

Proyecto Fin de Carrera

**Desarrollo de un programa de cálculo de sistemas
solares térmicos con acumulación estacional para
el dimensionado de instalaciones en Europa**

Autor

Javier Rodríguez Montes

Director

Miguel Ángel Lozano Serrano

Dr. Ingeniero Industrial

Ingeniería Industrial

Escuela de Ingeniería y Arquitectura

Zaragoza, Noviembre 2014

Resumen

La creciente demanda energética y el progresivo agotamiento de los recursos energéticos no renovables, hacen urgente la búsqueda de alternativas de suministro y soluciones tecnológicas basadas en energías renovables. Una opción ya aplicada en España y Europa consiste en aprovechar la energía solar para la producción de agua caliente sanitaria (ACS). Sin embargo, el potencial de la energía solar se puede utilizar no solo para la producción de ACS sino también para cubrir parte de la demanda de calefacción. Para ello se requieren sistemas con almacenamiento térmico estacional.

Los sistemas solares térmicos con acumulación estacional (Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage, CSHPSS) aprovechan la radiación solar para producir energía térmica a lo largo del año, incluido el periodo de verano, cubriendo parte de las necesidades de calefacción en invierno y las de ACS durante todo el año. Estos sistemas de gran tamaño producen energía térmica de forma centralizada y la distribuyen a través de una red de distrito para atender parte de las necesidades térmicas de una comunidad que en la mayoría de los casos supera las 1000 viviendas. La centralización de estos sistemas para grandes comunidades favorece su rentabilidad económica.

El diseño detallado de un sistema CSHPSS requiere cálculos con programas de simulación dinámica. Sin embargo se han desarrollado métodos para facilitar su pre-diseño. En este trabajo, se describe el método de cálculo desarrollado por los autores Guadaljafara, Lozano y Serra, llamado Método Simple. En este método, partiendo de los datos climáticos de una localización concreta y unos pocos criterios de diseño, se calculan los requerimientos de calefacción y ACS y los resultados de diseño como el área de captación, volumen de acumulación, inversión, coste del calor servido e impacto ambiental.

Con el fin de acercar este tipo de instalaciones al usuario, simplificando así el cálculo, se presenta en este Proyecto Fin de Carrera la aplicación informática de cálculo desarrollada para el diseño de CSHPSS. Con esta aplicación se pretende que un usuario con conocimientos básicos del tema pueda realizar pre-diseños de manera rápida y sencilla que se asemejen a soluciones de diseño reales y que sirvan de utilidad y así se promueva el estudio, la expansión e instalación de estos sistemas por Europa.

La aplicación desarrollada realiza el cálculo del sistema CSHPSS y muestra los resultados más relevantes: área de colectores, volumen de acumulación, flujos de energía térmica, fracción solar, rendimiento de los equipos y del sistema. Además de estos resultados físicos del sistema, también se realiza un análisis económico que calcula las inversiones, costes anuales y costes unitarios. Por último, se lleva a cabo un análisis ambiental. Este análisis muestra las emisiones de CO₂ de los equipos principales y el consumo de energía primaria.

Además de la aplicación, también se muestran en este proyecto los diferentes resultados obtenidos de los análisis realizados en función de variables geográficas, criterios de diseño, análisis económicos y análisis ambientales, así como las conclusiones obtenidas.

Índice

| | |
|--|-----|
| Resumen..... | i |
| Índice | iii |
| Lista de Figuras..... | v |
| Lista de Tablas | vi |
| 1. Introducción | 1 |
| 2. Método simple | 7 |
| 2.1. Datos del caso de aplicación | 9 |
| 2.2. Elaboración de datos (Módulo 1)..... | 10 |
| 2.3. Producción solar (Módulo 2)..... | 11 |
| 2.4. Balance mensual (Módulo 3)..... | 12 |
| 2.5. Resultados (Módulo 4) | 13 |
| 2.6. Validación del Método Simple | 14 |
| 3. Aplicación de cálculo..... | 15 |
| 3.1. Ventana de inicio..... | 16 |
| 3.2. Campo solar..... | 17 |
| 3.3. Acumulador estacional..... | 18 |
| 3.4. Demanda de calor | 19 |
| 3.5. Análisis económico | 20 |
| 3.6. Análisis ambiental..... | 21 |
| 4. Resultados | 22 |
| 4.1. Análisis del caso de aplicación..... | 22 |
| 4.2. Volumen crítico | 23 |
| 4.3. Efecto de la fracción solar en las necesidades de acumulación..... | 24 |
| 4.4. Economías de escala..... | 25 |
| 4.5. Análisis de sensibilidad sobre el coste del acumulador estacional | 25 |
| 4.6. Análisis geográfico..... | 26 |

| | |
|--|----|
| 4.6.1. Caso base..... | 26 |
| 4.6.2. Análisis de CSHPSS en diferentes ciudades europeas..... | 28 |
| 5. Conclusiones..... | 30 |
| 6. Nomenclatura..... | 31 |
| 7. Bibliografía | 32 |
| Anexo A: Descripción del Método Simple..... | 34 |
| A.1. Método Simple..... | 34 |
| A.2. Datos del caso de aplicación | 35 |
| A.3. Elaboración de datos (Módulo 1)..... | 36 |
| A.4. Producción solar (Módulo 2)..... | 38 |
| A.5. Balance mensual (Módulo 3) | 39 |
| A.6. Resultados (Módulo 4) | 41 |
| A.7. Análisis económico..... | 42 |
| A.8. Análisis ambiental | 44 |
| Anexo B: Aplicación para el cálculo de CSHPSS..... | 46 |
| B.1. Descripción de la aplicación | 46 |
| B.2. Ventana de inicio..... | 47 |
| B.3. Campo solar..... | 50 |
| B.4. Acumulador estacional..... | 52 |
| B.5. Demanda de calor | 54 |
| B.6. Análisis económico..... | 56 |
| B.7. Análisis ambiental | 58 |
| B.8. Datos climáticos | 60 |
| B.9. Ejemplo de uso | 62 |
| 8. Bibliografía anexos | 65 |

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Fig.1: Evolución temporal del número de instalaciones en el mundo [3]..... | 2 |
| Fig.2: Distribución de las grandes instalaciones y acumuladores estacionales en Europa [5] | 2 |
| Fig.3: Esquema de composición de captador solar plano [6] | 3 |
| Fig.4: Esquema de composición (vista lateral) de captador solar plano [6] | 3 |
| Fig.5: Cuatro tipos de acumulación estacional [7] | 5 |
| Fig.6: Coste de inversión de los sistemas de acumulación estacionales [8] | 5 |
| Fig.7: Planta solar térmica de Marstal [9] | 6 |
| Fig.8: Diagrama de flujos de energía del sistema CSHPSS según el método simple | 7 |
| Fig.9: Flujos de información y módulos de cálculo en el método simple | 8 |
| Fig.10: Ventana de inicio | 16 |
| Fig.11: Ventana del campo de captadores..... | 17 |
| Fig.12: Ventana del acumulador estacional | 18 |
| Fig.13: Ventana de demanda de calor | 19 |
| Fig.14: Ventana del análisis económico | 20 |
| Fig.15: Ventana del análisis ambiental..... | 21 |
| Fig.16: Efecto del volumen de acumulación en la fracción solar y el calor rechazado | 24 |
| Fig.17: Parámetros de diseño RAD y RAV para obtener una determinada fracción solar | 24 |
| Fig.18: Gráfica de resultados mensuales..... | 27 |
| Fig.19: Parámetros de diseño para diferentes fracciones solares en climas de Europa..... | 28 |

Lista de Tablas

| | |
|--|----|
| Tabla 1: Datos climáticos para Zaragoza | 9 |
| Tabla 2: Datos y resultados correspondientes a la distribución mensual de la demanda | 11 |
| Tabla 3: Producción solar | 11 |
| Tabla 4: Resultados (Q en MWh/mes y MWh/año)..... | 13 |
| Tabla 5: Comparación de métodos de cálculo | 14 |
| Tabla 6: Resultados mensuales y anuales para el caso base | 22 |
| Tabla 7: Análisis paramétrico variando el número de viviendas | 25 |
| Tabla 8: Efecto de la reducción del coste del acumulador en el diseño óptimo | 26 |
| Tabla 9: Resultados más relevantes del caso Madrid | 27 |
| Tabla 10: Resultados económicos del caso Madrid | 27 |
| Tabla 11: Resultados ambientales del caso Madrid..... | 27 |
| Tabla 12: Datos y resultados para diferentes localidades en Europa | 28 |

1. INTRODUCCIÓN

Ante la situación actual del sistema energético europeo se han planteado distintas soluciones que permiten disminuir la dependencia energética de combustibles fósiles reduciendo de esta forma las emisiones de gases de efecto invernadero. Una posible solución se basa en diversificar la producción de energía según las necesidades de los consumidores y reducir el consumo de combustibles fósiles y electricidad. En el sector residencial-comercial esto se puede conseguir de diversas maneras; por ejemplo con la construcción y reforma de viviendas para obtener un bajo consumo de energía en los edificios y con el desarrollo de ciudades compactas con sistemas de calefacción centralizada y eficiente que aprovechen todos los recursos energéticos disponibles.

Las necesidades térmicas de energía final para el sector residencial-comercial pueden ser cubiertas mediante sistemas centralizados que produzcan calor de baja temperatura. Esto se consigue aprovechando recursos renovables y calores residuales como: biomasa, calor de captación solar, calor de cogeneración; o por el contrario, como se realiza mayoritariamente en España, consumiendo electricidad, gas natural y gasóleo de forma individual en cada edificio/vivienda. Los sistemas solares térmicos con acumulación estacional permiten aprovechar un recurso abundante, renovable y gratuito: la radiación solar. Además estos sistemas ofrecen nuevas opciones de gestión al sector eléctrico ya que dan la posibilidad de consumir la sobreproducción eléctrica acumulándola en forma de energía térmica.

La producción centralizada de energía térmica con captadores solares reduce los costes de instalación, mantenimiento y operación respecto de los sistemas solares individuales además de permitir una mejor gestión del recurso disponible. Es necesaria la utilización de acumuladores térmicos de gran capacidad para alcanzar una elevada fracción solar en sistemas de calefacción. Estos acumuladores, llamados estacionales, almacenan el calor captado en la época de mayor disponibilidad de recurso solar (verano) y lo mantienen hasta la época de mayor demanda de energía térmica (invierno). Los sistemas solares térmicos con acumulación estacional (Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage, CSHPSS) se han desarrollado desde los años 80 y actualmente son una solución técnicamente factible y económicamente viable para cubrir parte de las necesidades térmicas de redes de distrito.

Actualmente estos sistemas están en pleno desarrollo en varios países: Dinamarca, Alemania, Suecia, Canadá, China, etc. En la Agencia Internacional de la Energía (IEA) [1] existe un programa dedicado al estudio de sistemas solares para la producción de calefacción y refrigeración (Solar Heating and Cooling, SHC). Este programa se desarrolla a través de múltiples trabajos de investigación denominados “Task”. La Task 45 “Large solar heating and cooling systems, seasonal storage and heat pumps” [2] comenzó en enero de 2011 y su objetivo es el estudio de grandes sistemas solares para calefacción, refrigeración con acumuladores estacionales y bombas de calor. Uno de los resultados de esta Task es la clasificación de grandes plantas solares con superficie útil de campo de captadores térmicos mayor que 500 m² [3]. De acuerdo con este criterio el crecimiento del número de instalaciones solares térmicas de gran tamaño desde los años 90 ha sido exponencial.

Plantas solares térmicas de gran tamaño instaladas (2012)

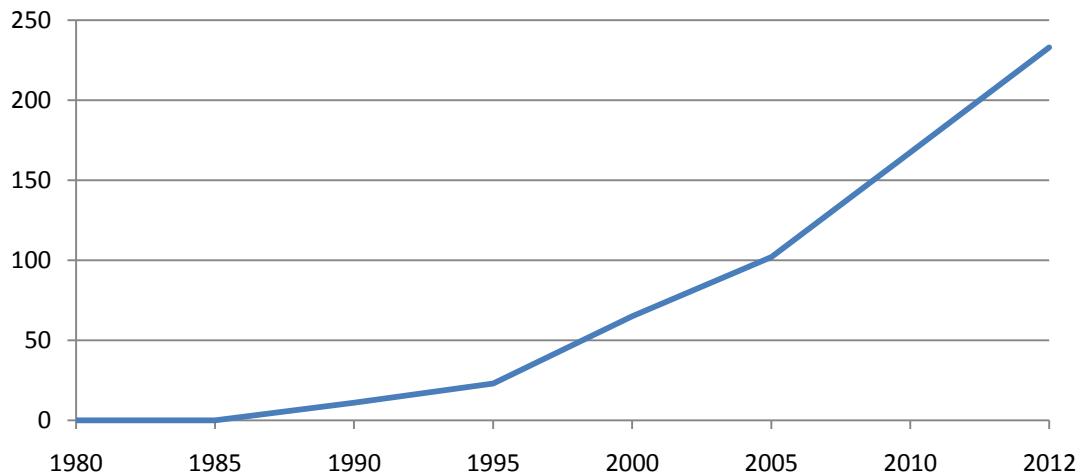


Figura 1: Evolución temporal del número de instalaciones en el Mundo [3].

En Europa, otra fuente de información disponible para analizar las instalaciones solares existentes es la plataforma de la Unión Europea “Solar District Heating” [4] que recopila información sobre sistemas solares térmicos instalados. En su base de datos, disponible online [5], puede verse el tamaño y tipo del campo de captadores, el volumen y tipo del acumulador, el propietario de la instalación y la ubicación de la planta. De los 131 sistemas recogidos 23 disponen de acumulador estacional. España cuenta con tres sistemas, dos aportan energía a polideportivos (situados en Haro y Badalona) y el tercero provee calor a la máquina de refrigeración de un edificio corporativo del grupo Inditex.

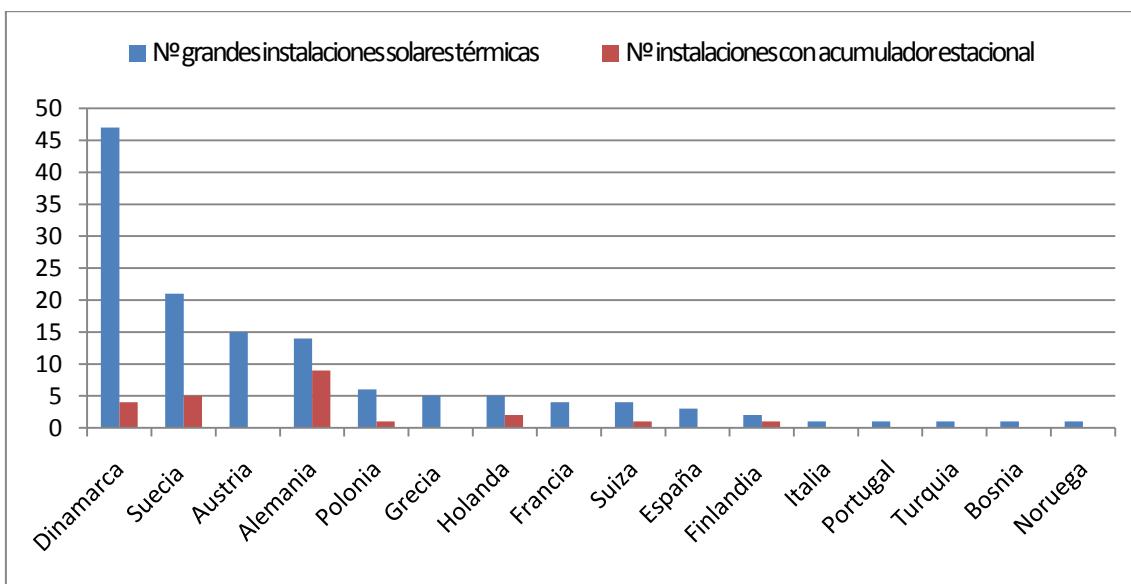


Figura 2: Distribución de las grandes instalaciones solares y acumuladores estacionales en Europa [5].

Los principales componentes de estas instalaciones son los captadores solares que constituyen el campo solar y el acumulador estacional. Como se ha visto anteriormente, la mayoría de las instalaciones solares de gran tamaño carecen de acumulador estacional, aunque se prevé que con el tiempo el número de acumuladores instalados aumente considerablemente.

Los captadores solares planos que se utilizan en instalaciones de gran tamaño tienen un diseño específico para estas aplicaciones. Arcon [6] es una empresa danesa que fabrica captadores solares de gran tamaño (Figuras 3 y 4). Cada captador solar tiene una superficie aproximada de 14 m², máximo tamaño que puede transportarse en vehículos estándar. El absorbéedor está compuesto por tubos de cobre conectados en los laterales y soldados a placas metálicas que hacen de aletas para aumentar la superficie de captación por tubo. La superficie de los tubos y de las aletas tiene un recubrimiento selectivo de alta absorbancia. Por el interior de los tubos del absorbéedor circula el fluido térmico que capta la energía solar. Este fluido puede ser agua o una mezcla de agua con glicol. Sobre el absorbéedor hay una cámara de aire cubierta mediante un vidrio templado, bajo en hierro y anti reflejos. En algunos modelos se utiliza una segunda capa intermedia transparente y muy fina de etil-tetrafluoroetileno (ETFE) que genera una segunda cámara de aire reduciendo las pérdidas de calor al exterior. El fondo y los laterales del absorbéedor están aislados térmicamente del exterior con una capa de lana mineral de espesor entre 30 mm y 80 mm. La carcasa del captador es de aluminio y protege al absorbéedor y al aislante del exterior además de sujetar el vidrio. El absorbéedor tiene holgura y se puede mover libremente para absorber las dilataciones que sufre debido a los cambios de temperatura entre el día y la noche.

Los captadores tienen una conexión de entrada y otra de salida en su configuración normal y se pueden conectar en serie. Las conexiones de estos captadores son sencillas y al colocarlos en serie se minimizan las necesidades de tuberías, conexiones y tiempo de montaje. Se pueden colocar filas de hasta 14 unidades. Conectar series largas de captadores supone mayores pérdidas de presión en el circuito hidráulico y por tanto mayor consumo eléctrico, pero series cortas implican mayores costes de montaje.

Vidrio con tratamiento antireflejos

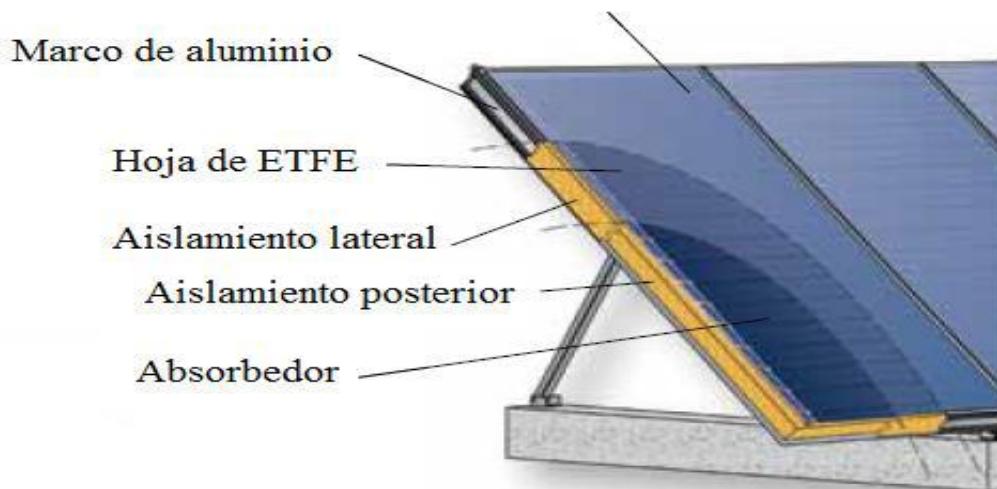


Figura 3: Esquema de composición de captador solar plano [6].

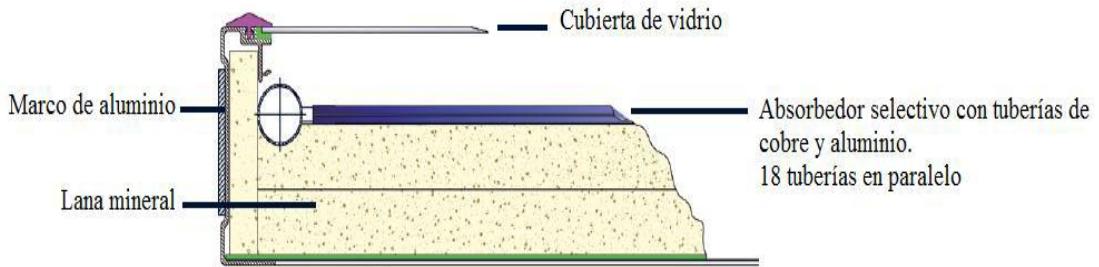


Figura 4: Esquema de composición (vista lateral) de captador solar plano [6].

Existen cuatro tipos de acumuladores estacionales [7]: 1) acumuladores térmicos en tanque de agua (water tank thermal energy storage, TTES); 2) acumuladores térmicos en balsa (pit thermal energy storage, PTES); 3) acumuladores térmicos en perforaciones en tierra (borehole thermal energy storage, BTES); 4) acumuladores térmicos en acuíferos (aquifer thermal energy storage, ATES).

Los acumuladores de tanque de agua y los de balsa son los que permiten acumular una mayor cantidad de calor por unidad de volumen, entre 60 y 80 kWh/m³. La principal diferencia entre los acumuladores de tanque y las balsas es el tipo de construcción elegido. Los tanques son estructuras sólidas aisladas y ubicadas sobre tierra o enterradas. Las balsas se construyen con materiales impermeabilizantes que pueden (o no) tener aislamiento en el fondo pero siempre presentan una cubierta flotante que está aislada térmicamente. Cuando los acumuladores de balsa se rellenan con una mezcla de grava y agua disminuye la capacidad de almacenamiento, hasta 30-50 kWh/m³.

El acumulador de conductos o perforaciones en tierra requiere de un terreno perforable con alta capacidad térmica, alta conductividad térmica y baja influencia hídrica. Puede almacenar entre 15 y 30 kWh/m³ y el coste de la instalación es inferior respecto de los tanques y otros sistemas de acumulación. Drake Landing, Braedstrup y otras plantas utilizan este tipo de acumulación.

Los acumuladores de energía térmica en acuíferos requieren la presencia de aguas subterráneas que no tengan caudales naturales de entrada y salida y que puedan utilizarse para acumular energía térmica. Estos acumuladores tienen una capacidad de almacenamiento de energía térmica entre 30 y 40 kWh/m³ y el coste es bajo.

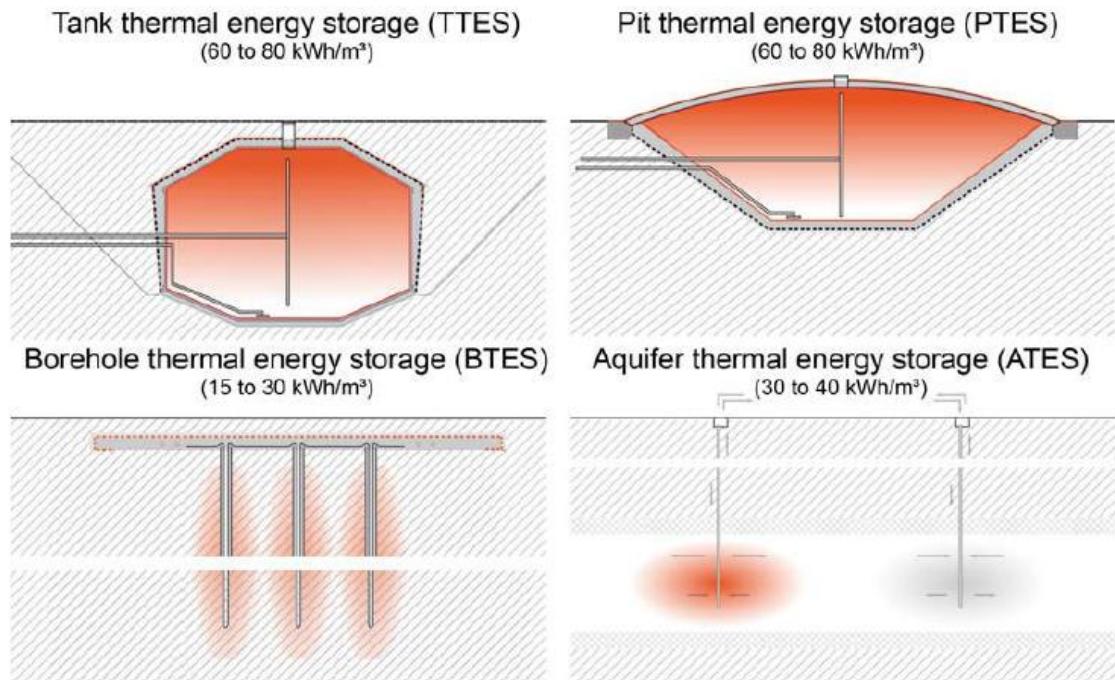


Figura 5: Cuatro tipos de acumulación estacional [7].

