2%	-1,2%
Julio	97%		97%	99,8%	100%		100%	100%	-3,1%		-3,1%	-0,2%
Agosto	97,6%		97,6%	99,9%	100%		100%	100%	-2,4%		-2,4%	-0,1%
Septiembre	96%		96%	99,3%	100%		100%	100%	-4,2%		-4,2%	-0,7%
Octubre	90,8%	100%	95,9%	97,9%	99,3%	100%	99,9%	99,8%	-9,4%	0%	-4,2%	-1,9%
Noviembre	69,1%	100%	95,8%	91,1%	93,7%	100%	99%	97,8%	-35,7%	0%	-3,4%	-7,3%
Diciembre	66,1%	100%	97,2%	88%	86,1%	73,7%	75%	48,7%	-30,4%	26,3%	22,8%	44,7%
Anual	81,3%	72,9%	74,3%	78,1%	92%	60,8%	66,2%	71%	-13,2%	16,6%	11%	9,1%

Observando las diferencias en las fracciones solares, se aprecia una gran diferencia en la fracción de ACS en noviembre y diciembre y en la fracción solar de calefacción y la fracción solar en enero. Una de las razones de esto es que al haber grandes diferencias entre la demanda introducida y la calculada en POLYSUN en algunos meses, POLYSUN introduce más calor en el circuito de ACS que TRNSYS en noviembre y en diciembre, pero la consecuencia de esto es que en enero no puede transferir tanto calor como TRNSYS. Además, esta es la explicación de porqué se transfiere más calor al circuito de ACS que al de calefacción con POLYSUN, y por ello la máxima diferencia en el calor a la salida del intercambiador ex2 se produce en noviembre y diciembre.

Al comparar los resultados obtenidos con 200 viviendas, se ha observado que no hay grandes diferencias en los problemas encontrados con el modelo de 200 viviendas, aunque, sí que se han reducido las diferencias en el consumo de energía de las bombas, puesto que en éstas se ha definido con mayor precisión su curva de funcionamiento a carga parcial.

En resumen, de los resultados obtenidos con la comparativa se pueden extraer las siguientes conclusiones. Los depósitos y el campo solar funcionan de la misma manera en ambos programas, ya que tienen rendimientos similares. En cuanto al sistema de calefacción se observa que a pesar de la diferencia entre la demanda introducida y la calculada por POLYSUN, los elementos de este circuito trabajan de una forma similar. Además, estas diferencias también han afectado al comportamiento completo del sistema, ya que debido a que la demanda de calefacción calculada por POLYSUN es menor, se transmite más calor solar al circuito de ACS y menos al de calefacción que en TRNSYS. En cuanto a la radiación solar, se observa que el programa utilizado para obtener los datos climáticos influye en los datos de este valor. Por otro lado, las grandes diferencias encontradas en la energía de las bombas, se debe a la diferente definición

de los modelos hidráulicos empleados, siendo el modelo de TRNSYS un modelo más simplificado que el de POLYSUN.

5.3 Análisis geográfico

En el análisis geográfico se han seleccionado once capitales de provincia españolas de diferentes zonas climáticas con elevada radiación solar y necesidades significativas de energía térmica para calefacción, las cuales son: Zaragoza, Oviedo, Burgos, Vitoria, La Coruña, Barcelona, Soria, Salamanca, Ávila, Jaén y Granada.

En el diseño del sistema propuesto para cada ciudad se ha manteniendo constante el número de viviendas (de 100 m² cada una) y la relación entre la superficie de captación y la demanda anual ($A/GD = 0,95$) para todas las ciudades, pero se ha determinado una relación V/A apropiada, con la cual el acumulador estacional alcanzaría su capacidad máxima de carga al inicio del período de calefacción [12, 13]. Para el cálculo de cada elemento en cada ciudad se ha seguido el mismo procedimiento que para Zaragoza, explicado en el Anexo B, Descripción del caso de estudio y caracterización de sus elementos.

El modelo de TRNSYS se construyó de forma que el cálculo para distintas ciudades se lleve a cabo a través de relaciones dimensionales programadas en el modelo que permiten redimensionar los equipos de forma automática, por lo que sólo es necesario modificar la ratio V/A , la ratio de la demanda de calefacción con respecto al caso de referencia (Zaragoza) y la ratio de la demanda de ACS también con respecto al caso de referencia (Zaragoza). Mientras que en POLYSUN no es posible seguir este procedimiento y es necesario modificar todas las propiedades de cada elemento, por lo que se han dimensionado los equipos para cada ciudad.