Schmidt et al. [8] han presentado un resumen de acumuladores estacionales existentes en Alemania y otros lugares de Europa. En la Figura 8 puede verse la relación entre la inversión inicial necesaria y el volumen equivalente de los acumuladores estacionales, apreciándose una fuerte reducción de costes al aumentar el tamaño de éstos.

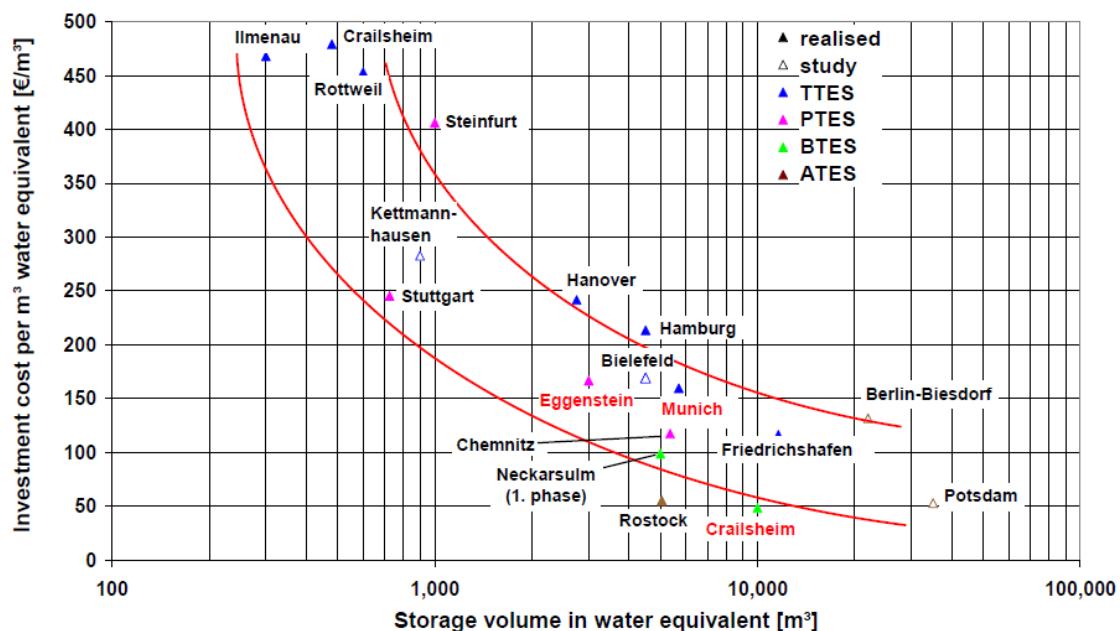


Figura 6: Coste de inversión de los sistemas de acumulación estacional [8].

Un ejemplo de planta de calefacción de distrito es la de Marstal, Dinamarca. Desde su primera instalación en 1996 la planta ha sufrido varias remodelaciones. La primera instalación contenía un campo de captadores de 8000 m^2 y un tanque de acero de 2100 m^3 como acumulador de energía térmica. En 1999 se amplió el tamaño de la instalación con 1000 m^2 de captadores solares planos y un acumulador de 3500 m^3 de agua y grava. En 2003 se añadieron 8000 m^2 de captadores solares planos además de un acumulador construido como una piscina cubierta de 10.000 m^3 . El coste de la instalación total fue de 7,3 millones de euros. Este sistema provee parte de las necesidades de calefacción de distrito de un total de 1420 usuarios con una superficie de viviendas de 209.769 m^2 cuya demanda anual es 19.039 MWh/año [9].



Figura 7: Planta solar térmica de Marstal [9].

Estos sistemas se calculan y diseñan mediante complejos y costosos programas de simulación como TRNSYS [10] que permiten simular su comportamiento dinámico mediante el cálculo secuencial en cortos períodos de tiempo de las variables energéticas y de estado (caudales, temperaturas, flujos de energía, etc.). Estos programas son de difícil acceso y poco provecho para un usuario que no sea experto en la materia. Para conseguir analizar sistemas CSHPSS de manera simplificada, e impulsar así su expansión comercial, se han realizado estudios que han dado lugar a diferentes métodos de cálculo. Estos métodos han sido validados y proporcionan resultados próximos a los obtenidos mediante simulación. Este trabajo está basado en el método desarrollado por los autores Guadalfajara, Lozano y Serra, denominado Método Simple [11].

En este trabajo se presenta una aplicación informática basada en el Método Simple como herramienta para el cálculo de sistemas CSHPSS. Esta aplicación tiene como fin acercar este tipo de instalaciones a los agentes económicos y sociales para que de manera sencilla puedan realizar diseños preliminares y estimar sus prestaciones energéticas, económicas y ambientales. Cabe la esperanza de que un método sencillo de cálculo llevado a cabo mediante una herramienta adecuada, pueda utilizarse ampliamente y sea de gran utilidad para el desarrollo de estos sistemas del mismo modo que el método f-Chart lo ha sido para los sistemas solares térmicos de ACS.

2. MÉTODO SIMPLE

Existen diferentes formas de calcular un sistema CSHPSS. La más completa y a la vez la más costosa es mediante simulaciones dinámicas con TRNSYS. Una desventaja del cálculo con TRNSYS es que requiere un alto conocimiento en estos sistemas y experiencia con el programa de simulación por lo que el cálculo tiene que ser llevado a cabo por un usuario especializado. Además estos cálculos son de larga duración. Por ello, han sido desarrollados varios métodos de cálculo más sencillos que facilitan el análisis de estos sistemas realizando un pre-diseño de la instalación próximo al resultado obtenido con simulación dinámica. Con estos métodos se pretende acercar los sistemas CSHPSS a un mayor número de gente para evaluar alternativas solares térmicas y fomentar así su expansión comercial. Algunos ejemplos de los métodos de cálculo que se han desarrollado son el método Lunde [12] y el método BKS [13]. El método que aquí se describe es el llamado Método Simple [11] y en él se basa la aplicación informática desarrollada para este proyecto.

El método simple parte de la posibilidad de realizar un cálculo aproximado mensual de la producción del campo de captadores y de la capacidad armonizadora entre demanda y producción del acumulador estacional. La producción del campo de captadores se calcula simulando su operación hora por hora a lo largo de un día tipo representativo del mes. Se supone que el acumulador estacional es un tanque de mezcla completa; es decir, mantiene una temperatura uniforme sin estratificación. La temperatura del tanque puede considerarse constante a lo largo del mes debido a la alta inercia térmica. A efectos del cálculo de las pérdidas de calor del acumulador y de la eficiencia del campo de captadores se utiliza la temperatura al comienzo del mes. El balance mensual permite calcular la temperatura del tanque al final del mes. La operación mensual del acumulador presenta dos modos diferentes a lo largo del año: carga y descarga. Cuando la captación solar supera a la demanda el acumulador opera en modo de carga. En caso contrario, es decir, cuando la demanda supera a la captación solar, opera en modo de descarga. El acumulador tiene unos límites de funcionamiento marcados por las temperaturas mínima y máxima que puede alcanzar. No puede ser descargado por debajo de la temperatura mínima y cuando se alcanza este límite una fuente auxiliar aporta el calor necesario para terminar de cubrir la demanda. El acumulador tampoco puede ser cargado por encima de la temperatura máxima. En este caso el sistema calcula la cantidad de calor captado que no ha podido ser consumido ni acumulado, que se considera por tanto desperdiciado.

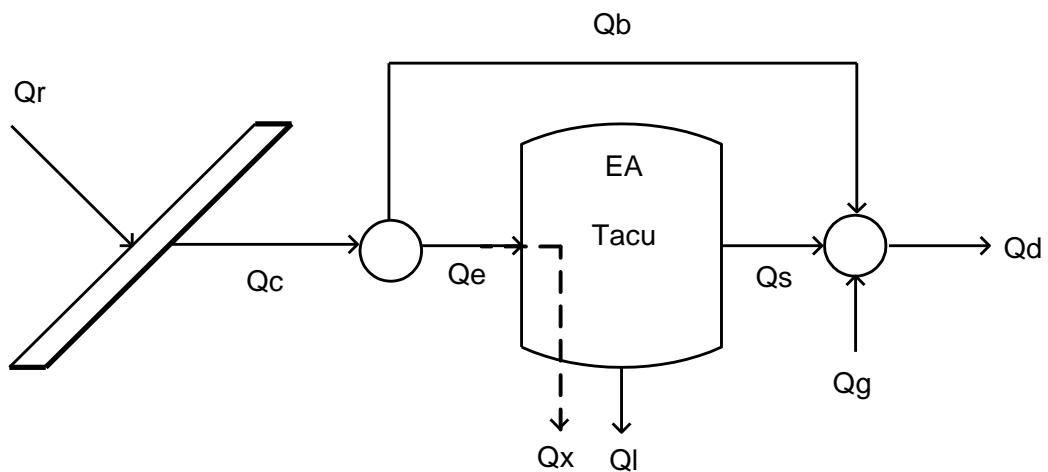


Figura 8: Diagrama de flujos de energía del sistema CSHPSS según el método simple.

El esquema del sistema CSHPSS identificando los flujos de energía que aparecen en el modelo simple se muestra en la Fig. 8. La planta de calor solar con acumulación estacional produce agua caliente para una red de calefacción de distrito con el apoyo de un calentador auxiliar. La demanda anual de energía es Q_d . La radiación solar incidente en los colectores Q_r es captada en parte Q_c . Una parte de Q_c irá a atender la demanda de modo inmediato Q_b y el resto si lo hay Q_e se envía al acumulador estacional para su consumo posterior. Si Q_c es insuficiente para atender la demanda se obtendrá calor del acumulador Q_s en primera instancia, y si no hay suficiente se pondrá en marcha el sistema de producción auxiliar Q_g . Como el acumulador está caliente tendrá una pérdida de calor Q_l . En principio, una gestión racional del sistema permitirá aprovechar todo el calor captado pero, si el volumen del acumulador es insuficiente, puede ser necesario despilfarrar una parte Q_x del mismo. Todas las magnitudes expresadas hasta ahora corresponden a flujos de calor. La energía térmica acumulada se representa por EA. T_{acu} es la temperatura homogénea del acumulador.

Según muestra la Fig. 9 el método simple se descompone en cuatro módulos secuenciales de cálculo. El primer módulo transforma información fácilmente disponible en la información horaria o mensual necesaria (radiación sobre superficie inclinada horaria, temperatura ambiente horaria, demanda mensual...). El segundo módulo calcula la producción mensual del campo de captadores con los valores de radiación y temperatura horaria del día tipo del mes y la temperatura del tanque al comienzo del mismo. El tercer módulo realiza un balance mensual entre producción, demanda y pérdidas determinando la carga/descarga del tanque, la energía auxiliar necesaria, la temperatura final del tanque y el despilfarro de energía en caso de que el tanque termine lleno. El cuarto módulo elabora un informe de los resultados: balance anual, rendimiento global y de equipos, fracción solar, etc.

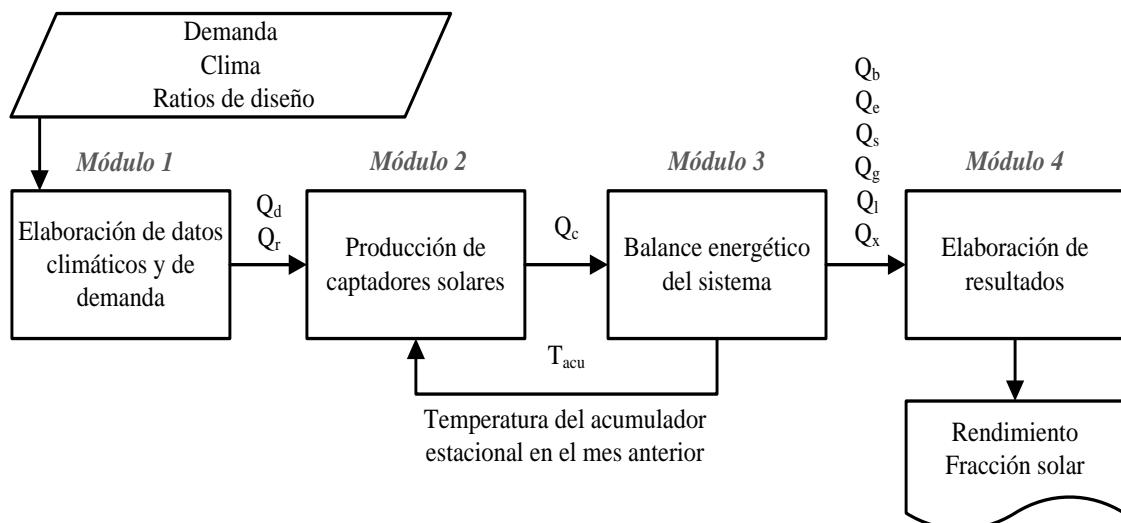


Figura 9: Flujos de información y módulos de cálculo en el método simple.

2.1 Datos del caso de aplicación

Para facilitar la evaluación de sistemas CSHPSS con el método simple se utilizan pocos datos fácilmente disponibles. Los datos de entrada mínimos necesarios son:

- Demanda anual de calefacción y ACS
- Latitud del lugar de instalación
- Radiación media diaria sobre superficie horizontal, dato mensual (H)
- Temperatura ambiente media, mínima y máxima, datos mensuales (Ta)
- Temperatura del agua de red, dato mensual (T_{red})
- Temperatura de referencia para los grados-día mensuales (T_{base})
- Albedo del terreno

En el caso de aplicación que exponemos aquí supondremos que la instalación se ubica en Zaragoza. El consumo anual de calefacción puede obtenerse de simulaciones de viviendas o de medidas reales. En España existen datos oficiales de demanda anual por unidad superficie para viviendas de nueva construcción publicados por el IDAE [14]. Para Zaragoza la demanda anual de calefacción es $40,6 \text{ kWh/m}^2$ y la demanda de ACS es $12,9 \text{ kWh/m}^2$. Suponiendo que la instalación se dimensiona para atender la demanda de 1000 viviendas de 100 m^2 , las demandas anuales a satisfacer serán $Q_{cal} = 4060 \text{ MWh}$ y $Q_{ACS} = 1290 \text{ MWh}$, dando un total de $Q_d = 5350 \text{ MWh}$.

Para el cálculo del sistema mediante modelos simples son necesarios datos geográficos y climáticos. La latitud de Zaragoza es $41,6^\circ$. La reflectancia del terreno utilizada (albedo) es 0,2. En la Tabla 1 se muestran los datos climáticos utilizados y se anota su procedencia.

Tabla 1: Datos climáticos para Zaragoza.

| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $T_{a\text{med}} (\text{°C})$ [15] | 6,4 | 8,4 | 10,9 | 13 | 17,2 | 21,3 | 24,5 | 24,4 | 20,7 | 15,5 | 10 | 7,1 |
| $T_{a\text{min}} (\text{°C})$ [15] | 2,4 | 3,5 | 5,2 | 7,4 | 11,2 | 14,8 | 17,6 | 17,8 | 14,7 | 10,3 | 5,8 | 3,5 |
| $T_{a\text{max}} (\text{°C})$ [15] | 10,3 | 13,3 | 16,6 | 18,7 | 23,2 | 27,7 | 31,5 | 31 | 26,7 | 20,7 | 14,3 | 10,7 |
| $T_{red} (\text{°C})$ [16] | 8 | 9 | 10 | 12 | 15 | 17 | 20 | 19 | 17 | 14 | 10 | 8 |
| $H (\text{MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{dia}))$ [17] | 6,4 | 9,8 | 13,8 | 17,4 | 21,5 | 23,8 | 25,3 | 22,5 | 16,5 | 11,6 | 7,5 | 5,7 |

Las variables de diseño son:

- Área útil del campo de captadores A (o $RAD = A / Q_d$ en $\text{m}^2/(\text{MWh/año})$)
- Volumen del acumulador estacional V (o $RVA = V / A$ en m^3/m^2)
- Ecuación de rendimiento del captador (k_0, k_1, k_2)
- Inclinación y orientación de los captadores
- Flujo mísico específico en los captadores (m_s)
- Eficacia del intercambiador (Eff)
- Temperatura de suministro (T_{cal})
- Temperatura de retorno (T_{ret})
- Temperatura mínima del acumulador (T_{min})
- Temperatura máxima del acumulador (T_{max})
- Coeficiente global de pérdidas de calor del acumulador (U_{acu})

Se realiza el cálculo de la operación anual con los ratios de diseño $RAD = 0,6$ y $RVA = 6$. Estos ratios implican un área de captadores $A = 3210 \text{ m}^2$ y un volumen del acumulador $V = 19.260 \text{ m}^3$. La red de distrito a la que atiende nuestro sistema funciona a $T_{\text{cal}} = 50^\circ\text{C}$ en suministro y $T_{\text{ret}} = 30^\circ\text{C}$ en retorno. La temperatura mínima del acumulador se supone igual a la de retorno $T_{\text{min}} = 30^\circ\text{C}$ y la máxima se impone en $T_{\text{max}} = 90^\circ\text{C}$. El ACS se sirve a la misma temperatura que la calefacción $T_{\text{ACS}} = 50^\circ\text{C}$.

Los captadores son del tipo ARCON HT-SA 28/10 [4] con rendimiento óptico $k_0 = 0,816$ y coeficientes de pérdidas $k_1 = 2,235 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ y $k_2 = 0,0135 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$. Se instalan orientados al Sur con una inclinación de 45° . El flujo mísico de entrada a los captadores $m_s = 20 \text{ (kg/h)}/\text{m}^2$ es adecuado para instalaciones solares centralizadas al favorecer la estratificación. La eficacia del intercambiador del campo solar es del 90% ($\text{Eff} = 0,90$).

Se supone que el acumulador es un recipiente cilíndrico dispuesto con su eje en vertical y enterrado. La relación de aspecto del acumulador estacional (altura/diámetro) es $RHD = 0,6$. Conocido el volumen del mismo V podemos calcular sus otras dimensiones. En nuestro caso ($D = 34,45 \text{ m}$; $H = 20,67 \text{ m}$; $A_{\text{acu}} = 4101 \text{ m}^2$). El coeficiente de transferencia de calor al terreno desde el tanque $U_{\text{acu}} = 0,12 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ se ha calculado considerando un aislamiento del de 25 cm de XPS (poliestireno extruido) de conductividad $0,03 \text{ W}/(\text{m} \cdot \text{K})$. La temperatura del terreno T_{ter} se supone constante a lo largo del año e igual a la temperatura media anual del aire ($15,0^\circ\text{C}$ en Zaragoza). Podemos calcular la capacidad de acumulación con el volumen y la diferencia de temperaturas ($T_{\text{max}} - T_{\text{min}}$) dando como resultado $EA_{\text{max}} = 1342 \text{ MWh}$.

2.2 Elaboración de datos (Módulo 1)

El módulo 1 calcula la radiación sobre superficie inclinada $q_r[\text{m},\text{h}]$ en W/m^2 y la temperatura del aire horaria $T_{\text{amb}}[\text{m},\text{h}]$ de un día tipo cada mes. Los métodos empleados se describen en [18]. Para el cálculo de la radiación sobre superficie inclinada se utiliza el modelo de cielo isotrópico [19]. La temperatura del aire a lo largo del día se calcula utilizando la correlación de Erbs [20]. Esta correlación usa las temperaturas mínima ($T_{\text{a,min}}$), máxima ($T_{\text{a,max}}$), y media mensual diaria ($T_{\text{a,med}}$).

La demanda anual de calefacción se distribuye mensualmente en función de los grados día en base 15°C . Se impone que el sistema no funcione en meses con consumo muy bajo introduciendo un filtro que lo anula si el valor en grados día en base 15 del mes es inferior al número de días del mes. El cálculo de los grados día se realiza mediante la correlación de Erbs [21] a partir de las temperaturas medias mensuales y de una temperatura base de 15°C .

Para realizar la distribución mensual de la demanda de ACS se ha utilizado la norma UNE 94002 [16] que estima la demanda en función de la temperatura de suministro T_{ACS} , la temperatura de la red (T_{red} , ver datos para Zaragoza en la Tabla 1) y el número de días del mes. La demanda mensual del sistema es la suma de las demandas de calefacción y agua caliente sanitaria.

Tabla 2: Datos y resultados correspondientes a la distribución mensual de la demanda.

| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|-------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|-------|-------|--------|
| $Q_{\text{cal}} (\text{MWh})$ | 885,3 | 689,6 | 580,9 | 307,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 161,5 | 546,7 | 888,4 |
| $Q_{\text{ACS}} (\text{MWh})$ | 125,3 | 110,5 | 119,3 | 109,7 | 104,4 | 95,3 | 89,5 | 92,5 | 95,3 | 107,4 | 115,5 | 125,3 |
| $Q_d (\text{MWh})$ | 1010,6 | 800,1 | 700,2 | 417,2 | 104,4 | 95,3 | 89,5 | 92,5 | 95,3 | 268,9 | 662,2 | 1013,7 |

Obsérvese que el método simple puede utilizarse sin aplicar los procedimientos de elaboración de datos aquí presentados. En este caso deberían suministrarse directamente al programa $T_{\text{amb}}(m, h)$, $q_r[m, h]$ y $Q_d[m]$, comenzando el cálculo en el módulo 2.

2.3 Producción solar (Módulo 2)

Para el cálculo de la producción de calor $q_c[m, h]$ en W/m^2 de los captadores se parte de la radiación incidente $q_r[m, h]$ y la diferencia de temperatura entre el captador y el ambiente. La temperatura del captador T_{cap} se calcula como la media entre la temperatura de entrada T_{ent} y la temperatura de salida T_{sal} del fluido. La temperatura de salida del captador depende de la temperatura de entrada al captador solar, el flujo específico m_s y el calor específico del fluido en el campo solar c_{ps} .

El fluido que circula por el campo de captadores transfiere calor al acumulador por medio de un intercambiador de placas con disposición de flujos a contracorriente. Suponiendo que los flujos que circulan por los circuitos primario (el flujo que circula por el campo solar) y secundario (el flujo que sale del fondo del acumulador para calentarse y retornar a la cabeza del mismo) tienen la misma capacidad calorífica y que la temperatura del acumulador a lo largo del mes se mantiene constante se obtiene la ecuación que completa el sistema que permite calcular T_{ent}

La radiación mensual Q_r y la producción mensual de calor del campo de captadores Q_c es la suma de los valores horarios multiplicado por el área del campo de captadores A y el número de días del mes. La Tabla 4 muestra la producción solar horaria y mensual en el ejemplo considerado.