En la tabla 11 se muestran los parámetros más característicos de estas ciudades, que son el valor de la ratio V/A , el área del campo solar, el volumen del acumulador estacional, la ratio de la demanda de calefacción y la ratio de la demanda de ACS.

Tabla 11. Parámetros característicos de cada ciudad.

Ciudad	Ratio V/A	Área [m ²]	Volumen [m ³]	Ratio demanda de calefacción	Ratio demanda de ACS
Zaragoza	5,5	552	3036	1	1
La Coruña	3,8	434	1648	0,74	1,01
Barcelona	4,8	413	1983	0,7	0,99
Oviedo	2,6	641	1668	1,19	1,03
Vitoria	4	831	3325	1,6	1,05
Burgos	5	968	4841	1,9	1,07
Soria	5,5	911	5013	1,78	1,06
Salamanca	6,2	800	4960	1,53	1,05
Ávila	5,9	882	5205	1,71	1,06
Jaén	6,7	386	2586	0,65	0,95
Granada	6,8	516	3509	0,92	1

En las tablas 12 y 13 se muestran los resultados anuales más importantes obtenidos con cada programa que son la radiación solar, el calor cedido al sistema por el campo solar y las fracciones solares, y para los datos de POLYSUN, se incluye además la diferencia entre la demanda introducida y la demanda calculada.

Tabla 12. Parámetros anuales principales de diferentes ciudades con TRNSYS.

Ciudad	Radiación [kWh]	Qsol [kWh]	FS ACS	FS cal	FS	FS solar
Zaragoza	956465	532975	81,3%	72,9%	74,3%	78,1%
La Coruña	630675	338135	72,9%	52,8%	57,3%	63,4%
Barcelona	726160	411546	79,5%	73,6%	74,9%	79,1%
Oviedo	830724	411009	77,2%	42,9%	48,3%	54,1%
Vitoria	1196409	596265	80,2%	51,7%	55,1%	60,3%
Burgos	1524704	761385	82,4%	58,7%	61,2%	65,8%
Soria	1516903	766540	86,2%	61,3%	64,1%	69%
Salamanca	1456222	792042	88%	76,2%	77,7%	80,8%
Ávila	1593595	849604	87,9%	74,3%	75,8%	79,1%
Jaén	751248	451429	82,9%	90,1%	88,4%	90,6%
Granada	1004378	588333	87,2%	88,5%	88,3%	90,2%

Tabla 13. Parámetros anuales principales de diferentes ciudades con POLYSUN.

Ciudad	Radiación [kWh]	Qsol [kWh]	Diferencia demanda	FS ACS	FS cal	FS	FS solar
Zaragoza	897926	472866	2%	92%	60,8%	66,2%	71%
La Coruña	606103	308289	2,2%	84,9%	42,5%	51,7%	58,9%
Barcelona	706578	376646	2,6%	92,1%	61,3%	68,4%	73,7%
Oviedo	866840	411964	1,4%	86,1%	39,4%	46,5%	53,6%
Vitoria	1163454	576235	1,3%	88,9%	47,2%	52,1%	58,3%
Burgos	1531149	767331	2,9%	91,5%	58%	61,5%	66,8%
Soria	1485028	753277	1,5%	92,3%	59,6%	63,3%	68,4%
Salamanca	1324545	687183	1,6%	92%	62,2%	65,9%	70,9%
Ávila	1488249	769370	1%	93,2%	63,8%	67,2%	71,8%
Jaén	697884	381068	2,4%	93,3%	66,5%	72,9%	77,9%
Granada	983924	536193	1,3%	95,1%	77,4%	80,7%	83,8%

En todas las ciudades se consigue una cobertura solar elevada, especialmente en el caso de ACS. La cobertura solar de la calefacción varía significativamente entre ciudades con demanda media de calefacción y baja radiación solar y ciudades con demandas bajas de calefacción y elevada radiación solar.

Los resultados obtenidos ponen de manifiesto que en España estas instalaciones son técnicamente viables y presentan un potencial elevado. Además, teniendo en cuenta los resultados obtenidos en otros estudios [26] en el caso de España se pueden alcanzar fracciones solares mayores que en el centro y norte de Europa con instalaciones más pequeñas, es decir con menor superficie de captadores solares y acumuladores estacionales más pequeños.

En la tabla 14 se muestran las diferencias entre los resultados obtenidos por cada programa.

Tabla 14. Diferencia en los parámetros de las diferentes ciudades.