Tabla 3: Producción solar $\{q_c[m, h]\}$ en W/m^2 y $Q_c[m]$ en MWh/mes .

| Hora\mes | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 7 | 0 | 0 | 0 | 13 | 46 | 33 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 0 | 41 | 82 | 116 | 155 | 146 | 135 | 86 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 91 | 156 | 202 | 231 | 274 | 267 | 270 | 226 | 126 | 47 | 0 | 27 |
| 10 | 192 | 273 | 321 | 342 | 385 | 379 | 396 | 359 | 251 | 170 | 94 | 126 |
| 11 | 276 | 367 | 416 | 429 | 471 | 466 | 494 | 464 | 352 | 269 | 184 | 208 |
| 12 | 324 | 421 | 470 | 479 | 520 | 515 | 550 | 523 | 410 | 327 | 236 | 255 |
| 13 | 327 | 424 | 474 | 482 | 524 | 519 | 554 | 528 | 414 | 331 | 239 | 257 |
| 14 | 284 | 376 | 426 | 439 | 482 | 478 | 508 | 478 | 366 | 282 | 195 | 215 |
| 15 | 204 | 287 | 338 | 358 | 402 | 398 | 418 | 383 | 274 | 191 | 111 | 138 |
| 16 | 106 | 176 | 224 | 253 | 296 | 292 | 299 | 257 | 156 | 74 | 8 | 43 |
| 17 | 10 | 62 | 106 | 140 | 180 | 175 | 168 | 120 | 30 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 0 | 0 | 2 | 36 | 70 | 60 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Mes | 180,6 | 232,2 | 304,6 | 319,7 | 379,0 | 359,1 | 382,1 | 340,6 | 229,2 | 168,2 | 102,8 | 126,2 |

2.4 Balance mensual (Módulo 3)

El balance mensual del sistema requiere vigilar las condiciones de carga mínima y máxima del acumulador. Esto permite calcular la carga y descarga del tanque cumpliendo estos límites, determinar si es necesario consumir energía auxiliar para atender la demanda ó despilfarrar parte del calor "teóricamente" captado. Todos los flujos de calor que aparecen en las ecuaciones del módulo 3 se expresan en MWh/mes.

Se ha comprobado con datos de radiación en España, que empleando el colector seleccionado y el caudal específico impuesto, el agua caliente producida en el campo de captadores tendrá una temperatura media igual o superior a la de suministro incluso en los meses más fríos. La variable Q_e expresa la cantidad de calor que se acumula en el mes. Se impone que el calor captado atenderá primero la demanda y solo una vez cubierta en su totalidad quedara un remanente Q_e que estará disponible para cargar el acumulador estacional. También se obtiene como resultado la medida Q_b en que el calor captado en el mes atiende la demanda del mes.

La transferencia de calor al ambiente desde el acumulador Q_i se calcula multiplicando el coeficiente de transferencia de calor U_{acu} en $W/(m^2 \cdot K)$ por la superficie del tanque A_{acu} en m^2 , por la diferencia de temperatura entre el tanque (T_{acu}) y el terreno (T_{ter}), y por el número de horas del mes. Se utiliza la temperatura del acumulador al comienzo del mes para calcular las pérdidas de calor durante el mes.

Para determinar el proceso de descarga del tanque se emplea la variable intermedia Q_{sx} que expresa la máxima cantidad de calor que puede ser descargada. A continuación se determina la necesidad de calor auxiliar Q_g a lo largo del mes. Finalmente se calcula la cantidad de calor descargado Q_s como diferencia entre la demanda y la suma de la producción directa Q_b y del calor auxiliar. El calor solar mensual producido por el sistema Q_{solar} es la suma del calor solar producido y consumido en el mes más el calor mensual descargado del acumulador.

La carga teórica del acumulador al final del mes EA_x se calcula sin considerar el límite de temperatura. La carga real EA será la calculada siempre que no supere a la máxima y la temperatura en el acumulador al final del mes se calcula a partir de la carga real.

Con lo mencionado anteriormente se determinan los flujos de calor del sistema durante el mes y la energía acumulada al final del mismo a partir del conocimiento de la energía inicial presente en el acumulador; es decir, de la energía acumulada con que terminó el mes anterior. Para el cálculo de las pérdidas de calor Q_i también se requiere la temperatura del acumulador T_{acu} en dicho momento.

Las instalaciones reales cuentan con sistemas de seguridad que paran las bombas si la temperatura en el acumulador alcanza el valor máximo, $T_{max} = 90^\circ C$ en nuestro caso. El cálculo de la instalación se realiza para un ciclo anual en el cual la carga de energía y la temperatura del acumulador al finalizar el año es la misma que al comenzar el año.

En la versión inicial del Método Simple no se incluyeron en el cálculo el consumo de energía eléctrica de bombas ni las posibles pérdidas de calor en las tuberías del campo de captadores, pérdidas de calor en intercambiadores de calor o pérdidas de calor en otros equipos auxiliares. Tampoco las pérdidas de calor de la red de distribución.

2.5 Resultados (Módulo 4)

Lo primero que se calcula en el módulo 4 es la magnitud anual de los flujos de energía (Q_d , Q_r , Q_c , Q_b , Q_e , Q_x , Q_l , Q_s , Q_g y Q_{solar}). El balance anual del sistema de los flujos de entrada y salida debe dar cero puesto que el cálculo se realiza para un ciclo anual.

$$Balance_{anual} = Q_c + Q_g - Q_d - Q_l - Q_x \quad (1)$$

La fracción solar del sistema FS y el rendimiento del campo de captadores η_{col} pueden calcularse en base mensual y anual.

$$FS = Q_{solar} / Q_d \quad (2)$$

$$\eta_{col} = Q_c / Q_r \quad (3)$$

El rendimiento del acumulador estacional η_{acu} y el rendimiento global del sistema solar η_{sis} solo pueden determinarse en base anual.

$$\eta_{acu} = Q_s / Q_e \quad (4)$$

$$\eta_{sis} = Q_{solar} / Q_r \quad (5)$$

La Tabla 4 muestra los resultados para el caso analizado. La fracción solar anual conseguida es del 55,7%. Puesto que la temperatura máxima del acumulador no alcanza el máximo de funcionamiento cabe la posibilidad de aumentar el área de captadores para mejorar el funcionamiento de la instalación.

Tabla 4: Resultados (Q en MWh/mes y MWh/año)

| | Q_r | Q_c | Q_x | Q_l | Q_d | Q_{solar} | Q_g | FS | η_{col} | η_{acu} | η_{sis} |
|-----|-------|-------|-------|-------|--------|-------------|-------|-------|--------------|--------------|--------------|
| Ene | 304,8 | 180,6 | 0 | 5,5 | 1010,6 | 108,6 | 830,0 | 0,179 | 0,592 | | |
| Feb | 358,9 | 232,2 | 0 | 4,9 | 800,1 | 232,2 | 569,7 | 0,290 | 0,647 | | |
| Mzo | 457,9 | 304,6 | 0 | 5,3 | 700,2 | 304,6 | 395,6 | 0,435 | 0,665 | | |
| Abr | 469,9 | 319,7 | 0 | 5,1 | 417,2 | 319,7 | 97,6 | 0,766 | 0,680 | | |
| May | 536,1 | 379,0 | 0 | 5,2 | 104,4 | 104,4 | 0 | 1 | 0,707 | | |
| Jun | 542,8 | 359,1 | 0 | 9,3 | 95,3 | 95,3 | 0 | 1 | 0,662 | | |
| Jul | 609,8 | 382,1 | 0 | 13,7 | 89,5 | 89,5 | 0 | 1 | 0,627 | | |
| Ago | 604,8 | 340,6 | 0 | 18,3 | 92,5 | 92,5 | 0 | 1 | 0,563 | | |
| Sep | 501,0 | 229,2 | 0 | 21,3 | 95,3 | 95,3 | 0 | 1 | 0,458 | | |
| Oct | 446,2 | 168,2 | 0 | 23,9 | 268,9 | 268,9 | 0 | 1 | 0,377 | | |
| Nov | 337,8 | 102,8 | 0 | 21,2 | 662,2 | 662,2 | 0 | 1 | 0,304 | | |
| Dic | 288,4 | 126,2 | 0 | 12,4 | 1013,7 | 553,3 | 480,4 | 0,526 | 0,438 | | |
| AÑO | 5458 | 3124 | 0 | 146 | 5350 | 2978 | 2372 | 0,557 | 0,572 | 0,880 | 0,540 |

2.6 Validación del Método Simple

Para la validación del Método Simple se han comparado los resultados obtenidos con los resultados de otros métodos de cálculo de CSHPSS. Hay que tener en cuenta que el Método Simple no pretende ser un sustitutivo de las simulaciones dinámicas para el cálculo de sistemas CSHPSS, sino una herramienta válida para el pre-diseño de este tipo de instalaciones. Para ello hay que comparar los resultados con centrales reales en operación para una correcta aceptación y validación del método.

Se presentan en la Tabla 5 resultados de la comparación del Método Simple propuesto con métodos simples de otros autores [11, 12]. El método de Lunde produce unos resultados ($FS = 62\%$, $\eta_{col} = 62\%$, y $\eta_{sis} = 59\%$) más optimistas que el método de Braun ($FS = 58\%$, $\eta_{col} = 60\%$, y $\eta_{sis} = 57\%$), y el método aquí propuesto da los resultados más conservadores ($FS = 56\%$, $\eta_{col} = 57\%$, y $\eta_{sis} = 54\%$).

Tabla 5: Comparación de métodos de cálculo.

| | | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|----------------------|--------------|-----|-----|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|-----|
| Método simple | Q_c | 181 | 232 | 305 | 320 | 379 | 359 | 382 | 341 | 229 | 168 | 103 | 126 |
| | T_{acu} | 30 | 30 | 29 | 29 | 41 | 52 | 65 | 75 | 80 | 75 | 49 | 30 |
| | FS | 18% | 29% | 44% | 77% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 53% |
| | η_{col} | 59% | 65% | 67% | 68% | 71% | 66% | 63% | 56% | 46% | 38% | 30% | 44% |
| Método de Braun [23] | Q_c | 203 | 261 | 332 | 336 | 387 | 367 | 393 | 351 | 240 | 181 | 119 | 138 |
| | T_{acu} | 30 | 30 | 30 | 31 | 38 | 50 | 63 | 75 | 83 | 83 | 68 | 43 |
| | FS | 25% | 29% | 38% | 69% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 65% | 58% |
| | η_{col} | 65% | 70% | 72% | 72% | 74% | 70% | 66% | 59% | 48% | 39% | 34% | 46% |
| Método de Lunde [24] | Q_c | 205 | 260 | 355 | 356 | 387 | 366 | 388 | 357 | 258 | 205 | 157 | 167 |
| | T_{acu} | 30 | 30 | 30 | 30 | 42 | 54 | 67 | 78 | 84 | 80 | 57 | 30 |
| | FS | 19% | 32% | 50% | 84% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% | 74% |
| | η_{col} | 66% | 70% | 72% | 73% | 72% | 67% | 63% | 58% | 49% | 44% | 47% | 58% |

Otros estudios más detallados de comparación de métodos, incluyendo la comparación con un modelo TRNSYS de simulación dinámica, se muestran en el artículo de Guadalfajara et al. [22].

Nota final: En la presentación del Método Simple se han excluido deliberadamente las ecuaciones e inecuaciones del modelo matemático. En el Anexo A se recoge toda la información necesaria para reproducir los resultados aquí mostrados.

3. APPLICACIÓN DE CÁLCULO

En este capítulo se va a describir la aplicación realizada para el cálculo de sistemas CSHPSS basada en el Método Simple. Esta descripción tratará de destacar los aspectos más relevantes de la aplicación. Una descripción más detallada, a modo de “Manual de usuario”, se encuentra en el Anexo B.

Esta aplicación desarrollada con el programa EES [25] permite dimensionar los principales equipos (campo solar y acumulador estacional) y estimar el funcionamiento mensual de una central solar térmica con acumulación estacional. Como ya se ha comentado, la aplicación basada en el Método Simple, estima el funcionamiento mensual de la central, calculando los flujos de calor, fracción solar, rendimientos de los equipos, y a su vez datos económicos como los costes de inversión, costes anuales y coste de calor solar, auxiliar y total. Como su nombre indica el método basa su cálculo en ecuaciones y correlaciones más “sencillas” que otros métodos de cálculo (TRNSYS [9]) favoreciendo así el desarrollo de una aplicación informática de fácil manejo para el dimensionado de estas instalaciones.

La aplicación se ha diseñado de manera que pueda ser usada por un usuario con un conocimiento básico de estas instalaciones. Solamente es necesario imponer cuatro datos generales para el cálculo de un caso:

- Localización geográfica
- Número de viviendas
- Ratio Área de captadores / Demanda
- Ratio Volumen del acumulador / Área de captadores

Sin embargo, otros datos más específicos pueden ser modificados en las distintas pantallas de la aplicación.

La aplicación se compone de seis ventanas diferentes: la ventana Inicio y otras cinco ventanas correspondientes a los diversos apartados donde se pueden modificar los datos específicos y ver resultados correspondientes a ese ámbito. Los diferentes apartados son: 1) campo solar; 2) acumulador estacional; 3) demanda de calor; 4) análisis económico; y 5) análisis ambiental. El acceso a cada apartado se realiza desde la ventana “Inicio”; por lo tanto, cada apartado cuenta con un botón de regreso situado en la parte superior derecha de la ventana.

La aplicación está escrita en inglés debido a su enfoque como herramienta de cálculo de plantas solares térmicas con acumulador estacional en Europa. La base de datos existente cuenta con un total de sesenta y tres ciudades europeas, pero también se ofrece la posibilidad de incluir una ciudad diferente en caso de que fuera necesario. El proceso para incluir información sobre una nueva ciudad en la aplicación se detalla en el Anexo B (apartado 8).

3.1 Ventana de inicio

Al abrir la aplicación se muestra su ventana principal en la que se pueden distinguir varias zonas: entrada de datos, acceso a los diferentes apartados y resultados.

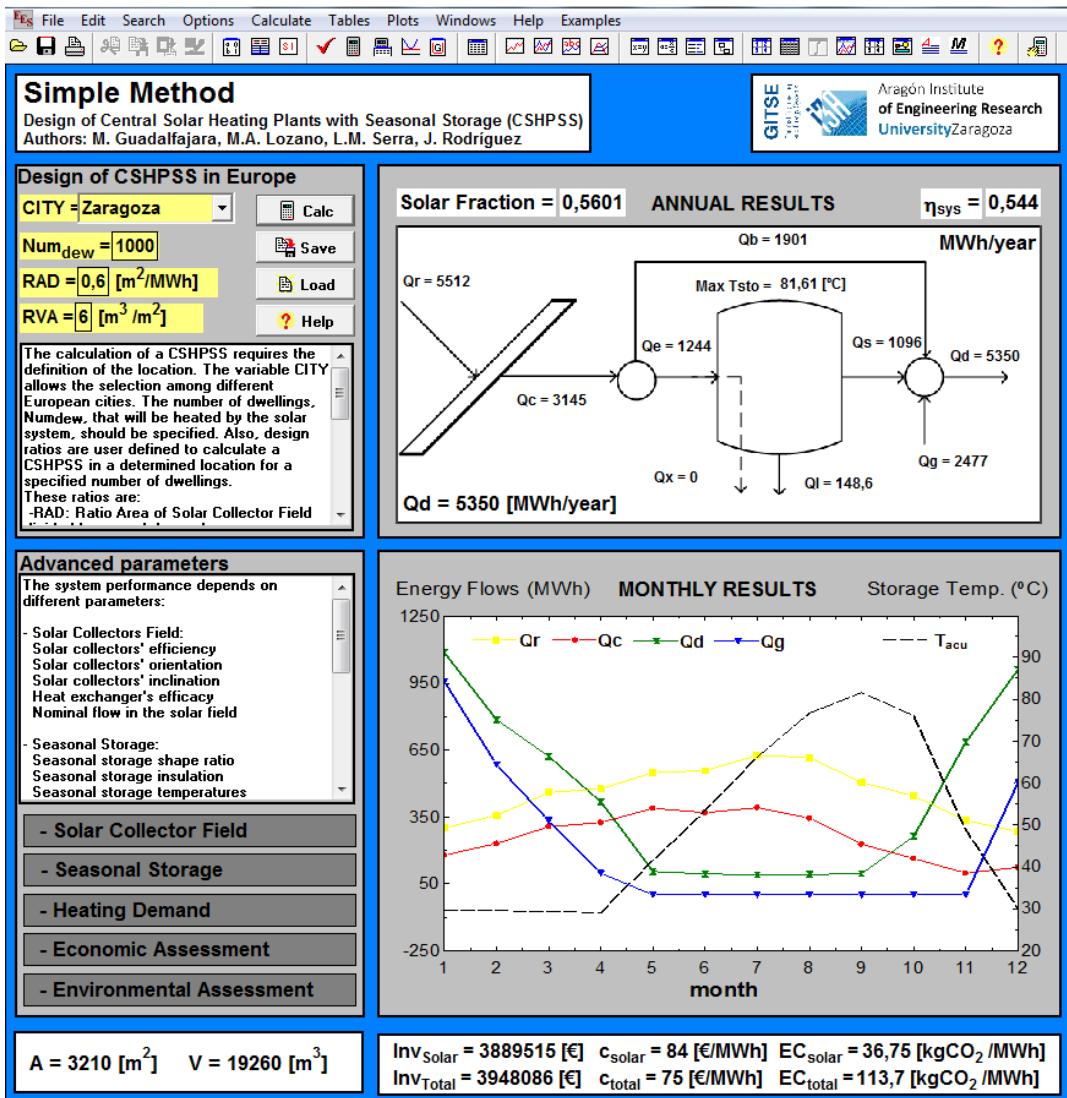


Figura 10: Ventana de inicio.

En la parte superior izquierda se resaltan en color amarillo las cuatro variables de diseño principales anteriormente mencionadas. Junto a estas variables se encuentran los botones de las acciones de cálculo, guardar, cargar, y ayuda.

Debajo de los textos explicativos de funcionamiento y contenido de la aplicación se encuentran los botones de acceso a las ventanas de los diferentes apartados. En la parte derecha de la ventana se encuentran dos gráficas, en la superior se muestran los valores anuales de los flujos de calor, y en la inferior se muestran los valores mensuales. Por último, en la parte inferior de esta ventana, se pueden observar los valores de área de captadores y volumen de acumulación, y a su derecha, la inversión inicial costes por unidad de energía y emisiones de gases de efecto invernadero, tomando el CO₂ como gas de referencia.

Las ventanas de los distintos apartados se organizan todas de manera similar, diferenciando dos zonas, la entrada de datos y los resultados obtenidos. Los parámetros modificables por el usuario se encuentran en la parte superior de la ventana y sombreadas de amarillo para facilitar su localización. A su derecha está situado un texto que describe los parámetros y señala los valores recomendados cuando es preciso. En la parte inferior de la ventana se encuentran los resultados más relevantes del apartado. Los resultados se muestran en valor numérico, modo gráfico o diagrama de flujos. Para volver a la ventana de Inicio se pulsa en el botón situado en la parte superior derecha.

3.2 Campo solar

En este apartado se muestra lo relativo al campo de captadores. Las variables que el usuario puede modificar son las siguientes: 1) rendimiento óptico del captador; 2) coeficiente de primer orden; 3) coeficiente de segundo orden; 4) inclinación de los paneles solares; 5) orientación del campo de captadores; 6) reflectancia del terreno; 7) caudal del fluido caloportador; 8) propiedades del fluido (densidad y calor específico); y 9) eficacia del intercambiador de calor. Los resultados que se muestran en la parte inferior son el área de captación, el rendimiento anual del campo de captadores y una gráfica con valores mensuales de la fracción solar, el rendimiento, y los flujos de radiación y calor captado.

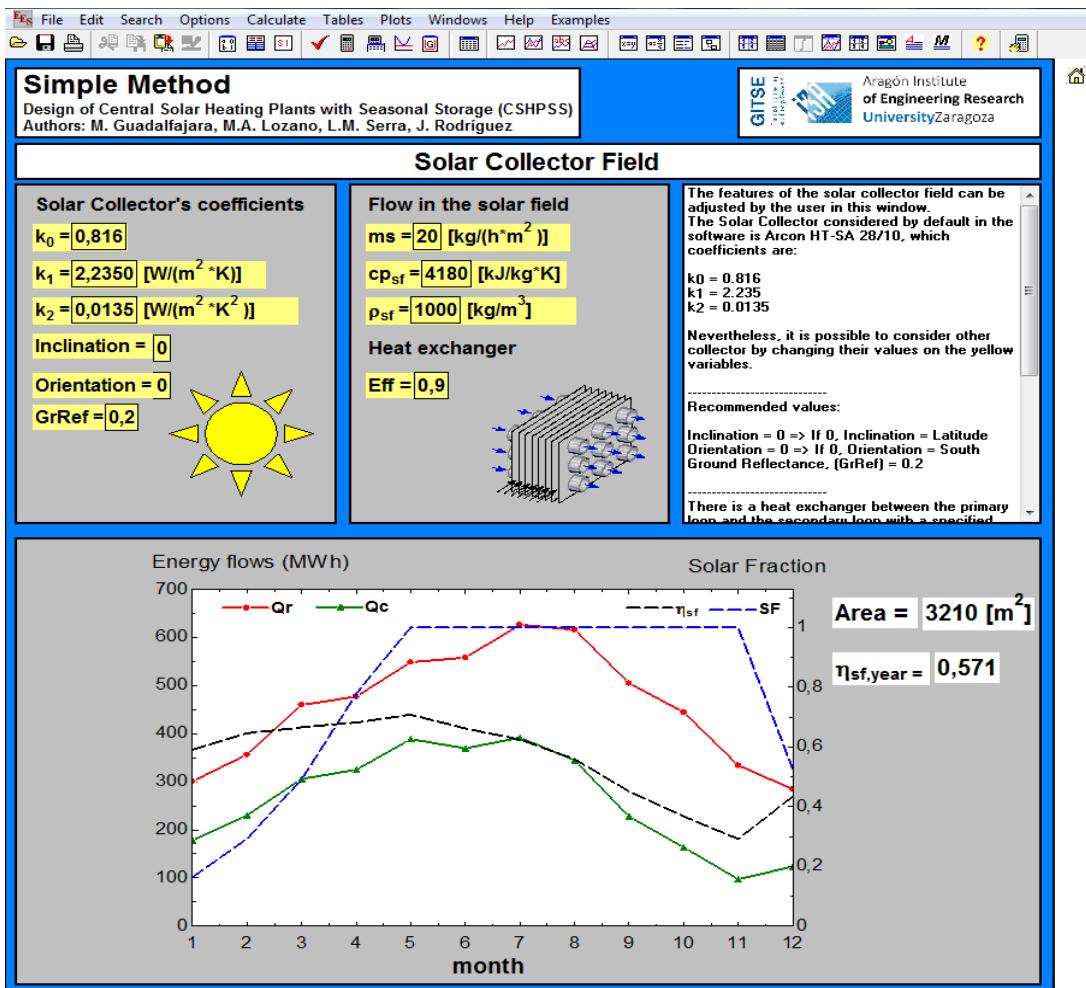


Figura 11: Ventana del campo de captadores.

3.3 Acumulador estacional

En este apartado se muestra lo relativo al acumulador estacional. Las variables modificables por el usuario son: 1) relación altura/diámetro del acumulador; 2) temperaturas máxima y mínima del acumulador; 3) coeficiente global de transferencia de calor con el terreno; y 4) propiedades del acumulador (densidad y calor específico). En la parte inferior de la ventana se muestran los resultados numéricos del volumen de acumulación y rendimiento anual del acumulador y dos gráficas de flujos mensuales de calor (Q_s , Q_i , Q_x) y temperatura del acumulador a lo largo del año.