Ciudad	Radiación [kWh]	Qsol [kWh]	FS _{ACS}	FS cal	FS	FS solar
Zaragoza	6,1%	11,3%	-13,2%	16,6%	11%	9,1%
La Coruña	3,9%	8,8%	-16,4%	19,6%	9,8%	7,1%
Barcelona	2,7%	8,5%	-15,9%	16,7%	8,7%	6,8%
Oviedo	-4,3%	-0,2%	-11,5%	8,3%	3,6%	0,8%
Vitoria	2,8%	3,4%	-10,8%	8,7%	5,4%	3,4%
Burgos	-0,4%	-0,8%	-11,1%	1,2%	-0,6%	-1,5%
Soria	2,1%	1,7%	-7,1%	2,7%	1,2%	0,8%
Salamanca	9%	13,2%	-4,6%	18,4%	15,1%	12,3%
Ávila	6,6%	9,4%	-6,1%	14,2%	11,5%	9,2%
Jaén	7,1%	15,6%	-12,5%	26,3%	17,6%	14,0%
Granada	2%	8,9%	-9,1%	12,5%	8,5%	7,1%

Los resultados obtenidos, ponen de manifiesto el efecto del suelo radiante en el cálculo de la demanda de calefacción. Como ya se explicó anteriormente, a pesar de introducir los datos de la demanda de calefacción, el programa recalcula este valor a partir de la simulación del suelo radiante y del edificio, lo que provoca una diferencia sensible con respecto a TRNSYS en la distribución de las demandas térmicas entre calefacción y ACS. Se puede observar que existe una relación entre la diferencia anual del calor cedido por el campo solar, Q_{sol} , la fracción solar calculada a través del calor a la salida del depósito de ACS y del intercambiador ex3, FS, y la fracción solar calculada a través del calor cedido por el campo solar, FS_{solar} . Además, es importante remarcar las diferencias en los datos climáticos cuando se utilizan distintas fuentes de información (Meteonorm en el caso del programa POLYSUN y EnergyPlus en el caso de TRNSYS).

6 CONCLUSIONES

En este proyecto se ha simulado y analizado con el programa POLYSUN un sistema solar de calefacción distrito con acumulador estacional, para abastecer las demandas de ACS y de calefacción de 100 viviendas de 100 m² situadas en el Parque Goya de Zaragoza, partiendo de un modelo previamente desarrollado con TRNSYS. Así mismo, se ha llevado un análisis geográfico en diferentes ciudades españolas pertenecientes a distintas zonas climáticas, para estudiar y determinar cómo varían los principales parámetros de diseño de estas instalaciones. Esto ha permitido llevar a cabo una comparativa detallada entre los programas de simulación dinámica TRNSYS y POLYSUN, y determinar la conveniencia y viabilidad del programa POLYSUN para la simulación y estudio de este tipo de instalaciones.

Con relación a POLYSUN, a pesar de que éste es un programa con una gran variedad de configuraciones predefinidas, ninguna es similar al caso de estudio de este proyecto por lo que ha sido necesario construir un modelo completamente nuevo. Una de las razones de esto es que el programa está más orientado a instalaciones domésticas pequeñas y no a grandes sistemas centralizados. Debido a la escasa información proporcionada en la documentación del programa, el procedimiento seguido para construir el modelo del sistema ha consistido en subdividir el modelo en pequeños circuitos para facilitar el diseño. Además, ha sido necesario reducir el número de viviendas utilizadas a 100, debido a las limitaciones de funcionamiento del propio programa.

En cuanto a la comparativa entre TRNSYS y POLYSUN, existen diferencias significativas entre ambos programas, tales como:

- i) la cantidad de datos a introducir para caracterizar los elementos del sistema, que en POLYSUN es mayor que en TRNSYS, de lo que se puede deducir que POLYSUN utiliza modelos de simulación más detallados que TRNSYS;
- ii) el elemento del suelo radiante, que no se introduce en TRNSYS, es necesario introducirlo en POLYSUN, puesto que es un elemento importante para el cálculo de la demanda;
- iii) un aspecto necesario para comparar ambos sistemas son los modelos de cálculo disponibles a la hora de realizar las simulaciones, pero en POLYSUN no ha sido posible conocer parte de esta información, debido a la poca información obtenida del manual y de la ayuda técnica;
- iv) los resultados obtenidos en base anual son similares en los dos programas, sin embargo cuando se lleva a cabo el análisis mensual de la instalación, se observan diferencias muy significativas en algunos meses.