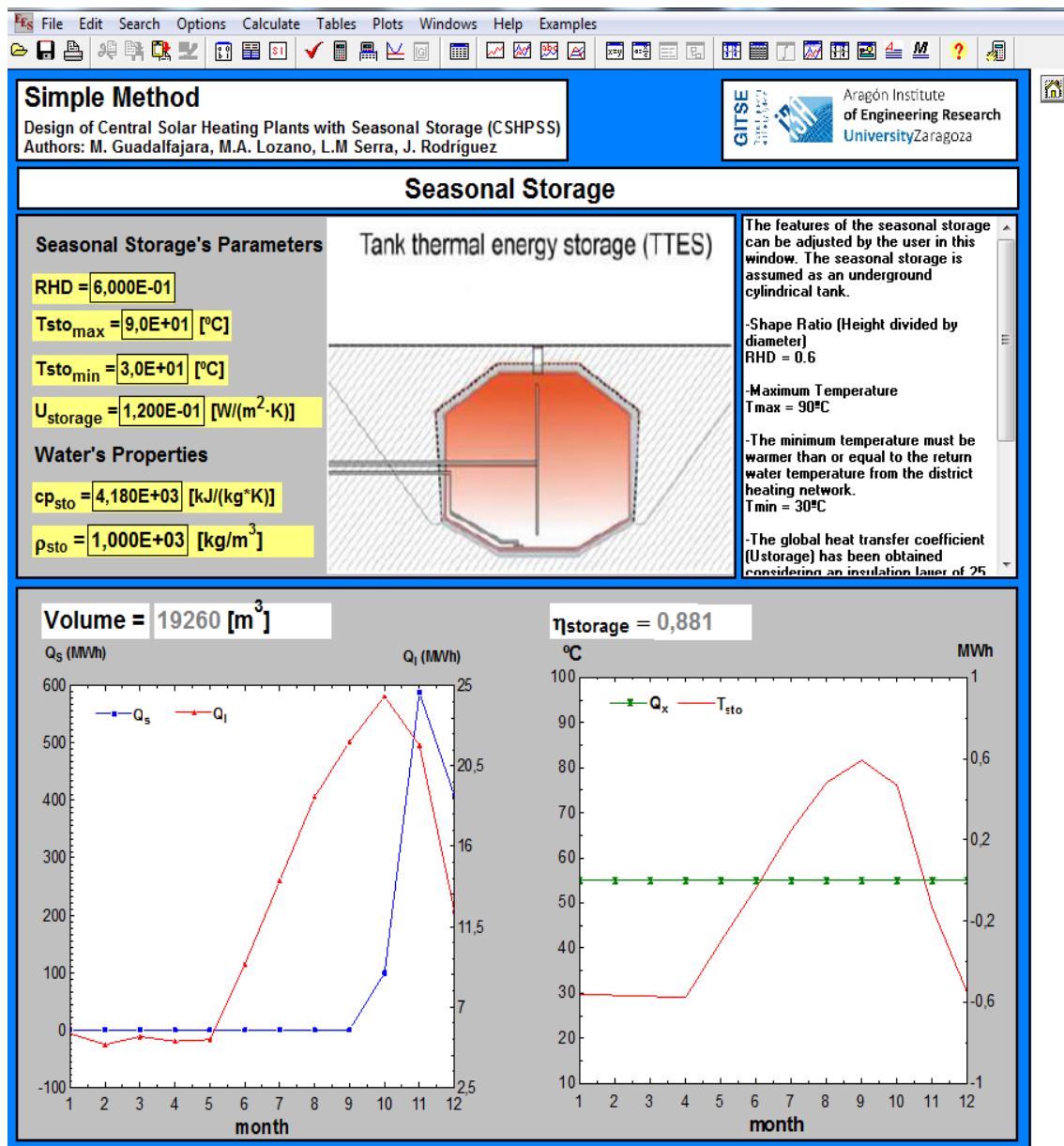


Figura 12: Ventana del acumulador estacional.

3.4 Demanda de calor

En este apartado se muestra lo relativo a la demanda de calor, diferenciada en calefacción y agua caliente sanitaria (ACS). Las variables modificables son: 1) superficie de vivienda; 2) temperatura base para el cálculo de la demanda de calefacción; 3) consumo de ACS por persona; y 4) espacio ocupado por persona. Los resultados que se muestran son los valores anuales de demanda y una gráfica con los valores mensuales de calefacción y ACS, y la variación mensual de la temperatura ambiente.

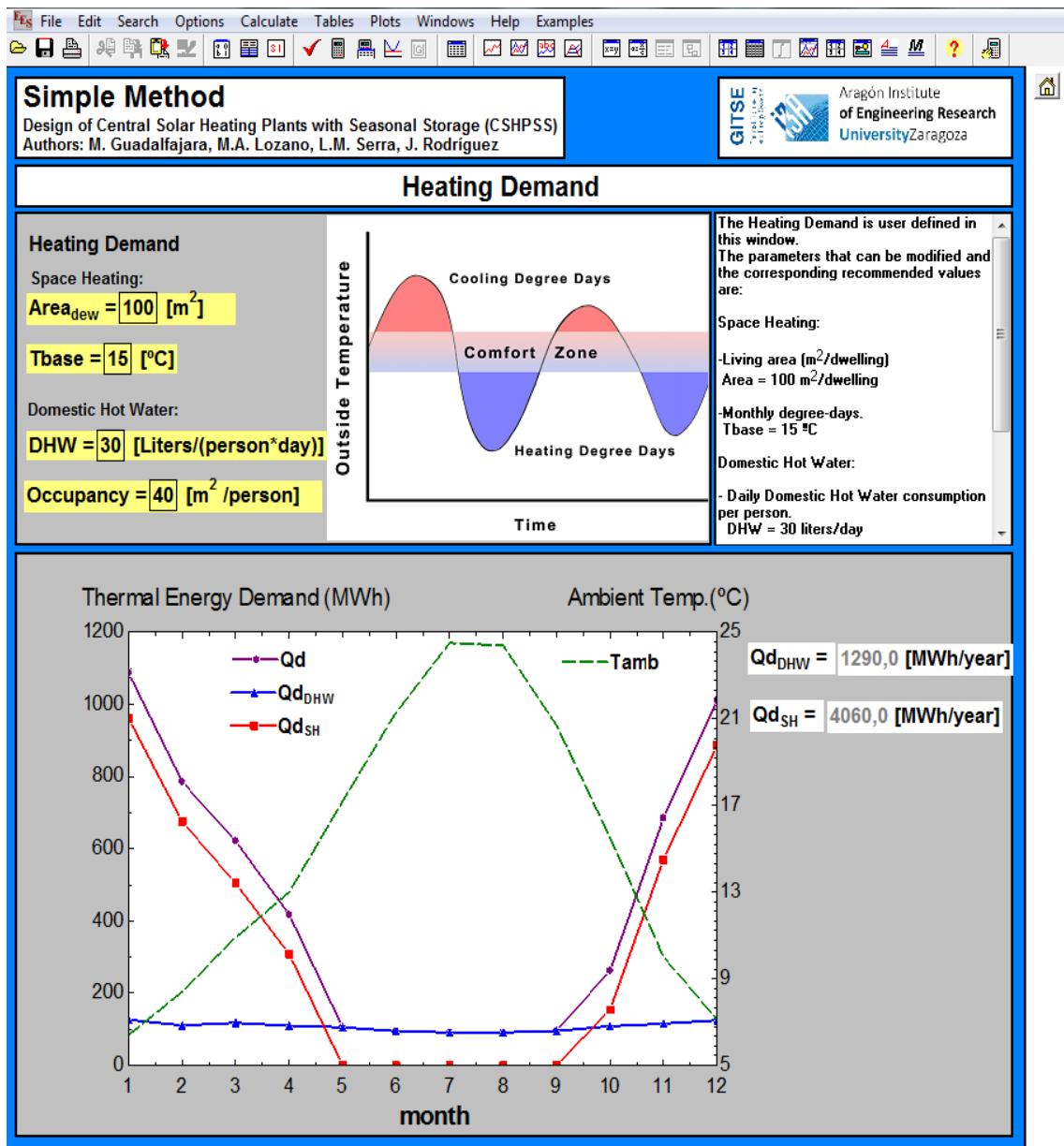


Figura 13: Ventana de demanda de calor.

3.5 Análisis económico

En este apartado se realiza un análisis económico del CSHPSS. Para ello el usuario debe introducir las siguientes variables: 1) tasa de interés; 2) precio de la energía auxiliar; 3) rendimiento del sistema auxiliar; y 4) precio de la electricidad. También se especifica el parámetro α cuya explicación queda detallada en el Anexo A (apartado 7). Los resultados que se presentan son: las inversiones en los equipos y del total del sistema, los costes anuales de operación y mantenimiento, y los costes del calor solar, auxiliar y total. Además, se muestra gráficamente el resultado de un análisis de sensibilidad de los costes por unidad de energía en función del tipo de interés.

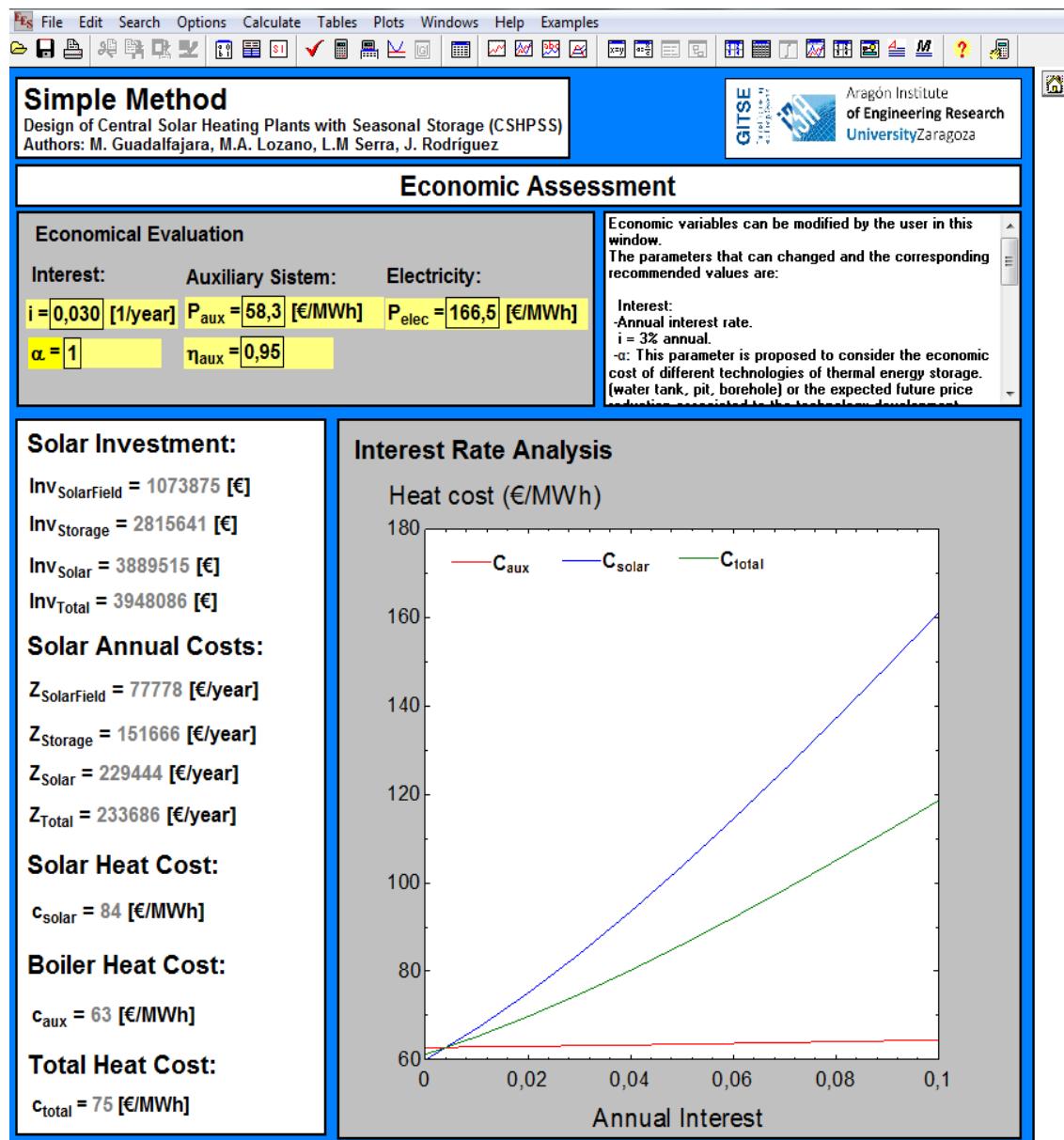


Figura 14: Ventana del análisis económico.

3.6 Análisis ambiental

En este apartado se muestran los resultados del análisis ambiental, basado en el trabajo sobre el análisis del ciclo de vida desarrollados por Raluy et al. [26]. Las ecuaciones detalladas para la realización del análisis ambiental se muestran en el Anexo A (apartado 8). Se presentan dos estudios, uno en función de las emisiones de gases de efecto invernadero expresadas en kg·CO₂ equivalente, y otro en función de la energía primaria consumida.

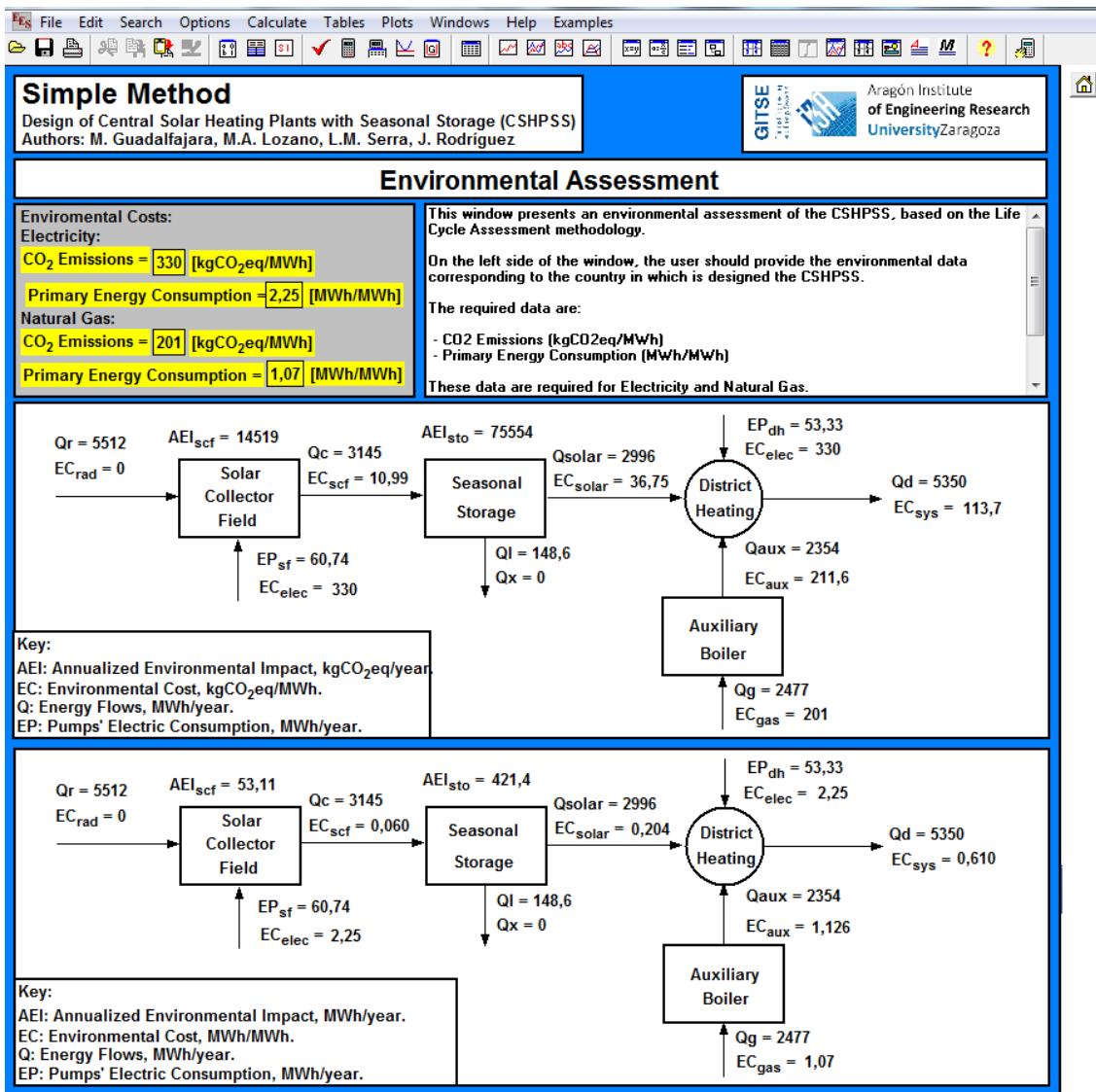


Figura 15: Ventana del análisis ambiental.

Para realizar un análisis ambiental correcto es importante modificar las variables de los impactos medioambientales en función de la localización en la que se quiere realizar el cálculo, ya que estos valores pueden variar de un país a otro considerablemente. Como resultados se muestran dos diagramas de flujos con las emisiones calculadas para los diferentes equipos o flujos de calor.

4. RESULTADOS

4.1 Análisis del caso de aplicación

Partiendo del caso base definido y analizado en el Capítulo 2, sistema de 1000 viviendas de 100 m² situado en Zaragoza, se van a mostrar en este capítulo los resultados más relevantes de los análisis físico y económico. Las ecuaciones detalladas con las que han sido calculados estos resultados se describen en el Anexo A. Se recopilan en la siguiente tabla los resultados mensuales y anuales obtenidos para el caso descrito.

Tabla 6: Resultados mensuales y anuales para el caso base (Zaragoza, 1000 viviendas, RAD = 0.6, RVA = 6).

| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic | Año |
|--------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Q _d (MWh) | 1011 | 800 | 700 | 417 | 104 | 95 | 90 | 92 | 95 | 269 | 662 | 1014 | 5350 |
| Q _r (MWh) | 305 | 359 | 458 | 470 | 536 | 543 | 610 | 605 | 501 | 446 | 338 | 288 | 5458 |
| Q _c (MWh) | 181 | 232 | 305 | 320 | 379 | 359 | 382 | 341 | 229 | 168 | 103 | 126 | 3124 |
| Q _b (MWh) | 181 | 232 | 305 | 320 | 104 | 95 | 90 | 93 | 95 | 168 | 103 | 126 | 1911 |
| Q _e (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 275 | 264 | 293 | 248 | 134 | 0 | 0 | 0 | 1213 |
| Q _s (MWh) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 101 | 559 | 407 | 1067 |
| Q _i (MWh) | 5.5 | 4.9 | 5.3 | 5.1 | 5.2 | 9.3 | 13.7 | 18.3 | 21.3 | 23.9 | 21.2 | 12.4 | 146 |
| Q _x (MWh) | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 0.0 |
| Q _{solar} (MWh) | 181 | 232 | 305 | 320 | 104 | 95 | 90 | 93 | 95 | 269 | 662 | 533 | 2979 |
| Q _g (MWh) | 830 | 568 | 396 | 98 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 480 | 2372 |
| EA (MWh) | -6 | -10 | -16 | -21 | 249 | 503 | 782 | 1012 | 1125 | 1000 | 419 | 0 | --- |
| T _{acu} (°C) | 29.8 | 29.5 | 29.3 | 29.1 | 41.1 | 52.5 | 65.0 | 75.3 | 80.3 | 74.7 | 48.8 | 30.0 | --- |
| FS (%) | 18 | 29 | 44 | 77 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 100 | 53 | 56 |
| η _{col} (%) | 59 | 65 | 67 | 68 | 71 | 66 | 63 | 56 | 46 | 38 | 30 | 44 | 57 |
| η _{acu} (%) | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 88 |
| η _{sis} (%) | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | 54 |

Además de los resultados físicos del sistema, se lleva a cabo un análisis económico de la instalación. Con datos procedentes de trabajos anteriores [27-28] se estima el coste de los equipos principales: inversión del campo de colectores (Inv_{col}) y del acumulador estacional (Inv_{acu}) expresadas en euros (€).

$$\text{Inv}_{\text{col}} = 740 \cdot A^{0.860} \quad (6)$$

$$\text{Inv}_{\text{acu}} = \alpha \cdot 4660 \cdot V^{0.615} \quad (7)$$

Los exponentes 0,860 y 0,615 en las ecuaciones anteriores nos indican las economías de escala del campo solar y acumulador estacional, respectivamente. Nótese que cuanto más pequeño que la unidad es el exponente mayores economías de escala tiene el equipo. Por tanto, en el caso del acumulador el coste por unidad de volumen disminuye muy apreciablemente con el tamaño, lo que ha sido constatado por diversos autores [29-30] y puede verse en la Fig.6.

El parámetro α incluido en la Ec. (7) resultará útil para describir el comportamiento económico del sistema conforme se cambie de tipo de acumulador estacional y/o se vayan instalando en el futuro más y más acumuladores estacionales de gran tamaño. El valor $\alpha = 1$ corresponde con la experiencia acumulada en los proyectos de demostración europeos de las dos últimas décadas utilizando un acumulador tipo tanque de agua. La evidencia empírica [31-32] y los resultados obtenidos con el método simple nos indica que el coste de inversión de los acumuladores es todavía demasiado grande.

La inversión requerida para el resto de equipos de la planta (bombas, intercambiadores, tuberías, válvulas, etc.) y para los costes indirectos (proyecto de ingeniería, dirección de obra,

seguros, etc.) se considera mediante un factor de sobrecoste del 40% ($f_{ind} = 0,40$). La inversión total queda como:

$$Inv = (1+f_{ind}) \cdot (Inv_{col}+Inv_{acu}) = 1036 \cdot A^{0.860} + \alpha \cdot 6524 \cdot V^{0.615} \quad (8)$$

El coste anual de los equipos, Z en €/año, se calcula aplicando el factor de amortización anual y los costes de operación y mantenimiento. El factor de amortización se calcula considerando un interés anual, i en año⁻¹, del 3%, que es en la actualidad un interés común en países donde los CHPSS están siendo instalados, por ejemplo, en Dinamarca. Los costes de amortización se distribuyen sobre la vida útil de los equipos. La vida estimada es de 25 años para el colector solar ($na = 25$ años) y de 50 años para el acumulador estacional ($nv = 50$ años). Los costes de operación y mantenimiento se estiman en un 1.5% ($f_{ope} = 0,015$ año⁻¹) del coste de inversión de acuerdo con el criterio propuesto por la IEA [1]. Por lo tanto, los costes anuales se calculan de la siguiente manera:

$$Z_{col} = Inv_{col} \cdot (f_{ope} + i \cdot (1+i)^{na} / ((1+i)^{na} - 1)) = 54 \cdot A^{0.860} \quad (9)$$

$$Z_{acu} = Inv_{acu} \cdot (f_{ope} + i \cdot (1+i)^{nv} / ((1+i)^{nv} - 1)) = \alpha \cdot 251 \cdot V^{0.615} \quad (10)$$

$$Z = (1+f_{ind}) \cdot (Z_{col}+Z_{acu}) = 75 \cdot A^{0.860} + \alpha \cdot 352 \cdot V^{0.615} \quad (11)$$

Para el caso analizado la inversión inicial requerida es $Inv = 3890 \cdot 10^3$ €. El coste anual es $Z = 229,445$ €/año. El coste unitario del calor solar, c_{solar} , se calcula como el cociente entre el coste anual y el calor solar producido. Como la producción solar es $Q_{solar} = 2979$ MWh/año, entonces el coste unitario del calor solar es $c_{solar} = 77,0$ €/MWh. A continuación, se presentan varios estudios paramétricos, basados en el Método Simple descrito en el Capítulo 2, aplicados al análisis del rendimiento de CHPSS así como la evaluación de los criterios de diseño.

4.2 Volumen crítico

La temperatura máxima permitida para el acumulador estacional en el caso de aplicación es 90 °C. En la Tabla 6 se puede observar que la temperatura máxima alcanzada en el tanque es 80.3°C, es decir, el acumulador no está nunca completamente cargado a lo largo del año. Un criterio para diseñar razonablemente el tamaño del acumulador se basa en las siguientes premisas: 1) que no se rechace ninguna fracción del calor solar captado ($Q_x = 0$), lo que significa que se requiere de un almacenamiento de energía térmica; y 2) el uso máximo de la capacidad de acumulación instalada, lo que significa que el tanque debe terminar completamente cargado, es decir, la temperatura máxima permitida en el tanque debe ser alcanzada al final del período de carga y comienzo del período de descarga. Por lo tanto, es interesante estudiar el efecto de variar el volumen del tanque de almacenamiento estacional del caso de aplicación ($RVA = 6 \text{ m}^3/\text{m}^2$). Si la relación RVA se reduce, manteniendo constante el área del colector, la temperatura máxima alcanzada en el acumulador estacional aumenta y la fracción solar disminuye (ver Fig. 16). Para un valor de la relación RVA inferior a $4,83 \text{ m}^3/\text{m}^2$ la fracción solar disminuye con una pendiente más pronunciada, debido a que el volumen del tanque de almacenamiento estacional no permite almacenar todo el calor recogido y como consecuencia una parte de este calor es rechazado ($Q_x > 0$). El valor crítico de volumen sin rechazo de calor se define aquí como volumen crítico y la relación RVA con el volumen crítico se denota RVA_c .

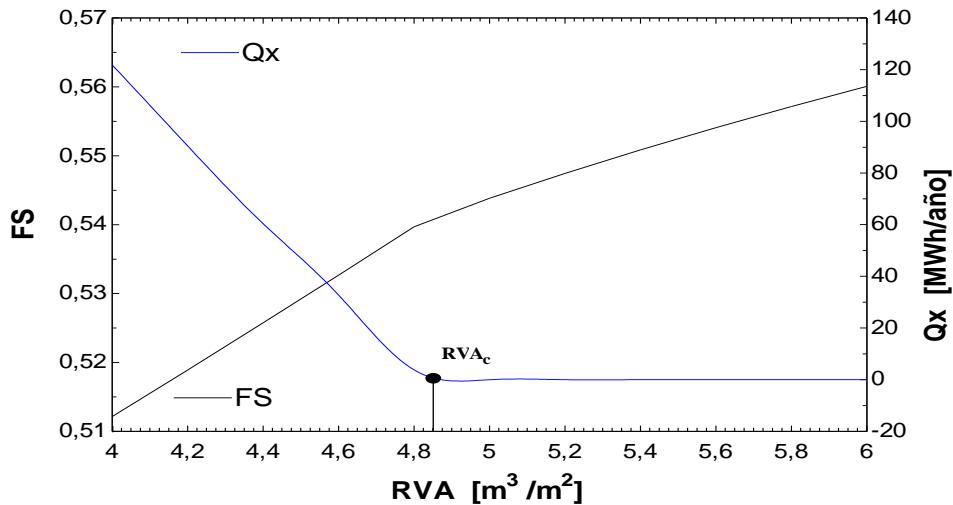


Figura 16: Efecto del volumen de acumulación en la fracción solar (FS) y el calor rechazado (Qx).

4.3 Efecto de la fracción solar en las necesidades de acumulación

Cuando la relación de volumen crítico, RVA_c , se considera un criterio de diseño el número de variables de diseño se reduce a sólo una: el área del campo solar. Con diferentes relaciones de RAD se ha obtenido RVA_c y la fracción solar para una comunidad de 1000 viviendas ubicada en Zaragoza. En la fig. 17 se muestra la relación entre las variables de diseño y la fracción solar. Para aumentar la fracción solar es necesario ampliar linealmente la superficie de captación solar. Sin embargo, el volumen de acumulación no aumenta de forma lineal con la fracción solar. Para valores bajos de fracción solar ($FS < 20\%$) casi no es necesario acumular calor en verano ($RVA_c < 0,7 \text{ m}^3/\text{m}^2$), ya que con un área pequeña del colector solar la producción solar en verano no sobrepasa la demanda de agua caliente sanitaria. La necesidad de almacenamiento de energía térmica en relación al área de captadores solares aumenta rápidamente para valores bajos de fracción solar, y aumenta de una manera suave para altos valores altos. Por ejemplo, la acumulación necesaria para obtener una fracción solar cerca de 50% es $RVA_c = 4,5 \text{ m}^3/\text{m}^2$ y para obtener una fracción solar cerca de 100% es $RVA_c = 6,1 \text{ m}^3/\text{m}^2$.

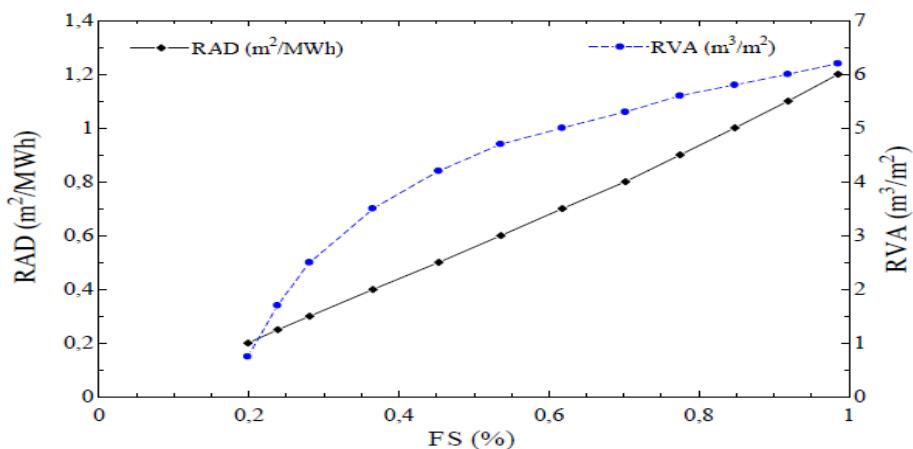


Figura 17: Parámetros de diseño de RAD y RAV para obtener una determinada fracción solar.

Otros resultados obtenidos que no se muestran en la fig. 17 para una variación de la fracción solar del 20% al 100%, se resumen a continuación: 1) la eficiencia del colector, η_{col} , disminuye linealmente de 59% a 51%; 2) la eficiencia de almacenamiento térmico, η_{acu} , aumenta de 75% para FS = 20% a 87% para FS = 50% y luego aumenta más suavemente a 89% para FS = 100%; y 3) la eficiencia global del sistema, η_{sis} , disminuye con la fracción solar de 58% para FS = 20% a 48% para FS = 100%.

4.4 Economías de escala

Cuando se modifica el número de viviendas la demanda anual varía proporcionalmente. Manteniendo constantes los ratios de diseño, RAD = 0,6 y RVA = 6, los resultados obtenidos modificando el número de viviendas se muestran en la Tabla 7. El resultado más significativo es la importante reducción del coste del calor solar con el incremento de demanda. Para una comunidad de 5.000 viviendas el coste del calor es de 55 €/MWh cercano o incluso inferior al coste del calor convencional en España, basado en el combustible convencional. Parte de esta reducción es debida al leve incremento de la eficiencia del sistema cuando se aumenta el tamaño, debido a la reducción de pérdidas de calor en el acumulador. Sin embargo, el factor dominante es el efecto de las economías de escala en el coste de inversión por vivienda, Inv/Viv, que se reduce por un factor de 3,5 cuando se aumenta el tamaño de 100 viviendas a 5000 viviendas.

Tabla 7: Análisis paramétrico variando el número de viviendas (Zaragoza, RAD = 0,6, RVA = 6).

| Número viviendas | A (m ²) | V (m ³) | Q _{solar} (MWh/año) | FS (%) | η_{col} (%) | η_{acu} (%) | η_{sis} (%) | Inv (10 ³) | Inv/Viv (€/Viv) | Z (10 ³) | c _{solar} (€/MWh) |
|------------------|---------------------|---------------------|------------------------------|--------|------------------|------------------|------------------|------------------------|-----------------|----------------------|----------------------------|
| 100 | 321 | 192 | 288 | 53,9 | 58,3 | 75,9 | 52,9 | 831 | 8315 | 48 | 165 |
| 500 | 1605 | 9630 | 1478 | 55,3 | 57,5 | 85,1 | 54,2 | 2430 | 4860 | 142 | 96 |
| 1000 | 3210 | 19260 | 2978 | 55,7 | 57,2 | 88,0 | 54,6 | 3890 | 2890 | 229 | 77 |
| 5000 | 16050 | 96300 | 15075 | 56,4 | 56,8 | 92,8 | 55,2 | 11860 | 2372 | 719 | 48 |

4.5 Análisis de sensibilidad sobre el coste del acumulador estacional

Los resultados anteriores están referidos a un acumulador estacional del tipo tanque de agua (TTES), que es la solución más cara por unidad de volumen pero de aplicación universal. El tipo de acumulador estacional usado se refleja en la ecuación 7 por el parámetro α , ($\alpha = 1 \rightarrow$ Tanque de agua). La comparación de los costes de inversión para diferentes tecnologías de acumulador estacional [30-31] indica que el coste de almacenamiento de energía térmica puede ser reducido hasta un factor $\alpha = 1/4$ cuando el tanque de agua es sustituido por otras tecnologías como: acumuladores térmicos en balsa (PTES), acumuladores térmicos en perforaciones en tierra (BTES), y acumuladores térmicos en acuíferos (ATES). Por otro lado, las tecnologías de acumulación estacional están todavía en desarrollo, por lo que se espera un importante descenso del coste de inversión debido al ajuste y optimización tecnológica del proceso constructivo. El diseño óptimo desde un punto de vista económico para varios escenarios $\alpha = (1; 1/2; 1/3; 1/4)$ y para diferentes fracciones solares considerando la demanda del caso de aplicación se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8: Efecto de la reducción del coste del acumulador en el diseño óptimo.

| α | Fracción Solar | 40% | 60% | 80% | 90% | 95% |
|----------|--|------|------|------|------|------|
| 1 | RVA (m^3/m^2) | 1,0 | 1,0 | 1,0 | 5,3 | 6,0 |
| | $c_{\text{solar}} (\text{€}/\text{MWh})$ | 57 | 61 | 68 | 71 | 72 |
| | $Q_x/Q_c (\%)$ | 18% | 29% | 38% | 4% | 0% |
| | EA/EA _{Max} (%) | 100% | 100% | 100% | 100% | 100% |
| $1/2$ | RVA (m^3/m^2) | 1,0 | 4,0 | 5,6 | 6,5 | 6,8 |
| | $c_{\text{solar}} (\text{€}/\text{MWh})$ | 46 | 50 | 49 | 49 | 50 |
| | $Q_x/Q_c (\%)$ | 18% | 6% | 0% | 0% | 0% |
| | EA/EA _{Max} (%) | 100% | 100% | 100% | 94% | 92% |
| $1/3$ | RVA (m^3/m^2) | 1,0 | 5,0 | 6,3 | 7,2 | 7,5 |
| | $c_{\text{solar}} (\text{€}/\text{MWh})$ | 42 | 42 | 42 | 42 | 42 |
| | $Q_x/Q_c (\%)$ | 18% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | EA/EA _{Max} (%) | 100% | 99% | 93% | 87% | 85% |
| $1/4$ | RVA (m^3/m^2) | 4,2 | 5,4 | 6,7 | 7,4 | 7,8 |
| | $c_{\text{solar}} (\text{€}/\text{MWh})$ | 39 | 38 | 38 | 38 | 38 |
| | $Q_x/Q_c (\%)$ | 0% | 0% | 0% | 0% | 0% |
| | EA/EA _{Max} (%) | 93% | 94% | 88% | 84% | 83% |

Los resultados obtenidos muestran que cuando los costes de inversión del acumulador estacional se reducen hasta un factor $\alpha = 1/2$ o menor, ocurren los siguientes hechos remarcables: 1) el coste del calor solar es menor que 50 €/MWh; 2) el coste del calor solar no cambia con la fracción solar de manera significativa, es decir, es interesante desde un punto económico el diseño de CSHPSS con alta fracción solar; 3) dimensionar las plantas CSHPSS considerando el volumen crítico del acumulador estacional es un criterio de diseño adecuado.

Si el coste del acumulador de energía térmica es reducido significativamente, entonces es interesante desde un punto de vista económico la utilización de tanques de almacenamiento en vez de desperdiciar parte del calor recolectado. Incluso el sobredimensionamiento del acumulador puede estar justificado con el fin de reducir la temperatura del acumulador ($\alpha = 1/4$; FS = 95%; RVA = 7.8; $T_{\text{max}} = 79.6 \text{ }^{\circ}\text{C}$). Considerando las limitaciones del modelo utilizado para el cálculo del comportamiento exacto de sistemas solares con baja capacidad de acumulación térmica, no se han estudiado los casos con $\text{RVA} < 1 \text{ m}^3/\text{m}^2$. Hay que tener en cuenta que para cada valor de α existe un valor de fracción solar que cuando se supera, el diseño óptimo requiere acumulador estacional y, en caso de no alcanzar dicho valor, el sistema óptimo corresponde a un sistema sin acumulación. En otras palabras, para cada valor de α hay una discontinuidad correspondiente a una fracción solar específica (fracción solar crítica) que determina si es interesante o no instalar acumulador estacional, pero no hay casos intermedios.

Concluyendo, a medida que los costes del acumulador estacional se reducen es más interesante instalar sistemas de acumulación con el fin de almacenar los excedentes de producción en verano en vez de rechazar parte del calor recogido. Incluso, podría resultar beneficioso diseñar un acumulador estacional con un volumen mayor que el crítico.

4.6 Análisis geográfico

4.6.1 Caso base

En este apartado, utilizando la aplicación de cálculo presentada en el Capítulo 3 se van a realizar dos estudios. En primer lugar se plantea como caso base de un sistema ubicado en Madrid, para una comunidad de 1000 viviendas. Se utilizará como criterio de diseño el volumen crítico ($Q_x = 0 \text{ MWh/año}$) y se diseñará el sistema para una fracción solar del 50%. Con estas condiciones los ratios de diseño son los siguientes: $\text{RVA} = 6,6 \text{ m}^3/\text{m}^2$ y $\text{RAD} = 0,5$.

m^2/MWh . Los resultados más relevantes de este sistema son: área de colectores ($A = 2826 \text{ m}^2$) y volumen de acumulación ($V = 18651 \text{ m}^3$). Los resultados de los flujos de calor anuales y los rendimientos del sistema se muestran en la Tabla 9. Además la Figura 18 de manera gráfica muestra los flujos mensuales y la evolución de la temperatura del acumulador.

Tabla 9: Resultados más relevantes caso Madrid (1000 viviendas, FS 50%, $V = V_{\text{crit}}$).

| Q_r (MWh/año) | Q_c (MWh/año) | Q_x (MWh/año) | Q_i (MWh/año) | Q_d (MWh/año) | Q_{solar} (MWh/año) | Q_g (MWh/año) | η_{col} (%) | η_{acu} (%) | η_{sis} (%) |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------------------|--------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| 5.113 | 2.981 | 0 | 149,4 | 5.652 | 2.832 | 2.969 | 58,3 | 89,2 | 55,4 |

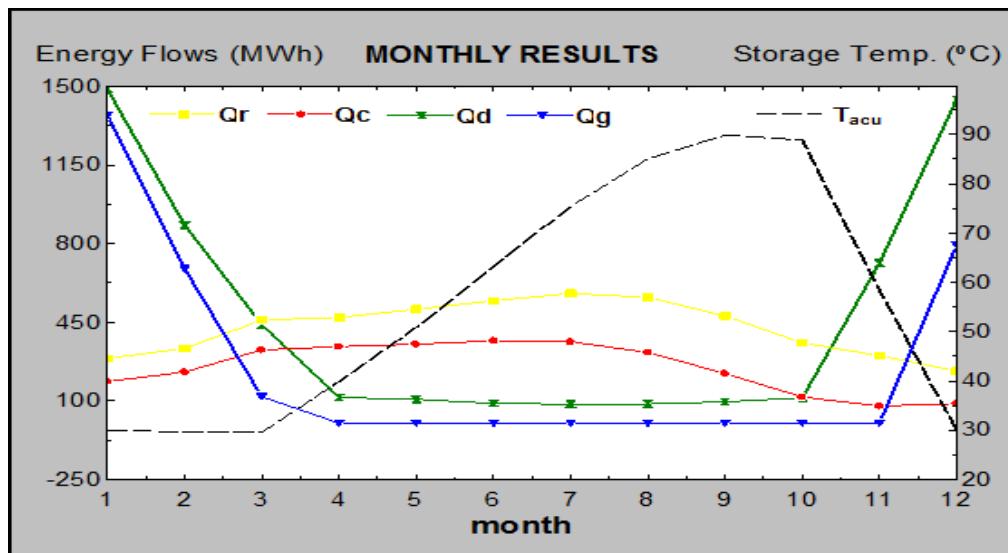


Figura 18: Gráfica de resultados mensuales.

Además de los resultados físicos, la aplicación realiza un análisis económico de la instalación y un análisis ambiental. Los resultados obtenidos de estos análisis se muestran en las siguientes tablas. Los detalles de los cálculos, tanto para el análisis económico como para el ambiental, se aportan en el Anexo A, apartados 7 y 8.

Tabla 10: Resultados económicos del caso Madrid.

| | Colectores | Acumulador | Solar | Auxiliar | Total |
|-----------------------------------|------------|------------|--------|----------|--------|
| Inversión (10^3 €) | 962,39 | 276,05 | 372,29 | 7,27 | 379,56 |
| Coste anual (€/año) | 69705 | 148698 | 218403 | 5265 | 223668 |
| Coste unitario (€/MWh) | | | 85 | 63 | 74 |

En cuanto al análisis ambiental hay que destacar que se realizan dos tipos de análisis. Uno referido a las emisiones de gases de efecto invernadero, medidas en $\text{kgCO}_2\text{equivalente}$ y otro al consumo de energía primaria. Los resultados se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11: Resultados ambientales del caso Madrid.

| | Campo | Colectores | Acumulador | Solar | Sistema |
|---|-------|------------|------------|-------|---------|
| Coste Ambiental ($\text{kgCO}_2\text{eq/MWh}$) | | 10,16 | 26,65 | 36,81 | 124 |
| Coste Ambiental (MWh/MWh) | | 0,056 | 0,148 | 0,204 | 0,664 |
| Impacto Anualizado ($\text{kgCO}_2\text{eq/año}$) | | 12.782 | 75554 | | |
| Impacto Anualizado (MWh/año) | | 46,75 | 421,4 | | |

4.6.2 Análisis de CSHPSS en diferentes ciudades europeas

El diseño y dimensionamiento de los equipos de un sistema CSHPSS depende en gran medida de su ubicación geográfica. La radiación anual recibida determina la producción del campo de colectores solares, y la intensidad y duración de la temporada de calefacción determina la cantidad y la distribución de la demanda. En la tabla 12 se puede ver la radiación media de ocho ciudades europeas, con diferente ubicación geográfica, que representan una amplia gama de EHI (Índice Europeo de Calefacción). Las ciudades del norte de Europa presentan una mayor demanda y menor radiación, mientras que en el sur de Europa la radiación es más alta y la demanda mucho menor. Para cada ciudad los parámetros de diseño del CSHPSS han sido seleccionados para cubrir la demanda de 1000 viviendas con un fracción solar del 50%, cumpliendo la condición de volumen crítico. La eficiencia anual de los colectores, del acumulador estacional y del conjunto del sistema solar se presenta en la Tabla 12.

Tabla 12: Datos y resultados para diferentes localizaciones en Europa (1000 viviendas; FS = 50 %; $V = V_{crit}$).

| Ciudad | EHI | Radiación kWh/(m ² ·dia) | Q_d MWh/año | RAD m ² /MWh | RVA m ³ /m ² | A m ² | V m ³ | η_{col} (%) | η_{acu} (%) | η_{sis} (%) |
|--------|-------|-------------------------------------|---------------|-------------------------|------------------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Atenas | 62,3 | 4,92 | 4.417 | 0,47 | 6,70 | 2.076 | 13.908 | 57,3 | 87,3 | 54,0 |
| Roma | 72,2 | 4,36 | 4.934 | 0,53 | 6,59 | 2.615 | 17.233 | 56,0 | 88,2 | 52,7 |
| Madrid | 85,7 | 4,51 | 5.652 | 0,50 | 6,60 | 2.826 | 18.651 | 58,3 | 89,2 | 55,4 |
| Paris | 94,1 | 2,82 | 6.199 | 1,05 | 3,38 | 6.509 | 22.002 | 45,5 | 88,5 | 42,9 |
| Berlín | 103,5 | 2,87 | 6.742 | 0,98 | 3,70 | 6.607 | 24.447 | 46,2 | 88,5 | 43,4 |
| Riga | 115,7 | 2,71 | 7.468 | 1,14 | 3,54 | 8.513 | 30.136 | 43,6 | 88,4 | 40,8 |
| Oslo | 127,5 | 2,43 | 8.090 | 1,30 | 2,69 | 10.517 | 27.554 | 40,8 | 88,2 | 38,5 |
| Umea | 133,4 | 2,44 | 8.442 | 1,04 | 2,58 | 8.780 | 22.653 | 45,1 | 88,1 | 43,0 |

Las localizaciones con mayor radiación requieren un menor ratio RAD para obtener la misma fracción solar. A mayor radiación la eficiencia del campo de colectores también es mayor. Además, las ciudades del sur de Europa (Atenas, Roma, Madrid) requieren menores volúmenes de acumulador estacional, a pesar de que tienen mayores ratios de volumen de acumulación con respecto al área de los colectores (RVA).

Las ciudades de Madrid, Berlín y Oslo representan tres climas diferentes en Europa con diferentes características de diseño. Es importante darse cuenta de que para obtener la misma fracción solar se requieren tamaños muy diferentes del campo solar y del acumulador estacional.

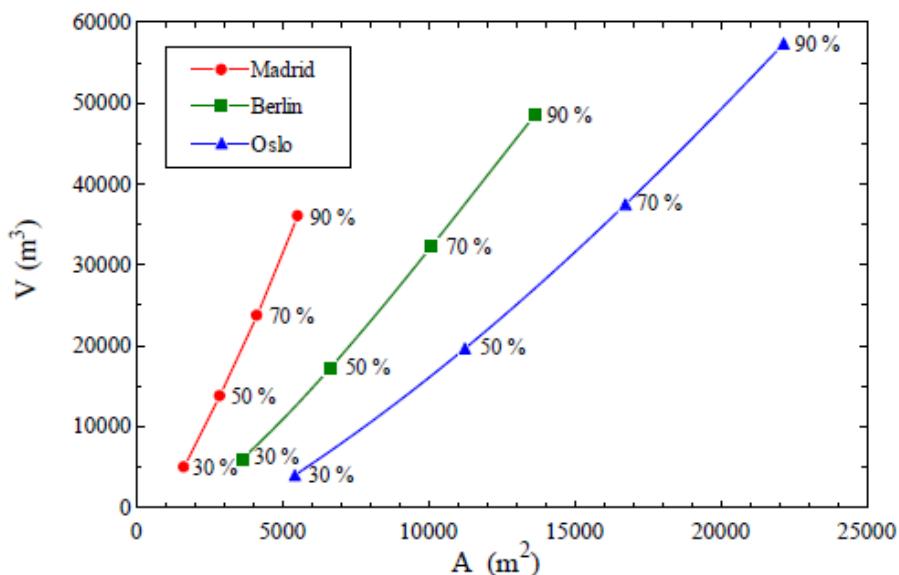


Figura 19: Parámetros de diseño para diferentes fracciones solares en diferentes climas de Europa.

Se ha realizado un análisis más detallado para estas tres ciudades cuyo resultado se muestra en la Figura 19, que representa el área de colectores y el volumen de acumulación requeridos para obtener una fracción solar determinada. El volumen de acumulación ha sido elegido con el criterio de volumen crítico y la fracción solar obtenida se indica el punto correspondiente. Los requerimientos de diseño para diferentes fracciones solares pueden ser obtenidos por interpolación.

Las conclusiones más relevantes sobre el efecto de la ubicación en el diseño de estos sistemas se pueden obtener de esta gráfica. Para el mismo número de viviendas se requiere, para obtener la misma fracción solar, un área mayor de colector solar en climas fríos que en climas cálidos. En otras palabras, con la misma área de colectores solares por vivienda en diferentes climas, se pueden conseguir fracciones solares muy diferentes. Con un área de captación solar de 4 m^2 por vivienda (comunidad de 1000 viviendas, área total del campo solar de 4000 m^2) se obtiene una fracción solar cercana al 70% en Madrid mientras que poco más de 30% puede ser obtenido en Berlín e incluso menor para el caso de Oslo.