El principal problema encontrado al analizar los resultados obtenidos con el programa POLYSUN ha sido que a pesar de introducir los datos de la demanda de calefacción, el programa recalcula este valor a partir de la simulación del suelo radiante y del edificio, llegando a producirse grandes diferencias mensuales entre ambos valores. Al observar los resultados obtenidos de la comparativa en los equipos del circuito de calefacción, se aprecia la influencia ejercida en estos elementos por la diferencia entre la demanda introducida y la calculada en POLYSUN, que influye al funcionamiento del sistema completo, obteniendo como resultado que en POLYSUN se transfiere más calor solar al circuito de ACS y menos al de calefacción que en TRNSYS. No obstante, a pesar de esta diferencia los resultados obtenidos ponen de manifiesto que el comportamiento de los principales equipos de los circuitos de calefacción y ACS es similar en ambos programas.

Al comparar el balance energético anual de ambos programas se observa que los resultados obtenidos son similares. Se aprecian pequeñas diferencias en los rendimientos de los depósitos y del campo solar, puesto que el comportamiento de los equipos principales es similar en ambos programas. Sin embargo, también se observan diferencias significativas en el comportamiento de las bombas y de las calderas. Una de las principales razones de la gran diferencia obtenida en las energías de las bombas se debe a la diferente definición de los modelos hidráulicos empleados, siendo el modelo de TRNSYS un modelo más simplificado que el de POLYSUN.

Los resultados obtenidos en este proyecto ponen de manifiesto la viabilidad técnica e interés de estas instalaciones en España. Además, al comparar los resultados de las diferentes ciudades estudiadas se aprecia la influencia ejercida por el programa utilizado para obtener la información climática y se puede observar la relación existente entre el calor cedido por el campo solar y las fracciones solares.

7 REFERENCIAS

- [1] International Energy Agency (IEA). Key World Energy Statistics 2012. <http://www.iea.org> (Accedido: abril 2014).
- [2] N. Aste, M. Beccali, L.C. Tagliabue. Nomograph for rapid technical and economic assessment of solar thermal systems for DHW production. *Solar energy* 2012;86:2472-2485.
- [3] International Energy Agency (IEA). Technology Roadmap Solar Heating and Cooling; 2012. <http://www.iea.org> (Accedido: abril 2014).
- [4] The European Parliament and the council of the European Union. Directive 2010/31/EU of European parliament and the council of the European Union May 19 2010, on the energy performance of buildings. Official Journal of European Union L 153/13-35. Brussels, Belgium; 2010.
- [5] European commission. Climate action. <http://ec.europa.eu/climatacion>. (Accedido: abril 2014).
- [6] The European Parliament and the council of the European Union. Directive 2012/27/EU of European parliament and the council of 25 October 2012, on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC. Official Journal of European Union L 315/1-56.
- [7] Solar District Heating. WP5 – One-to-one coaching of DH stakeholders in learning countries. Task 5.1 – Macro analysis report of the market conditions for SDH and policy recommendations – Summary report. www.solar-district-heating.eu. (Accedido: abril 2014).
- [8] LOGSTOR. Plant of Marstal, Denmark. <http://en.logstor.cn/references/marstal,-denmark.aspx>. (Accedido: mayo 2014).
- [9] Solar District Heating. Supplying renewable zero-emission heat. www.solar-district-heating.eu. (Accedido: abril 2014).
- [10] POLYSUN: simulation software. Vela Soris. <http://www.velasolaris.com/espanol/home.html> (Accedido: marzo 2014).
- [11] TRNSYS: transient system simulation tool. www.trnsys.com (Accedido: junio 2014).
- [12] Javier Frago Moreno. Análisis económico y geográfico de sistemas de calefacción de distrito con acumulación estacional. Proyecto de final de carrera. Universidad de Zaragoza. Septiembre 2011.
- [13] Antonio Anastasia. Simulation and thermo-economic analysis of central solar heating plants. Tesi di Laurea. Politecnico di Torino. Octubre 2010.