El volumen de acumulación requerida por área de colector solar (RVA) es muy diferente para cada zona climática (ver valores de RVA presentados en Tabla 12). El ratio RVA es más alto para climas más cálidos. Una mayor radiación en verano incrementa la producción de energía térmica por área de colector. Otro factor que incrementa el requerimiento de acumulación por área de colector en climas más cálidos es que el periodo de calefacción es más corto. Las localizaciones con un periodo de calefacción más largo tienen una demanda más homogénea lo que reduce el requerimiento de acumulación por área de colector.

5. CONCLUSIONES

Ante la actual situación energética en Europa, se ha demostrado que los sistemas CSHPSS son una solución viable. Gracias a la experiencia obtenida en países donde los sistemas CSHPSS ya son una realidad, por ejemplo Dinamarca, Alemania, Suecia, etc., se siguen estudiando estos sistemas para impulsar su desarrollo en el resto del mundo.

El principal objetivo de este proyecto ha sido la realización de una aplicación informática de cálculo para el estudio y diseño de los sistemas CSHPSS. Esta aplicación está basada en el método de cálculo denominado Método Simple. El propósito de esta aplicación es acercar y facilitar el cálculo de estas instalaciones a los agentes económicos y sociales para que de manera sencilla puedan realizar estudios preliminares. De no ser por aplicaciones que faciliten el diseño al usuario, el estudio de estos sistemas queda limitado a personas especializadas en la materia. Por tanto, facilitando una herramienta de cálculo adecuada se promueve el desarrollo y la investigación de este tipo de sistemas.

Otros de los objetivos del proyecto han sido la incorporación al Método Simple de un análisis económico más completo y de un análisis ambiental basado en el ciclo de vida. Ambos análisis han sido incluidos en la aplicación de cálculo de CSHPSS en su primera versión. Como trabajo posterior, se puede plantear la idea de ampliar estos estudios añadiendo más factores ambientales a los dos ya calculados: emisiones de gases de efecto invernadero y consumo de energía primaria.

Otra línea interesante en el desarrollo futuro de la aplicación es la opción de incluir diferentes posibilidades de integración energética en función de los recursos disponibles. El sistema solar térmico podría ser complementado por otras formas de producción de energía térmica como: cogeneración, bombas de calor, biomasa, etc.

Por otro lado, de los resultados presentados en este trabajo se puede concluir que la contribución de la energía solar a la demanda global de energía se puede aumentar mediante el diseño de sistemas capaces de cubrir casi la totalidad de la demanda de ACS y una gran parte de las necesidades de calefacción. Esto es posible debido a las condiciones climáticas favorables de las que se dispone en España y otros países del sur de Europa, tomando como ejemplo a países del norte de Europa con condiciones climáticas más desfavorables donde estos sistemas son un éxito.

Las políticas energéticas futuras deberían promover el desarrollo de este tipo de plantas energéticas en sus estrategias a medio plazo. Los altos costes de inversión iniciales podrían verse reducidos gracias al ajuste y optimización tecnológica del proceso constructivo. En un futuro, debido a un mayor desarrollo y a la reducción de costes, los sistemas CSHPSS serán cada vez una opción más frecuente para cubrir las demandas de ACS y calefacción en Europa.

6. Nomenclatura

| | | |
|---------------|---|-----------------------------|
| α | Factor económico | adimensional |
| η_{col} | Rendimiento del campo solar | % |
| η_{acu} | Rendimiento del acumulador | % |
| η_{sis} | Rendimiento del sistema | % |
| A | Área de captadores | m^2 |
| A_{acu} | Superficie del acumulador | m^2 |
| cp_s | Capacidad calorífica del agua | $J/kg \cdot K$ |
| c_{solar} | Coste unitario del calor solar | $\text{€}/MWh$ |
| D | Diámetro del acumulador estacional | m |
| EA | Carga del acumulador estacional | MWh |
| EA_{max} | Carga máxima del acumulador estacional | MWh |
| Eff | Eficacia del intercambiador del calor | % |
| FS | Fracción solar | % |
| f_{ind} | Factor de costes indirectos | % |
| f_{ope} | Factor de costes de operación | % |
| H | Radiación media diaria sobre superficie horizontal | $MJ/(m^2 \cdot \text{día})$ |
| H_{acu} | Altura del acumulador estacional | m |
| i | Interés anual | % |
| Inv | Inversión inicial del sistema | € |
| Inv_{acu} | Inversión inicial del acumulador | € |
| Inv_{col} | Inversión inicial del campo de captadores | € |
| k_0 | Rendimiento óptico del captador solar | adimensional |
| k_1 | Primer coeficiente de pérdidas de calor del captador solar | $W/(m^2 \cdot K)$ |
| k_2 | Segundo coeficiente de pérdidas de calor del captador solar | $W/(m^2 \cdot K^2)$ |
| m_s | Caudal en el campo solar por unidad de superficie de captadores | $kg/(h \cdot m^2)$ |
| Q_{ACS} | Demanda de agua caliente sanitaria | MWh |
| Q_b | Calor base solar aportado a la demanda | MWh |
| Q_c | Producción de energía térmica de los captadores solares | MWh |
| Q_{cal} | Demanda de calefacción | MWh |
| Q_d | Demanda de energía térmica | MWh |
| Q_e | Calor de entrada al acumulador estacional | MWh |
| Q_g | Calor aportado por el sistema auxiliar | MWh |
| Q_l | Calor transferido del acumulador estacional al ambiente | MWh |
| Q_r | Radiación total recibida sobre el campo de captadores | MWh |
| Q_s | Calor descargado por el acumulador | MWh |
| Q_{solar} | Calor solar aportado por el sistema a la demanda | MWh |
| Q_x | Calor rechazado por el sistema en meses de sobreproducción | MWh |
| RAD | Ratio área de campo captadores entre demanda anual | m^2/MWh |
| RAV | Ratio volumen del acumulador entre área de captadores | m^3/m^2 |
| T_a | Temperatura ambiente | $^{\circ}C$ |
| $T_{a_{max}}$ | Temperatura ambiente máxima | $^{\circ}C$ |
| $T_{a_{med}}$ | Temperatura ambiente media | $^{\circ}C$ |
| $T_{a_{min}}$ | Temperatura ambiente mínima | $^{\circ}C$ |
| T_{base} | Temperatura de referencia para el cálculo de demanda | $^{\circ}C$ |
| T_{cal} | Temperatura de suministro | $^{\circ}C$ |
| T_{red} | Temperatura mensual de red | $^{\circ}C$ |
| U_{acu} | Coeficiente global de transferencia de calor al terreno | $W/(m^2 \cdot K)$ |
| V | Volumen del acumulador estacional | m^3 |
| Z | Coste anual del sistema | € |
| Z_{acu} | Coste anual del acumulador | € |
| Z_{col} | Coste anual del campo solar | € |

7. Bibliografía

- [1] IEA. *Technology Roadmap: Solar Heating and Cooling*. International Energy Agency; 2012.
- [2] Task 45. *Large Systems: Large Solar Heating/Cooling Systems, Seasonal Storage*. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling, 2011. www.task45.iea-shc.org
- [3] Task 45. *Subtask C System categorization*. International Energy Agency, Solar Heating and Cooling, 2012. www.task45.iea-shc.org
- [4] Plataforma Solar District Heating www.solar-district-heating.eu
- [5] Dalenbäck, J.O. *The ranking list of large scale solar heating plants*. Solar District Heating. www.solar-district-heating.eu
- [6] Arcon. <http://www.arcon.dk>
- [7] Solites. <http://www.solites.de/>
- [8] Schmidt, T.; Mangold, D.; Muller-Steinhagen, H. *Central solar heating plants with seasonal storage in Germany*. Solar Energy, Vol. 76, pp 165-174, 2004.
- [9] Solvarmedata. *Large-scale solar heating plants for district heating*. Dinamarca. <http://www.solvarmedata.dk/>
- [10] TRNSYS 16. *A Transient System Simulation tool*. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin- Madison, 2004.
- [11] Guadalfajara, M.; Lozano, M.A.; Serra, L. M. *Método simple de cálculo de sistemas solares térmicos centralizados con acumulación estacional* VIII Congreso Nacional de Ingeniería Termodinámica. Libro de actas pp 899-908. 2013.
- [12] Lunde, P. J. *Prediction of the performance of solar heating systems utilizing annual storage*. Solar Energy, Vol. 22, pp. 69-75, 1979.
- [13] Braun, J. E.; Klein, S. A.; Mitchell, J. W. *Seasonal Storage of Energy in solar heating*. Solar Energy, Vol. 26, pp. 403-411, 1981.
- [14] IDAE. *Escala de calificación energética para edificios de nueva construcción*. Grupo de Termotecnia de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla, IDAE, 2009.
- [15] *Guía resumida del clima en España 1971-2000*. Ministerio de Medio Ambiente, Plan estadístico nacional 2001-2004.
- [16] UNE 94.002. *Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria*. AENOR, 2005.
- [17] UNE 94.003. *Datos climáticos para el dimensionado de instalaciones solares térmicas*. AENOR, 2007.

- [18] Guadalfajara, M. *Evaluación de centrales solares térmicas para el sector residencial en España*. Master Thesis, EINA, Universidad de Zaragoza, 2013.
- [19] Duffie, J. A.; Beckman, W. A.; *Solar Engineering of Thermal Processes* (3^a Ed.). Wiley, 2006.
- [20] Erbs, G.; Klein, S. A.; Beckman, W. A.; *Estimation of degree-days and ambient temperature bin data from monthly-average temperatures*. ASHRAE Journal, Vol. 25, pp. 60-65, June 1983.
- [21] Erbs, G. *Models and applications for weather statistics related to building heating and cooling loads*. Ph. D. Thesis, Mechanical Engineering Department, University of Wisconsin-Madison, 1984
- [22] Guadalfajara, M.; Lozano, M. A.; Serra, L. M. *Comparison of simple methods for the design of central solar heating plants with seasonal storage*. Freiburg, Germany, 2013.
- [23] TRNSYS 16. A *Transient System Simulation tool*. SEL, University of Wisconsin-Madison, 2004.
- [24] Raab, S.; Mangold, D.; Müller-Steinhagen, H. *Validation of a computer model for solar assisted district heating systems with seasonal hot water heat store*. Solar Energy, Vol. 79 pp. 531-543, 2005
- [25] EES, *Engineering Equation Solver*. F-Chart Software. <http://www.fchart.com>
- [26] Raluy, R.G.; Serra, L.M.; Guadalfajara, M.; Lozano, M. *A Life Cycle Assessment (LCA) of Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage (CSHPSS)*. Energy Procedia. Vol. 48, pp. 966-976, 2014
- [27] Lozano, M.A.; Anastasia, A.; Palacín, F.; Serra, L.M. *Simulation study and economic analysis of large scales solar heating plants in Spain*. Eurosun 2010, Graz, Austria; 2010.
- [28] Lozano, M.A.; Anastasia, A.; Serra, L.M.; Verda, V. *Thermoeconomic cost analysis of central solar heating plants in Spain*. IMECE 2010, Vancouver, Canada; 2010.
- [29] Baylin, F.; Monte, R.; Sillman, S.; Hooper, F.C.; McClenahan, J.D. *Economic analysis of community solar heating systems that use annual cycle thermal energy storage*. SERI/TR-721-898; February 1981.
- [30] Schmidt, T.; Mangold, D. *Status of Solar Thermal Seasonal Storage in Germany*. Effstock 2009, Stockholm, Sweden; 2009.
- [31] Mahler, B.; Fisch, M.N.; Weiss, W. *Large scale solar heating systems for housing developments*. Eurosun 2000, Copenhagen, Denmark; 2000.
- [32] Weiss, W. *Solar Heating Systems – Status and recent developments*. ISES Solar World Congress, Göteborg, Sweden; June 2003.

Anexo A: Descripción del método simple

A.1 Método simple

El método simple parte de la posibilidad de realizar un cálculo aproximado mensual de la producción del campo de captadores y de la capacidad armonizadora entre demanda y producción del acumulador estacional. La producción del campo de captadores se calcula simulando su operación hora por hora a lo largo de un día tipo representativo del mes. Se supone que el acumulador estacional es un tanque de mezcla completa; es decir, mantiene una temperatura uniforme sin estratificación. La temperatura del tanque puede considerarse constante a lo largo del mes debido a la alta inercia térmica. A efecto del cálculo de las pérdidas de calor del acumulador y de la eficiencia del campo de captadores se utiliza la temperatura al comienzo del mes. El balance mensual permite calcular la temperatura del tanque al final del mes. La operación mensual del acumulador presenta dos modos diferentes a lo largo del año: carga y descarga. Cuando la captación solar supera a la demanda el acumulador opera en modo de carga. En caso contrario, es decir, cuando la demanda supera a la captación solar, opera en modo de descarga. El acumulador tiene unos límites de funcionamiento marcados por las temperaturas mínima y máxima que puede alcanzar. No puede ser descargado por debajo de la temperatura mínima y cuando se alcanza este límite una fuente auxiliar aporta el calor necesario para terminar de cubrir la demanda. El acumulador tampoco puede ser cargado por encima de la temperatura máxima. En este caso el sistema calcula la cantidad de calor captado que no ha podido ser consumido ni acumulado, que se considera por tanto desperdiciado.

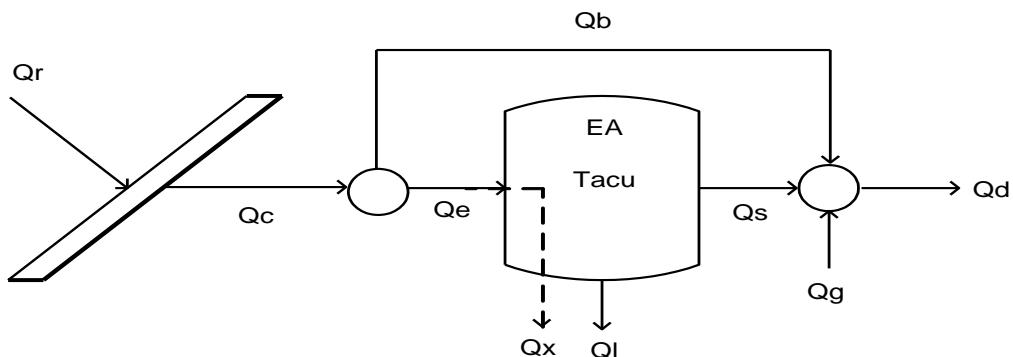


Figura A.1: Diagrama de flujos de energía del sistema CSHPSS según el método simple.

El esquema del sistema CSHPSS identificando los flujos de energía que aparecen en el modelo simple se muestra en la Fig. A.1. La planta de calor solar con acumulación estacional produce agua caliente para una red de calefacción de distrito con el apoyo de un calentador auxiliar. La demanda anual de energía es Q_d . La radiación solar incidente en los colectores Q_r es captada en parte Q_c . Una parte de Q_c irá a atender la demanda de modo inmediato Q_b y el resto si lo hay Q_e se envía al acumulador estacional para su consumo posterior. Si Q_c es insuficiente para atender la demanda se obtendrá calor del acumulador Q_s en primera instancia, y si no hay suficiente se pondrá en marcha el sistema de producción auxiliar Q_g . Como el acumulador está caliente tendrá una pérdida de calor Q_l . En principio, una gestión racional del sistema permitirá aprovechar todo el calor captado pero, si el volumen del acumulador es insuficiente, puede ser necesario despilfarrar una parte Q_x del mismo. Todas las magnitudes expresadas hasta ahora corresponden a flujos de calor. La energía térmica acumulada se representa por EA. T_{acu} es la temperatura homogénea del acumulador.

Según muestra la Fig. A.2 el método simple se descompone en cuatro módulos secuenciales de cálculo. El primer módulo transforma información fácilmente disponible en la información

horaria o mensual necesaria (radiación sobre superficie inclinada horaria, temperatura ambiente horaria, demanda mensual...). El segundo módulo calcula la producción mensual del campo de captadores con los valores de radiación y temperatura horaria del día tipo del mes y la temperatura del tanque al comienzo del mismo. El tercer módulo realiza un balance mensual entre producción, demanda y pérdidas determinando la carga/descarga del tanque, la energía auxiliar necesaria, la temperatura final del tanque y el despilfarro de energía en caso de que el tanque termine lleno. El cuarto módulo elabora un informe de los resultados: balance anual, rendimiento global y de equipos, fracción solar, etc.

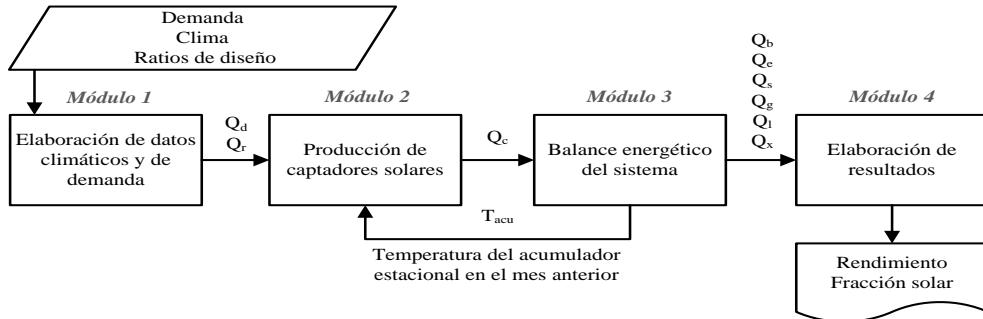


Figura A.2: Flujos de información y módulos de cálculo en el método simple.

A.2 Datos del caso de aplicación

Para facilitar la evaluación de sistemas CSHPSS con el método simple se utilizan pocos datos fácilmente disponibles. Los datos de entrada mínimos necesarios son:

- Demanda anual de calefacción y ACS
- Latitud del lugar de instalación
- Radiación media diaria sobre superficie horizontal, dato mensual (H)
- Temperatura ambiente media, mínima y máxima, datos mensuales (T_a)
- Temperatura del agua de red, dato mensual (T_{red})
- Temperatura de referencia, para los grados-día mensuales (T_{base})
- Albedo del terreno

En el caso de aplicación que exponemos aquí supondremos que la instalación se ubica en Zaragoza. El consumo anual de calefacción puede obtenerse de simulaciones de viviendas o de medidas reales. En España existen datos oficiales de demanda anual por superficie de viviendas de nueva construcción publicados por el IDAE [1]. Para Zaragoza la demanda anual de calefacción es 40,6 kWh/m² y la demanda de ACS es 12,9 kWh/m². Suponiendo que la instalación se dimensiona para atender la demanda de 1000 viviendas de 100 m², las demandas anuales a satisfacer serán $Q_{cal} = 4060$ MWh y $Q_{ACS} = 1290$ MWh, dando un total de $Q_d = 5350$ MWh.

Para el cálculo del sistema mediante modelos simples son necesarios datos geográficos y climáticos. La latitud de Zaragoza es 41,6º. La reflectancia del terreno utilizada (albedo) es 0,2. En la Tabla 1 se muestran los datos climáticos utilizados y se anota su procedencia.

Tabla A.1: Datos climáticos para Zaragoza.

| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| $T_{a\text{med}}$ (ºC) [2] | 6,4 | 8,4 | 10,9 | 13 | 17,2 | 21,3 | 24,5 | 24,4 | 20,7 | 15,5 | 10 | 7,1 |
| $T_{a\text{min}}$ (ºC) [2] | 2,4 | 3,5 | 5,2 | 7,4 | 11,2 | 14,8 | 17,6 | 17,8 | 14,7 | 10,3 | 5,8 | 3,5 |
| $T_{a\text{max}}$ (ºC) [2] | 10,3 | 13,3 | 16,6 | 18,7 | 23,2 | 27,7 | 31,5 | 31 | 26,7 | 20,7 | 14,3 | 10,7 |
| T_{red} (ºC) [3] | 8 | 9 | 10 | 12 | 15 | 17 | 20 | 19 | 17 | 14 | 10 | 8 |
| H (MJ/(m ² ·dia)) [4] | 6,4 | 9,8 | 13,8 | 17,4 | 21,5 | 23,8 | 25,3 | 22,5 | 16,5 | 11,6 | 7,5 | 5,7 |

Las variables de diseño son:

- Área útil del campo de captadores A (o $RAD = A / Q_d$ en $m^2/(MWh/año)$)
- Volumen del acumulador estacional V (o $RVA = V / A$ en m^3/m^2)
- Ecuación de rendimiento del captador (k_0, k_1, k_2)
- Inclinación y orientación de los captadores
- Flujo mísico específico en los captadores m_s
- Eficacia del intercambiador Eff
- Temperatura de suministro T_{cal}
- Temperatura de retorno T_{ret}
- Temperatura máxima del acumulador T_{max}
- Coeficiente global de pérdidas de calor del acumulador U_{acu}

Se realiza el cálculo de la operación anual con los ratios de diseño $RAD = 0,6$ y $RVA = 6$. Estos ratios implican un área de captadores $A = 3210 m^2$ y un volumen del acumulador $V = 19.260 m^3$.

La red de distrito a la que atiende nuestro sistema funciona a $T_{cal} = 50^\circ C$ en suministro y $T_{ret} = 30^\circ C$ en retorno. La temperatura mínima del acumulador se supone igual a la de retorno $T_{min} = 30^\circ C$ y la máxima se impone en $T_{max} = 90^\circ C$. El ACS se sirve a la misma temperatura que la calefacción $T_{ACS} = 50^\circ C$ (En la versión actual el modelo no contempla que T_{ACS} sea mayor que T_{cal}).

Los captadores son del tipo ARCON HT-SA 28/10 [5] con rendimiento óptico $k_0 = 0,816$ y coeficientes de pérdidas $k_1 = 2,235 W/(m^2 \cdot K)$ y $k_2 = 0,0135 W/(m^2 \cdot K^2)$. Se instalan orientados al Sur con una inclinación de 45° . El flujo mísico de entrada a los captadores $m_s = 20 (kg/h)/m^2$ es adecuado para instalaciones solares centralizadas al favorecer la estratificación. La eficacia del intercambiador del campo solar es del 90% (Eff = 0,90). Se supone que el acumulador es un recipiente cilíndrico dispuesto con su eje en vertical y enterrado. La relación de aspecto del acumulador estacional (altura/diámetro) es $RHD = 0,6$. Conocido el volumen del mismo V podemos calcular sus otras dimensiones:

$$D = \left[\frac{4V}{\pi \cdot RHD} \right]^{1/3} \quad (1)$$

$$H = RHD \cdot D \quad (2)$$

$$A_{acu} = (RHD + 0,5) \cdot \pi \cdot D^2 \quad (3)$$

En nuestro caso ($D = 34,45 m$; $H = 20,67 m$; $A_{acu} = 4101 m^2$). El coeficiente de transferencia de calor al terreno desde el tanque $U_{acu} = 0,12 W/(m^2 \cdot K)$ se ha calculado considerando un aislamiento del de 25 cm de XPS (poliestireno extruido) de conductividad $0,03 W/(m \cdot K)$. La temperatura del terreno T_{ter} se supone constante a lo largo del año e igual a la temperatura media anual del aire ($15,0^\circ C$ en Zaragoza). Podemos calcular la capacidad de acumulación como

$$EA_{max} = \frac{V \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{max} - T_{min})}{3,6 \cdot 10^9} \quad (4)$$

En la ecuación anterior $\rho = 1000 kg/m^3$ es densidad del agua y $c_p = 4180 J/kg \cdot K$ su calor específico. EA_{max} se expresa en MWh. La capacidad de acumulación resulta ser $EA_{max} = 1342$ MWh.

A.3 Elaboración de datos (Módulo 1)

El módulo 1 calcula la radiación sobre superficie inclinada $q_r[m,h]$ en W/m^2 y la temperatura del aire horaria $T_{amb}[m,h]$ de un día tipo cada mes. Los métodos empleados se describen en [6]. Para el cálculo de la radiación sobre superficie inclinada se utiliza el modelo de cielo isotrópico [7]. La temperatura del aire a lo largo del día se calcula utilizando la correlación de Erbs [8].

Esta correlación usa la temperatura mínima (Ta_{min}), la máxima (Ta_{max}), y la media mensual diaria (Ta_{med})

$$Ta[m, h] = Ta_{med}[m] + (Ta_{max}[m] - Ta_{min}[m]) \cdot \sum k = 1..4 ak \cdot \cos(k \cdot \tau[h] - bk) \quad (5)$$

$$\tau[h] = 2 \cdot \pi \cdot (h - 1) / 24 \quad (6)$$

Donde h es la hora solar del día ($h = 12$ es el mediodía solar).

El índice de claridad del cielo puede ser obtenido de la media diaria de la radiación horizontal y de la radiación extraterrestre, que depende de la latitud de la ciudad y de la fecha (Duffie y Beckman, 2013). Este índice se usa para calcular la radiación difusa diaria con la correlación de Erbs (Erbs et al., 1982). La radiación horizontal total es distribuida horariamente con la correlación de Collares-Pereira y Rabl (1979), y la radiación horizontal difusa se distribuye horariamente con la correlación de Liu y Jordan (1960). La diferencia entre la radiación total y la difusa es el haz de radiación horizontal directo. La radiación por hora sobre una superficie inclinada se calcula usando el modelo de cielo isótropo (Duffie y Beckman, 2013).

Para el mes de Mayo ($m=5$) en Zaragoza, la Tabla 2 muestra la estimación horaria de: temperatura ambiente, $Ta[5,h]$, radiación horizontal, $I_0[5,h]$, y la radiación sobre una superficie inclinada, $q_r[5,h]$, con $\beta = 45^\circ$ y orientada al sur $\gamma = 0^\circ$ con una reflectancia del suelo $\rho_g = 0.2$.

Tabla A.2: Temperatura ambiente horaria y radiación de 5:00-19:00 para Zaragoza en Mayo.

| Hora | 5-6 | 6-7 | 7-8 | 8-9 | 9-10 | 10-11 | 11-12 | 12-13 | 13-14 | 14-15 | 15-16 | 16-17 | 17-18 | 18-19 |
|---------------------------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Ta (°C) | 11.8 | 12.0 | 13.0 | 14.6 | 16.7 | 18.8 | 20.6 | 21.9 | 22.8 | 23.4 | 23.5 | 22.9 | 21.8 | 20.3 |
| I_0 (W/m ²) | 65 | 182 | 316 | 453 | 577 | 671 | 722 | 722 | 671 | 577 | 453 | 316 | 182 | 65 |
| q_r (W/m ²) | 31 | 112 | 253 | 402 | 541 | 648 | 706 | 706 | 648 | 541 | 402 | 253 | 112 | 31 |

La demanda anual de calefacción se distribuye mensualmente en función de los grados día en base 15°C. Se impone que el sistema no funcione en meses con consumo muy bajo introduciendo un filtro que lo anula si el valor en grados día en base 15 del mes es inferior al número de días del mes. El cálculo de los grados día se realiza mediante la correlación de Erbs [9] a partir de las temperaturas medias mensuales y de una temperatura base de 15°C.

$$GD_{15}[m] = SM \cdot N^{\circ}Dias[m]^{3/2} \cdot \left(\frac{HM}{2} + \frac{\ln(\cosh(1,698*HM))}{3,396} + 0,2041 \right) \quad (7)$$

Para $m = 1..12$, donde:

$$HM = \frac{T_{base} - T_{med}[m]}{SM \cdot \sqrt{N^{\circ}Dias[m]}} \quad (8)$$

$$SM = 1,45 - 0,0290 \cdot T_{med}[m] + 0,0664 \cdot SA \quad (9)$$

$$SA = \frac{\sqrt{\sum_{12-1} (T_{med}[m] - TA)^2}}{12-1} \quad (10)$$

$$TA = \sum T_{med}[m] \quad (11)$$

Una vez calculados los grados-día en base 15°C mensuales se calcula la demanda anual de calefacción

$$GD_{cal}[m] = GD_{15}[m] \text{ si } GD_{15}[m] > NumDias[m] ; \text{ Si no } GD_{cal}[m] = 0 \quad (12)$$

$$Q_{cal}[m] = Q_{cal} \frac{GD_{cal}[m]}{\sum_{m=1}^{12} GD_{cal}[m]} \quad (13)$$

Para realizar la distribución mensual de la demanda de ACS se ha utilizado la norma UNE 94002 [3] que estima la demanda en función de la temperatura de suministro T_{ACS} , la temperatura de la red (T_{red} , ver datos para Zaragoza en la Tabla 1) y el número de días del mes.

$$GD_{ACS}[m] = NumDias[m] (T_{ACS} - T_{red}[m]) \quad (14)$$

$$Q_{ACS}[m] = Q_{ACS} \frac{GD_{ACS}[m]}{\sum_{m=1}^{12} GD_{ACS}[m]} \quad (15)$$

La demanda mensual del sistema es la suma de las demandas de calefacción y agua caliente sanitaria.

$$Q_d[m] = Q_{cal}[m] + Q_{ACS}[m] \quad (16)$$

Tabla A.3: Datos y resultados correspondientes a la distribución mensual de la demanda.

| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|-------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|-------|-------|--------|
| GD ₁₅ (Kdía) | 270 | 190 | 142 | 87 | 23 | 3 | 0 | 0 | 4 | 43 | 160 | 250 |
| Q _{cal} (MWh) | 885,3 | 689,6 | 580,9 | 307,5 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 161,5 | 546,7 | 888,4 |
| Q _{ACS} (MWh) | 125,3 | 110,5 | 119,3 | 109,7 | 104,4 | 95,3 | 89,5 | 92,5 | 95,3 | 107,4 | 115,5 | 125,3 |
| Q _d (MWh) | 1010,6 | 800,1 | 700,2 | 417,2 | 104,4 | 95,3 | 89,5 | 92,5 | 95,3 | 268,9 | 662,2 | 1013,7 |

Obsérvese que el método simple puede utilizarse sin aplicar los procedimientos de elaboración de datos aquí presentados. En este caso deberían suministrarse directamente al programa $T_{amb}(m, h)$, $Q_r[m, h]$ y $Q_d[m]$, comenzando el cálculo en el módulo 2.

A.4 Producción solar (Módulo 2)

Para el cálculo de la producción de calor $q_c[m, h]$ en W/m^2 de los captadores se parte de la radiación incidente $q_r[m, h]$ y la diferencia de temperatura entre el captador y el ambiente. Obsérvese que solo se considera como calor captado si el rendimiento es positivo.

$$q_c[m, h] = \text{Máx} (k_0 \cdot q_r[m, h] - k_1 \cdot \Delta T[m, h] - k_2 \cdot \Delta T[m, h]^2; 0) \quad (17)$$

$$\Delta T[m, h] = T_{cap}[m, h] - T_{amb}[m, h] \quad (18)$$

La temperatura del captador T_{cap} se calcula como la media entre la temperatura de entrada T_{ent} y la temperatura de salida T_{sal} del fluido.

$$T_{cap}[m, h] = (T_{ent}[m, h] + T_{sal}[m, h])/2 \quad (19)$$

La temperatura de salida del captador depende de la temperatura de entrada al captador solar, el flujo específico $m_s = 20 \text{ kg}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ y el calor específico del fluido en el campo solar $c_{ps} = 4180 \text{ J}/(\text{kg} \cdot \text{K})$.

$$T_{sal}[m, h] = T_{ent}[m, h] + q_c[m, h] \cdot 3600 / (m_s \cdot c_{ps}) \quad (20)$$

Obsérvese que si es conocida la temperatura de entrada T_{ent} , entonces las 4 ecuaciones anteriores nos permitirán calcular las 4 incógnitas: q_c , ΔT , T_{cap} y T_{sal} . El fluido que circula por el campo de captadores transfiere calor al acumulador por medio de un intercambiador de placas con disposición de flujos a contracorriente. Suponiendo que los flujos que circulan por los circuitos primario (el flujo que circula por el campo solar) y secundario (el flujo que sale del fondo del acumulador para calentarse y retornar a la cabeza del mismo) tienen la misma capacidad calorífica y que la temperatura del acumulador a lo largo del mes se mantiene constante se obtiene la ecuación

$$T_{ent}[m, h] = T_{sal}[m, h] - Eff \cdot (T_{sal}[m, h] - T_{acu}[m-1]) \quad (21)$$

que completa el sistema que permite calcular T_{ent} junto con las cuatro incógnitas anteriores.

La radiación mensual Q_r y la producción mensual de calor del campo de captadores Q_c es la suma de los valores horarios multiplicado por el área del campo de captadores A y el número de días del mes. Las ecuaciones siguientes permiten calcular su valor en MWh/mes.

$$Q_c[m] = \text{NumDias}[m] \cdot A \cdot 10^{-6} \sum_{j=1}^{24} q_c[m, h] \quad (22)$$

$$Q_r[m] = \text{NumDias}[m] \cdot A \cdot 10^{-6} \sum_{j=1}^{24} q_r[m, h] \quad (23)$$

La Tabla 4 muestra la producción solar horaria y mensual en el ejemplo considerado.

Tabla A.4: Producción solar ($q_c[m, h]$ en W/m^2 y $Q_c[m]$ en MWh/mes).

| Hora\mes | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 7 | 0 | 0 | 0 | 13 | 46 | 33 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 8 | 0 | 41 | 82 | 116 | 155 | 146 | 135 | 86 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 9 | 91 | 156 | 202 | 231 | 274 | 267 | 270 | 226 | 126 | 47 | 0 | 27 |
| 10 | 192 | 273 | 321 | 342 | 385 | 379 | 396 | 359 | 251 | 170 | 94 | 126 |
| 11 | 276 | 367 | 416 | 429 | 471 | 466 | 494 | 464 | 352 | 269 | 184 | 208 |
| 12 | 324 | 421 | 470 | 479 | 520 | 515 | 550 | 523 | 410 | 327 | 236 | 255 |
| 13 | 327 | 424 | 474 | 482 | 524 | 519 | 554 | 528 | 414 | 331 | 239 | 257 |
| 14 | 284 | 376 | 426 | 439 | 482 | 478 | 508 | 478 | 366 | 282 | 195 | 215 |
| 15 | 204 | 287 | 338 | 358 | 402 | 398 | 418 | 383 | 274 | 191 | 111 | 138 |
| 16 | 106 | 176 | 224 | 253 | 296 | 292 | 299 | 257 | 156 | 74 | 8 | 43 |
| 17 | 10 | 62 | 106 | 140 | 180 | 175 | 168 | 120 | 30 | 0 | 0 | 0 |
| 18 | 0 | 0 | 2 | 36 | 70 | 60 | 40 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 19 | 0 | 0 | 0 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| mes | 180,6 | 232,2 | 304,6 | 319,7 | 379,0 | 359,1 | 382,1 | 340,6 | 229,2 | 168,2 | 102,8 | 126,2 |

A.5 Balance mensual (Módulo 3)

El balance mensual del sistema requiere vigilar las condiciones de carga mínima y máxima del acumulador. Esto permite calcular la carga y descarga del tanque cumpliendo estos límites, determinar si es necesario consumir energía auxiliar para atender la demanda ó despilfarrar parte del calor "teóricamente" captado. Todos los flujos de calor que aparecen en las ecuaciones del módulo 3 se expresan en MWh/mes.

Se ha comprobado con datos de radiación en España, que empleando el colector seleccionado y el caudal específico impuesto, el agua caliente producida en el campo de captadores tendrá una temperatura media igual o superior a la de suministro incluso en los meses más fríos. La variable Q_e expresa la cantidad de calor que se acumula en el mes. Se impone que el calor captado atenderá primero la demanda y solo una vez cubierta en su totalidad quedara un remanente Q_e que estará disponible para cargar el acumulador estacional. También se obtiene como resultado la medida Q_b en que el calor captado en el mes atiende la demanda de mes.

$$Q_e[m] = \text{Max}(Q_c[m] - Q_d[m] ; 0) \quad (24)$$

$$Q_b[m] = Q_c[m] - Q_e[m] \quad (25)$$

La transferencia de calor al ambiente desde el acumulador Q_l se calcula multiplicando el coeficiente de transferencia de calor U_{acu} en $\text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ por la superficie del tanque A_{acu} en m^2 , por la diferencia de temperatura entre el tanque y el terreno (T_{ter}), y por el número de horas del mes. Se utiliza la temperatura del acumulador al comienzo del mes para calcular las pérdidas de calor durante el mes.

$$Q_l[m] = U_{acu} \cdot A_{acu} \cdot (T_{acu}[m-1] - T_{ter}) \cdot \text{NumDias}[m] \cdot 24 \cdot 10^{-6} \quad (26)$$

Para determinar el proceso de descarga del tanque se emplea la variable intermedia Q_{sx} que expresa la máxima cantidad de calor que puede ser descargada.

$$Q_{sx}[m] = \text{Max}(EA[m-1] + Q_e[m] - Q_l[m] ; 0) \quad (27)$$

A continuación se determina la necesidad de calor auxiliar Q_g a lo largo del mes.

$$Q_g[m] = \text{Max} (Q_d[m] - Q_b[m] - Q_{sx}[m] ; 0) \quad (28)$$

Finalmente se calcula la cantidad de calor descargado Q_s como diferencia entre la demanda y la suma de la producción directa Q_b y del calor auxiliar.

$$Q_s[m] = Q_d[m] - (Q_b[m] + Q_g[m]) \quad (29)$$

El calor solar mensual producido por el sistema es suma del calor producido y consumido en el mes más el calor mensual descargado del acumulador.

$$Q_{solar}[m] = Q_b[m] + Q_s[m] \quad (30)$$

La carga teórica del acumulador al final del mes EA_x se calcula sin considerar el límite de temperatura.

$$EA_x[m] = EA[m - 1] + Q_e[m] - Q_l[m] - Q_s[m] \quad (31)$$

La carga real EA será la calculada siempre que no supere a la máxima

$$EA[m] = \text{Min} (EA_x[m] ; EA_{max}) \quad (32)$$

La temperatura en el acumulador al final del mes se calcula a partir de la carga real.

$$T_{acu}[m] = T_{min} + (T_{max} - T_{min}) \cdot \frac{EA[m]}{EA_{max}} \quad (33)$$

El conjunto de ecuaciones anteriores permite determinar los flujos de calor del sistema durante el mes y la energía acumulada al final del mismo a partir del conocimiento de la energía inicial presente en el acumulador; es decir, de la energía acumulada con que terminó el mes anterior. Para el cálculo de las pérdidas de calor Q_l también se requiere la temperatura del acumulador T_{acu} en dicho momento.

Las instalaciones reales cuentan con sistemas de seguridad que paran las bombas si la temperatura en el acumulador alcanza el valor máximo, $T_{max} = 90^{\circ}\text{C}$ en nuestro caso. El rechazo de energía Q_x será

$$Q_x[i] = EA_x[m] - EA[m] \quad (34)$$

El cálculo de la instalación se realiza para un ciclo anual en el cual la carga y la temperatura del acumulador al finalizar el año es la misma que al comenzar el año.

$$EA[0] = EA[12]$$

(35a)

$$T_{acu}[0] = T_{acu}[12] \quad (36b)$$

La Tabla A.5 muestra las variables involucradas en el cálculo mensual del caso base.

Tabla A.5 : Balance mensual (E en MWh, Q en MWh/mes, T en $^{\circ}\text{C}$).

| | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|-------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|--------|
| Q_d | 1010,6 | 800,1 | 700,2 | 417,2 | 104,4 | 95,2 | 89,5 | 92,5 | 95,3 | 268,9 | 662,2 | 1013,7 |
| Q_r | 304,4 | 358,9 | 457,9 | 469,9 | 536,1 | 542,8 | 609,8 | 604,8 | 501,0 | 446,2 | 337,8 | 288,4 |
| Q_c | 180,6 | 232,2 | 304,6 | 319,7 | 379,0 | 359,1 | 382,1 | 340,6 | 229,2 | 168,2 | 102,8 | 126,2 |
| Q_b | 180,6 | 232,2 | 304,6 | 319,7 | 104,4 | 95,2 | 89,5 | 92,5 | 95,2 | 168,2 | 102,8 | 126,2 |
| Q_e | 0 | 0 | 0 | 0 | 274,5 | 263,9 | 292,6 | 248,1 | 133,9 | 0 | 0 | 0 |
| Q_x | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Q_l | 5,5 | 4,9 | 5,3 | 5,1 | 5,2 | 9,3 | 13,7 | 18,3 | 21,3 | 23,9 | 21,2 | 12,4 |
| Q_s | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 100,7 | 559,4 | 407,1 |
| EA | -5,5 | -10,4 | -15,7 | -20,8 | 248,6 | 503,3 | 782,2 | 1012,0 | 1124,6 | 1000,0 | 419,4 | 0 |
| T_{acu} | 29,8 | 29,5 | 29,3 | 29,1 | 41,1 | 52,5 | 65,0 | 75,3 | 80,3 | 74,7 | 48,8 | 30,0 |
| Q_g | 830,0 | 567,9 | 395,6 | 97,6 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 480,4 |
| Q_{solar} | 180,6 | 232,2 | 304,6 | 319,7 | 104,4 | 95,3 | 89,5 | 92,5 | 95,3 | 268,9 | 662,2 | 553,3 |

No se ha incluido en el cálculo el consumo de energía eléctrica de bombas ni las posibles pérdidas de calor en las tuberías del campo de captadores, pérdidas de calor en intercambiadores de calor o pérdidas de calor en otros equipos auxiliares. Tampoco las pérdidas de calor de la red de distribución.

A.6 Resultados (Módulo 4)

Lo primero que se calcula en el módulo 4 es la magnitud anual de los flujos de energía (Q_d , Q_r , Q_c , Q_b , Q_e , Q_x , Q_l , Q_s , Q_g y Q_{solar}). El balance anual del sistema de los flujos de entrada y salida debe dar cero puesto que el cálculo se realiza para un ciclo anual.

$$Balance_{anual} = Q_c + Q_g - Q_d - Q_l - Q_x \quad (37)$$

La fracción solar del sistema FS y el rendimiento del campo de captadores η_{col} pueden calcularse en base mensual y anual

$$FS = Q_{solar} / Q_d \quad (38)$$

$$\eta_{col} = Q_c / Q_r \quad (39)$$

El rendimiento del acumulador estacional η_{acu} y el rendimiento global del sistema solar η_{sis} solo pueden determinarse en base anual.

$$\eta_{acu} = Q_s / Q_e \quad (40)$$

$$\eta_{sis} = Q_{solar} / Q_r \quad (41)$$

La Tabla A.6 muestra los resultados para el caso analizado. La fracción solar alcanzada es del 55,7%, puesto que la temperatura máxima del acumulador no alcanza el máximo de funcionamiento cabe la posibilidad de aumentar el área de captadores para mejorar el funcionamiento de la instalación.

Tabla A.6: Resultados (Q en MWh/mes-año).

| | Q_r | Q_c | Q_x | Q_l | Q_d | Q_{solar} | Q_g | FS | η_{col} | η_{acu} | η_{sis} |
|-----|-------|-------|-------|-------|--------|-------------|-------|-------|--------------|--------------|--------------|
| Ene | 304,8 | 180,6 | 0 | 5,5 | 1010,6 | 108,6 | 830,0 | 0,179 | 0,592 | | |
| Feb | 358,9 | 232,2 | 0 | 4,9 | 800,1 | 232,2 | 569,7 | 0,290 | 0,647 | | |
| Mzo | 457,9 | 304,6 | 0 | 5,3 | 700,2 | 304,6 | 395,6 | 0,435 | 0,665 | | |
| Abr | 469,9 | 319,7 | 0 | 5,1 | 417,2 | 319,7 | 97,6 | 0,766 | 0,680 | | |
| May | 536,1 | 379,0 | 0 | 5,2 | 104,4 | 104,4 | 0 | 1 | 0,707 | | |
| Jun | 542,8 | 359,1 | 0 | 9,3 | 95,3 | 95,3 | 0 | 1 | 0,662 | | |
| Jul | 609,8 | 382,1 | 0 | 13,7 | 89,5 | 89,5 | 0 | 1 | 0,627 | | |
| Ago | 604,8 | 340,6 | 0 | 18,3 | 92,5 | 92,5 | 0 | 1 | 0,563 | | |
| Sep | 501,0 | 229,2 | 0 | 21,3 | 95,3 | 95,3 | 0 | 1 | 0,458 | | |
| Oct | 446,2 | 168,2 | 0 | 23,9 | 268,9 | 268,9 | 0 | 1 | 0,377 | | |
| Nov | 337,8 | 102,8 | 0 | 21,2 | 662,2 | 662,2 | 0 | 1 | 0,304 | | |
| Dic | 288,4 | 126,2 | 0 | 12,4 | 1013,7 | 553,3 | 480,4 | 0,526 | 0,438 | | |
| AÑO | 5458 | 3124 | 0 | 146 | 5350 | 2978 | 2372 | 0,557 | 0,572 | 0,880 | 0,540 |

A.7 Análisis económico

Además de los resultados físicos del sistema CSHPSS, el método simple estima resultados económicos. Estos resultados son las inversiones iniciales de los equipos principales (campo solar, acumulador estacional y caldera auxiliar), coste anual de los equipos, y costes por unidad de energía producida. Para el cálculo de las inversiones del colector solar y del acumulador se han utilizado las siguientes correlaciones

$$Inv_{col} = 740 \cdot A^{0,860} \quad (42)$$

$$Inv_{acu} = \alpha \cdot 4660 \cdot V^{0,615} \quad (43)$$

Los exponentes 0,860 y 0,615 en las ecuaciones anteriores nos indican las economías de escala del campo solar y acumulador estacional, respectivamente. Nótese que cuanto más alejado de la unidad es el exponente mayores economías de escala tiene el equipo. Por tanto, en el caso del acumulador el coste por unidad de volumen disminuye muy apreciablemente con el tamaño, lo que ha sido constatado por diversos autores [10-11].

El parámetro α incluido en la Ec. (43) resultará útil para describir el comportamiento económico del sistema conforme se cambie de tipo de acumulador estacional y/o se vayan instalando en el futuro más y más acumuladores estacionales de gran tamaño. El valor $\alpha = 1$ corresponde con la experiencia acumulada en los proyectos de demostración europeos de las dos últimas décadas utilizando un acumulador tipo tanque de agua. La evidencia empírica [12-13] y los resultados obtenidos con el método simple nos indica que el coste de inversión de los acumuladores es todavía demasiado grande.

La inversión requerida para el resto de equipos de la planta (bombas, intercambiadores, tuberías, válvulas, etc.) y para los costes indirectos (proyecto de ingeniería, dirección de obra, seguros, etc.) se considera un factor de sobrecoste del 40% ($f_{ind} = 0,40$). La inversión total queda como

$$Inv = (1 + f_{ind}) \cdot (Inv_{col} + Inv_{acu}) = 1036 \cdot A^{0,860} + \alpha \cdot 6524 \cdot V^{0,615} \quad (44)$$

Para el cálculo de la inversión de la caldera auxiliar, se calcula primero la potencia de la misma. Esta potencia es estimada como la máxima demanda diaria de todo el año promediada a lo largo de medio día. La correlación para la inversión de la caldera es la siguiente:

$$Inv_{aux} = 155 \cdot P_{aux}^{0,69} \cdot FBM \quad (45)$$

donde P_{aux} es la potencia de la caldera en kW y FBM es el factor de coste aplicado a este equipo, en este caso $FBM = 1,5$.