- [14] Solar District Heating. SDHtake-off – Solar District Heating in Europe. Training Concept: Large Heat Stores in Connection to Solar Thermal and CHP. www.solar-district-heating.eu. (Accedido: abril 2014).
- [15] Ranking List of European Large Scale Solar Heating Plants. http://www.solar-district-heating.eu/ServicesTools/Plantdatabase.aspx?udt_1317_param_detail=731. (Accedido: junio 2014).
- [16] F. Mauthner, W. Weiss. Markets and Contribution to the Energy Supply 2012. Solar heat worldwide. Edition 2014. IEA Solar Heating & Cooling Programme, June 2014.
- [17] Solar District Heating. SDH plus new business opportunities for solar district heating and cooling. National report – Spain D5.1 Macro Analysis. www.solar-district-heating.eu. (Accedido: abril 2014).
- [18] Central Solar Hot Water Systems Design Guide. US Army Corps of Engineers, Fraunhofer, VEA, GEF. December 2011.
- [19] Dirk Mangold. Seasonal heat storage pilot project and experiences in Germany. www.solites.de (Accedido: mayo 2014).
- [20] Andrea Lasier Fortuño. Energy analysis and simulation of thermal solar plants with seasonal storage. Thesis of Master Programme in Energy Systems. University of Gävle. Agosto 2014.
- [21] ARCON solar HT-SA 28/8. www.arcon.dk (Accedido: mayo 2014).
- [22] Meteonorm software. <http://meteonorm.com/>. (Accedido: junio 2014).
- [23] John A. Duffie, William A. Beckman. Solar engineering of thermal processes. Second edition. New York [etc.]: John Wiley and Sons, 1991.
- [24] POLYSUN simulation software, Guía del usuario. Vela solaris. www.velasolaris.com (Accedido: Marzo 2014).
- [25] EnergyPlus. Weather Data http://apps1.eere.energy.gov/buildings/energyplus/cfm/weather_data.cfm. (Accedido: junio 2014).
- [26] Guadalfajara, M.; Lozano, M.A.; Serra, L.M. Geographic evaluation of Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage for the residential sector in Europe. 14th International Symposium on DHC. 7-9 September 2014, Stockholm, Sweden.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Planta solar térmica de distrito con acumulación estacional en Marstal, Dinamarca [8].	3
Figura 2. Sistemas solares de calefacción de distrito con acumulación estacional [9].	4
Figura 3. Captadores planos de gran tamaño de una planta solar térmica de distrito (Jaegerspris, Dinamarca).	8
Figura 4. Esquema de un acumulador estacional de tanque de agua construido en Munich, Alemania [19].	9
Figura 5. Diagrama del sistema solar de distrito con acumulación estacional estudiado.	10
Figura 6. Características de los captadores solares del sistema [21].	11
Figura 7. Diagrama del sistema diseñado con POLYSUN.	13
Figura 8. Principales características del campo solar.	14
Figura 9. Principales parámetros del acumulador estacional.	15
Figura 10. Regulación de la válvula V1.	16
Figura 11. Diagrama del circuito solar.	17
Figura 12. Diagrama del circuito de ACS.	18
Figura 13. Diagrama del circuito de calefacción.	18
Figura 14. Diagrama del caso de estudio.	19
Figura 15. Balance energético anual.	21
Figura 16. Radiación solar y calor cedido al sistema (izquierda) y el rendimiento de los captadores solares (derecha).	22
Figura 17. Temperatura mínima (azul), máxima (rojo) y a nivel intermedio (morado) del acumulador estacional.	23
Figura 18. Demanda de calefacción introducida y la calculada (izquierda) y la diferencia entre estos valores (derecha).	24
Figura 19. Diferencia en el balance energético anual entre ambos programas.	29

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Centrales solares de distrito con acumuladores estacionales mayores de 700 kWth en Europa a finales de 2013 [15].	7
Tabla 2. Características de los elementos del sistema en el caso de 100 viviendas.	12
Tabla 3. Parámetros característicos de cada intercambiador de calor.....	22
Tabla 4. Calor a la entrada, a la salida, pérdidas y rendimiento de cada depósito.....	23
Tabla 5. Fracciones solares.....	25
Tabla 6. Principales diferencias entre TRNSYS y POLYSUN.	28
Tabla 7. Diferencia en los principales parámetros del circuito solar.	30
Tabla 8. Diferencias entre los resultados más importantes del circuito de ACS.....	31
Tabla 9. Diferencia de los principales resultados del circuito de calefacción.	32
Tabla 10. Fracciones solares de cada programa y las diferencias entre estas fracciones.	33
Tabla 11. Parámetros característicos de cada ciudad.....	34
Tabla 12. Parámetros anuales principales de diferentes ciudades con TRNSYS.....	35
Tabla 13. Parámetros anuales principales de diferentes ciudades con POLYSUN.....	35
Tabla 14. Diferencia en los parámetros de las diferentes ciudades.	36