El coste anual de los equipos, Z en €/año, se calcula aplicando el factor de amortización anual y los costes de operación y mantenimiento. El factor de amortización se calcula considerando un interés anual, i en $año^{-1}$, del 3%, que es en la actualidad un interés común en países donde los CSHPSS están siendo instalados, por ejemplo en Dinamarca. Los costes de amortización se distribuyen sobre la vida útil de los equipos. La vida estimada es de 25 años para el colector solar ($na = 25$ años) y de 50 años para el acumulador estacional ($nv = 50$ años). Los costes de operación y mantenimiento se estiman en un 1.5% ($f_{ope} = 0,015 \cdot año^{-1}$) del coste de inversión de

acuerdo con el criterio propuesto por la IEA [14]. Por lo tanto, los costes anuales se calculan de la siguiente manera:

$$Z_{col} = Inv_{col} \cdot \left(f_{ope} + i \cdot \frac{(1+i)^{na}}{(1+i)^{na} - 1} \right) = 54 \cdot A^{0,860} \quad (46)$$

$$Z_{acu} = Inv_{acu} \cdot \left(f_{ope} + i \cdot \frac{(1+i)^{nv}}{(1+i)^{nv} - 1} \right) = \alpha \cdot 251 \cdot V^{0,615} \quad (47)$$

$$Z_{solar} = (1 + f_{ind}) \cdot (Z_{col} + Z_{acu}) = 75 \cdot A^{0,860} + \alpha \cdot 352 \cdot V^{0,615} \quad (48)$$

El mismo proceso se aplica para el cálculo del coste anual de la caldera auxiliar (Z_{aux}). El coste anual total (Z_{total}) es la suma del coste solar (Z_{solar}) y el coste auxiliar (Z_{aux}).

El coste de la electricidad se calcula a partir de la estimación del consumo de las bombas. El consumo de las bombas se estima de la siguiente manera. Se distinguen tres consumos eléctricos diferentes, el consumo de energía en el campo solar, dividido entre las bombas del circuito primario y las del secundario, y el consumo de energía de las bombas de distrito.

Para el consumo en el campo solar se calculan los caudales del circuito primario y secundario en m^3/s .

$$V_1 = \frac{m_s \cdot A}{\rho_s \cdot 3600} \quad (49)$$

donde m_s es el flujo másico específico del primario ($\text{kg}/\text{h} \cdot \text{m}^2$) y ρ_s la densidad del fluido caloportador. Para el secundario, el flujo másico se calcula de la siguiente manera:

$$V_2 = V_1 \cdot \frac{\rho_s}{\rho} \cdot \frac{c_{ps}}{c_p} \quad (50)$$

La potencia de las bombas, Pot_i (kW), se estima mediante las pérdidas de carga en la instalación ΔP_i y el rendimiento de bomba de caudal fijo ($\eta_b = 0,54$). Las pérdidas de carga se componen de pérdidas de carga en captadores ($\Delta P_{col} = 3,8 \text{ kPa}$), pérdidas de carga en tuberías ($\Delta P_{tub} = 400 \text{ kPa}$), y pérdidas de carga en el intercambiador ($\Delta P_{int} = 50 \text{ kPa}$). Se ha considerado que: $\Delta P_1 = \Delta P_{col} + \Delta P_{tub} + \Delta P_{int}$; $\Delta P_2 = \Delta P_{int}$; $\Delta P_3 = \Delta P_{tub} + \Delta P_{int}$.

$$Pot_i = \frac{\Delta P_i \cdot V_i}{\eta_b} \quad (51)$$

El consumo de energía, EC_i (MWh), será el resultado de multiplicar la potencia de las bombas por el número de horas de funcionamiento anual (para $i = 1,2$). El número de horas de funcionamiento al año, H_f (horas), se calcula como el sumatorio de horas de funcionamiento al día por el número de días mes.

$$EC_i = \frac{Pot_i \cdot H_f}{1000} \quad (52)$$

Para obtener el consumo total de energía en el campo solar (EC_{solar} , MWh/año) se suma el consumo del primario (EC_1 , MWh/año) con el consumo del secundario (EC_2 , MWh/año). Para el consumo eléctrico del distrito (EC_3 , MWh/año) se calcula en primer lugar el caudal de agua por año VH ($\text{m}^3/\text{año}$)

$$VH = \frac{Q_d \cdot 3,6 \cdot 10^9}{(T_{cal} - T_{ret}) \cdot \rho \cdot c_p} \quad (53)$$

Con el caudal de agua y las pérdidas de carga se calcula el consumo del distrito (EC_3 , MWh/año)

$$EC_3 = \frac{\Delta P_3 \cdot VH}{\eta_b \cdot 3,6 \cdot 10^6} \quad (54)$$

El coste eléctrico se obtiene multiplicando el consumo de electricidad total por el precio de la misma. El consumo de electricidad total es la suma de los consumos calculados anteriormente. Los precios de electricidad y combustible auxiliar varían de un país a otro considerablemente. Para el cálculo en España se propone buscar en las tablas del Eurostat [15]

Los costes unitarios solar (c_{solar} , €/MWh), auxiliar (c_{aux} , €/MWh) y total (c_{total} , €/MWh) se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$c_{solar} = \frac{Z_{solar} + \text{Coste eléctrico}}{Q_{solar}} \quad (55)$$

donde Z_{solar} es el coste solar anual, Q_{solar} es el calor consumido que viene por aportación solar y el Coste eléctrico es el mencionado anteriormente.

$$c_{aux} = \frac{Z_{aux} + \text{Coste combustible auxiliar}}{Q_{aux}} \quad (56)$$

donde Z_{aux} es el coste anual de la caldera, Q_{aux} es el combustible consumido por la caldera ($Q_{aux} = Q_g / \eta_{aux}$) de rendimiento, $\eta_{aux} = 0,95$, y el coste de combustible auxiliar es el consumo de combustible, multiplicado por el precio del combustible auxiliar.

$$c_{total} = \frac{Z_{solar} + Z_{aux} + \text{Coste eléctrico} + \text{Coste combustible auxiliar}}{Q_d} \quad (57)$$

La Tabla A.6 muestra los resultados económicos obtenidos de la instalación.

Tabla A.6: Resultados económicos.

| | Captadores | Acumulador | Solar | Auxiliar | Total |
|---------------|------------|------------|---------|----------|---------|
| Inversión (€) | 1073875 | 2815641 | 3889515 | 58570 | 3948086 |
| Z (€/año) | 77778 | 151666 | 229444 | 4242 | 233686 |
| c (€/MWh) | | | 84 | 63 | 74 |

A.8 Análisis ambiental

El análisis ambiental que se realiza en el Método Simple está basado en el Análisis del Ciclo de Vida y ha sido desarrollado gracias a los estudios de Raluy et al. [16]. Se ha llegado al desarrollo de varias correlaciones para estimar el impacto ambiental de los equipos, en emisiones de gases de efecto invernadero (IA_{CO_2} , kgCO₂equivalente) y en consumo de energía primaria (IA_{CED} , MWh) a lo largo de su vida útil, en función del área de captación solar y del área externa del acumulador.

Campo solar:

$$IA_{CO_2} = 113,08 \cdot A \quad (58)$$

$$IA_{CED} = 0,4136 \cdot A \quad (59)$$

Acumulador estacional:

$$IA_{CO_2} = 921,32 \cdot A_{acu} \quad (60)$$

$$IA_{CED} = 5,139 \cdot A_{acu} \quad (61)$$

Este impacto ambiental es a lo largo de toda su vida útil. Para calcular el impacto ambiental anual IAA se divide por el número de años de vida estimado. Para los captadores se estima una vida de 25 años y para el acumulador estacional 50 años.

Para calcular el impacto ambiental anual de la energía auxiliar consumida, eléctrica (IAA_{elec}) y del combustible auxiliar (IAA_{aux}), se buscarán los factores de emisión de CO₂ y de relación entre energía final – energía primaria propios de cada país, y se multiplicarán por la energía eléctrica y el combustible auxiliar consumidos. Para España estos valores se pueden encontrar en tablas proporcionadas por el IDEA.

Por último, para calcular el coste ambiental final de la energía producida, se emplean las siguientes expresiones y se parte de que el coste ambiental de la radiación solar es nulo.

$$CA_{col} = \frac{IAA_{col} + IAA_{elec}}{Q_c} \quad (62)$$

$$CA_{solar} = \frac{IAA_{col} + IAA_{acu} + IAA_{elec}}{Q_{solar}} \quad (63)$$

$$CA_{aux} = \frac{IAA_{aux}}{Q_{aux}} \quad (64)$$

$$CA_{sistema} = \frac{IAA_{col} + IAA_{acu} + IAA_{elec} + IAA_{aux}}{Q_d} \quad (65)$$

Las unidades dependen de si se calculan en emisiones de gases de efecto invernadero (kg CO₂equivalente/MWh) o energía primaria consumida (MWh/MWh). IAA es el impacto ambiental anualizado calculado anteriormente y los denominadores son los flujos de calor correspondientes (Q_c, Q_{solar}, Q_{aux}, Q_d; MWh/año). En la Tabla A.7 se muestran los resultados del análisis ambiental para el caso base. Observando la tabla, cabe destacar que el coste ambiental unitario del calor auxiliar es considerablemente mayor que el coste ambiental unitario del calor solar, lo que implica que el calor auxiliar es el principal responsable de las emisiones del sistema.

Tabla A.7: Análisis ambiental.

| | Campo | Captadores | Acumulador | Auxiliar | Solar | Sistema |
|---|-------|------------|------------|----------|-------|---------|
| Coste ambiental (kgCO ₂ eq/MWh) | | 10,99 | 25,76 | 211,6 | 36,75 | 113,7 |
| Coste ambiental (MWh/MWh) | | 0,060 | 0,144 | 1,126 | 0,204 | 0,610 |
| Impacto anualizado (kgCO ₂ eq/año) | | 14519 | 75554 | | | |
| Impacto anualizado (MWh/año) | | 53,11 | 421,4 | | | |

Anexo B Aplicación para el cálculo de CSHPSS

B.1 Descripción de la aplicación

Esta aplicación desarrollada con el programa EES [17] permite dimensionar los principales equipos (campo solar y acumulador estacional) y estimar el funcionamiento mensual de una central solar térmica con acumulación estacional. La aplicación calcula el funcionamiento de CSHPSS mediante el método de cálculo denominado Método Simple, desarrollado por Guadalfajara et al. [18].

El Método Simple estima el funcionamiento mensual del sistema, calculando los flujos de calor, fracción solar, rendimientos de los equipos, y a su vez datos económicos como los costes de inversión, costes anuales y coste de calor solar, auxiliar y total. Como su nombre indica el método basa su cálculo en ecuaciones y correlaciones más “sencillas” que otros métodos de cálculo (TRNSYS) favoreciendo así el desarrollo de una aplicación informática para el dimensionado de estas instalaciones.

La aplicación se ha diseñado de forma simple para que pueda ser usada por un usuario con un conocimiento básico de estas instalaciones. Solamente es necesario seleccionar cuatro variables iniciales para el cálculo de un caso: localización, número de viviendas, ratio área de colectores y ratio volumen del acumulador. Sin embargo, algunas variables más específicas pueden ser modificadas en las distintas pantallas de la aplicación.

A continuación, a modo de “Manual de usuario” se procede a la descripción de esta aplicación recorriendo cada una de sus pantallas y explicando cómo hacer uso de ellas, detallando las variables que pueden ser modificadas por el usuario y la forma de proceder para llegar a un dimensionado de la instalación adecuado. Los resultados que muestra la aplicación también se detallan para que el usuario pueda sacar el mayor partido posible a toda la información que la aplicación le ofrece.

B.2 Pantalla de inicio

Al abrir la aplicación se muestra su ventana principal en la que se pueden distinguir varias zonas: entrada de datos, acceso a los diferentes apartados y resultados.

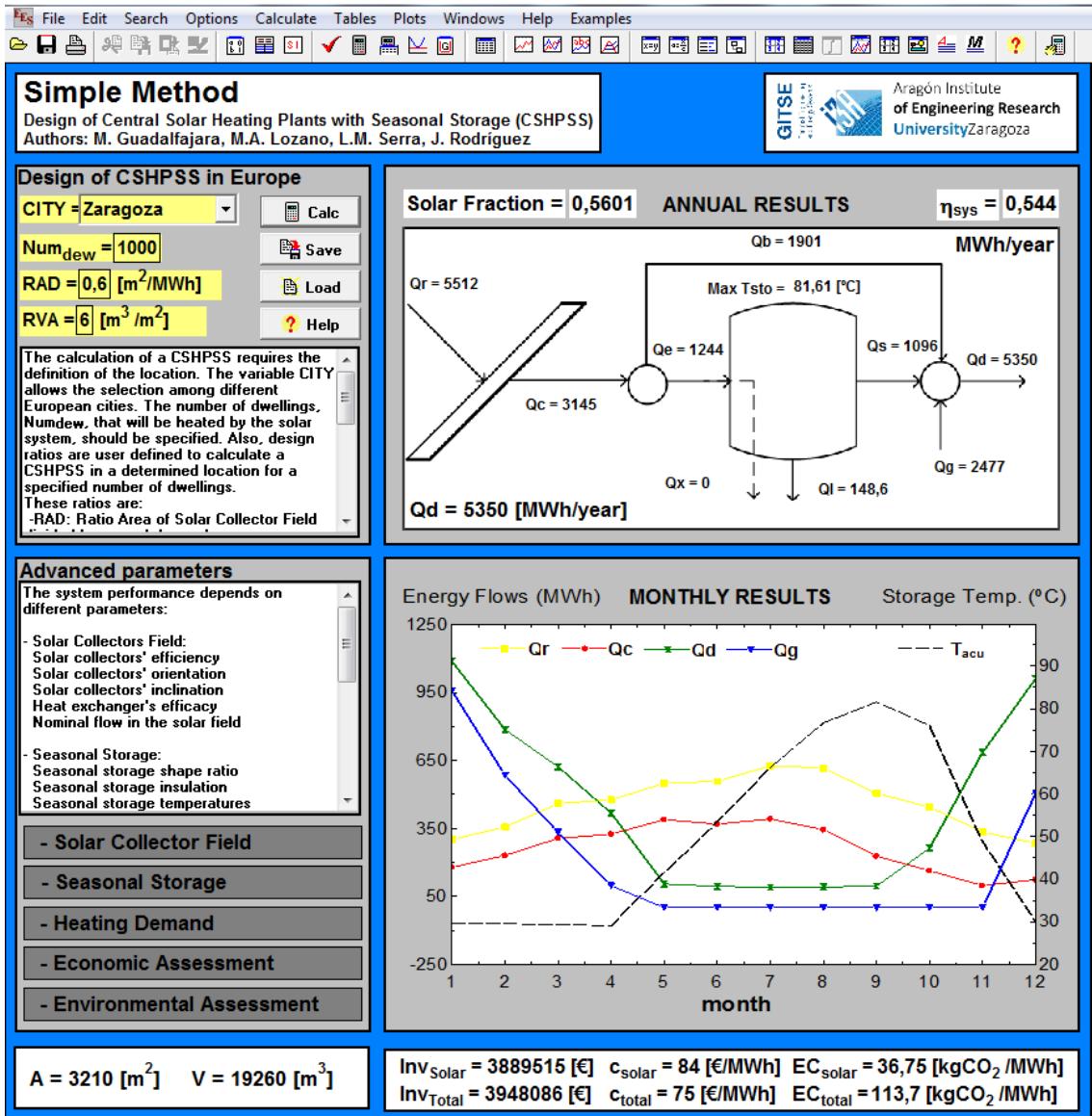


Figura B.1: Ventana de Inicio.

En la parte superior izquierda se resaltan en color amarillo las cuatro variables de diseño iniciales. Estas variables están acompañadas de un texto explicativo de la aplicación y también de los botones de mando. Las variables son:

- CITY: Ciudad europea, esta variable se elegirá de una pestaña desplegable en la que se muestran las ciudades disponibles
- Num_{dew}: Número de viviendas a satisfacer la demanda
- RAD: ratio entre el área de campo de captadores y la demanda anual (m²/MWh)
- RVA: ratio entre el volumen de acumulación y el área de captadores (m³/m²)

Una vez seleccionada la ciudad y ajustado el valor de las demás variables a conveniencia se puede realizar el cálculo de la instalación. Para ello basta con pulsar el botón “**Calc**” situado a la derecha de la ciudad. Cuando se realiza el cálculo los resultados se actualizan y aparecen en la pantalla de inicio.

Además del botón de calcular “**Calc**”, la aplicación también da opción de guardar un caso calculado mediante el botón “**Save**”, de cargar un caso, que previamente ha sido guardado, con el botón “**Load**” o dirigir al usuario a un manual de uso mediante el botón “**Help**”.

En la parte derecha de la ventana se muestran dos gráficas de resultados. En la gráfica superior aparecen los resultados anuales de todos los flujos de calor. Están expresados en MWh/año y acompañados de un esquema de la instalación para facilitar su comprensión.

Estos flujos de calor son:

- Q_r : Radiación anual total recibida sobre el campo de captadores
- Q_c : Producción de energía térmica de los captadores solares
- Q_e : Calor de entrada al acumulador estacional
- Q_b : Calor base solar aportado a la demanda
- Q_x : Calor rechazado por el sistema en meses de sobreproducción
- Q_i : Calor transferido del acumulador estacional al ambiente
- Q_s : Calor descargado por el acumulador
- Q_g : Calor aportado por la caldera de gas del sistema auxiliar
- Q_d : Demanda anual de energía térmica

Junto con estos resultados también se muestra la máxima temperatura que alcanza el acumulador estacional ($^{\circ}\text{C}$) y la fracción solar (SF) conseguida por el sistema. La fracción solar es el cociente entre el calor producido con energía solar y el calor demandado. $SF = \frac{Q_{solar}}{Q_d}$

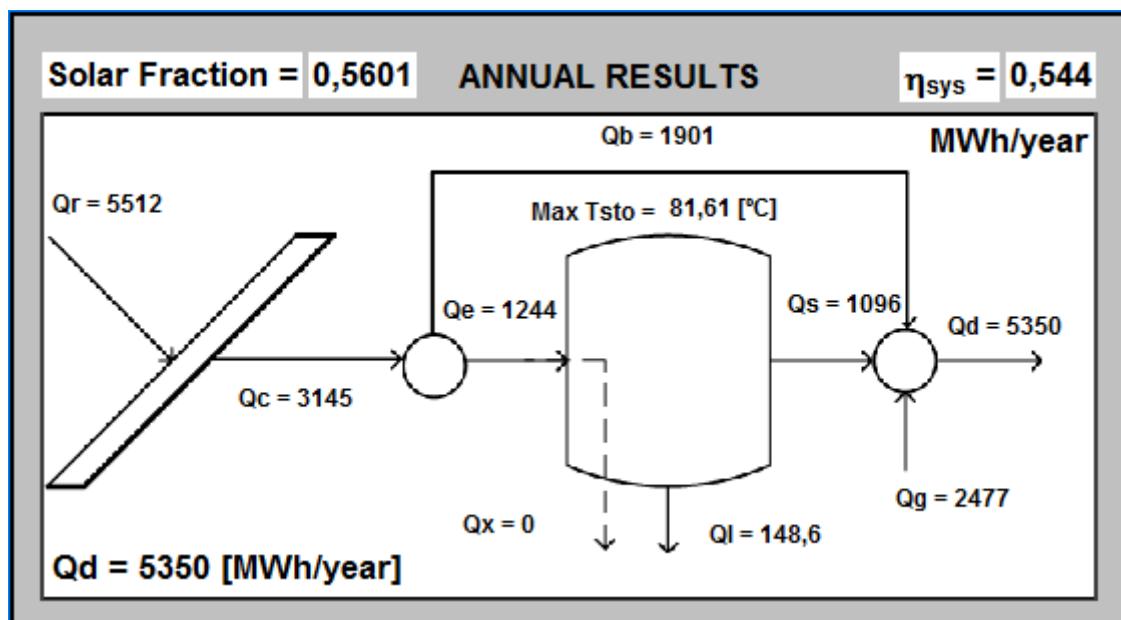


Figura B.2: Detalle Gráfica de Flujos de Calor Anuales.

La otra gráfica muestra la evolución mensual de algunos de estos flujos de calor (Q_r , Q_c , Q_g , Q_d) y la temperatura del acumulador estacional. Esta gráfica es útil para ajustar los parámetros de diseño al calcular la instalación, ya que permite ver de manera rápida si la temperatura del acumulador varía entre 30 y 90 °C a lo largo del periodo de carga. Un diseño adecuado de la instalación se consigue si la temperatura del acumulador alcanza los 90 °C al final del periodo de carga, sin rechazo de calor ($Q_x = 0$).

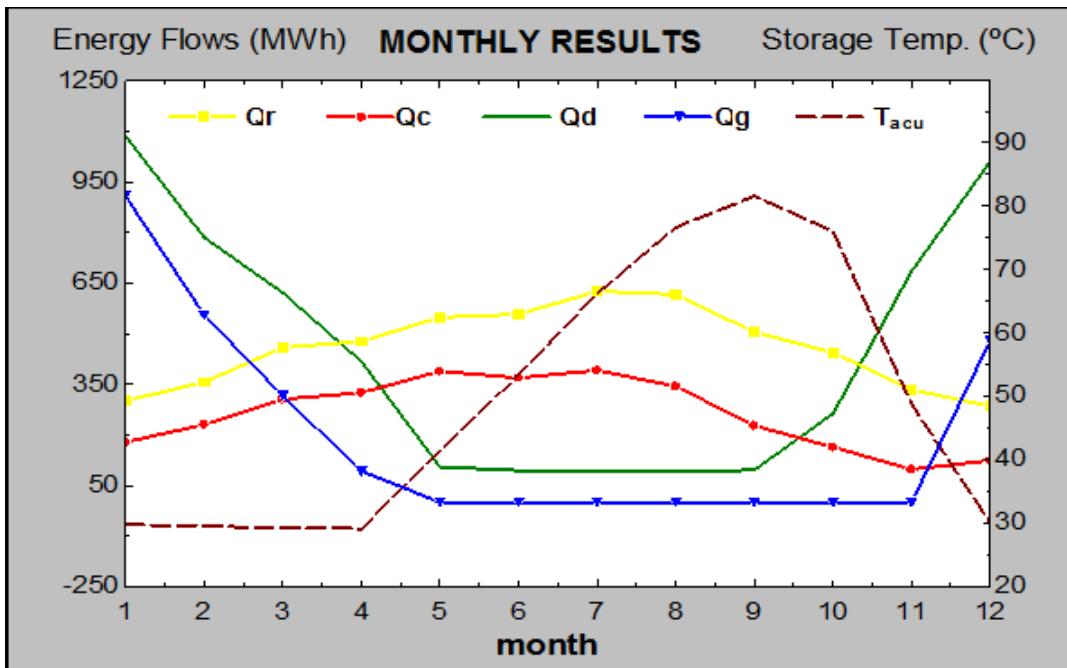


Figura B.3: Detalle Gráfica de Flujos de Calor Mensuales y Tª del Acumulador.

En la parte inferior de la ventana, se muestran otros resultados importantes de la instalación. Por un lado, se muestra el área total del campo de colectores (A , m^2) y el volumen total del acumulador estacional (V , m^3), y por otro se muestran resultados económicos como las inversiones en el campo de colectores, acumulador estacional e inversión total ($Inv_{SolarField}$, $Inv_{Storage}$, Inv , €) y también el coste del calor solar por unidad de energía (c_{solar} , €/MWh).

Como se dijo anteriormente, se puede realizar un cálculo más preciso de los resultados modificando otras variables que se encuentran en las diferentes ventanas de la aplicación. Estas ventanas se encuentran en la parte izquierda de la ventana debajo de las variables de diseño del sistema. A estas ventanas se accede pulsando en los botones situados en el recuadro de Parámetros Avanzados. Las ventanas disponibles son:

- Campo solar
- Acumulador estacional
- Demanda de calor
- Análisis económico
- Análisis ambiental

Dentro de cada ventana, para volver a la ventana de “Inicio” hay que pulsar el icono de la casa, situado arriba a la derecha en la ventana de cada apartado

B.3 Campo solar

En este apartado se muestra lo relativo al campo de captadores, variables modificables y resultados característicos del campo solar.

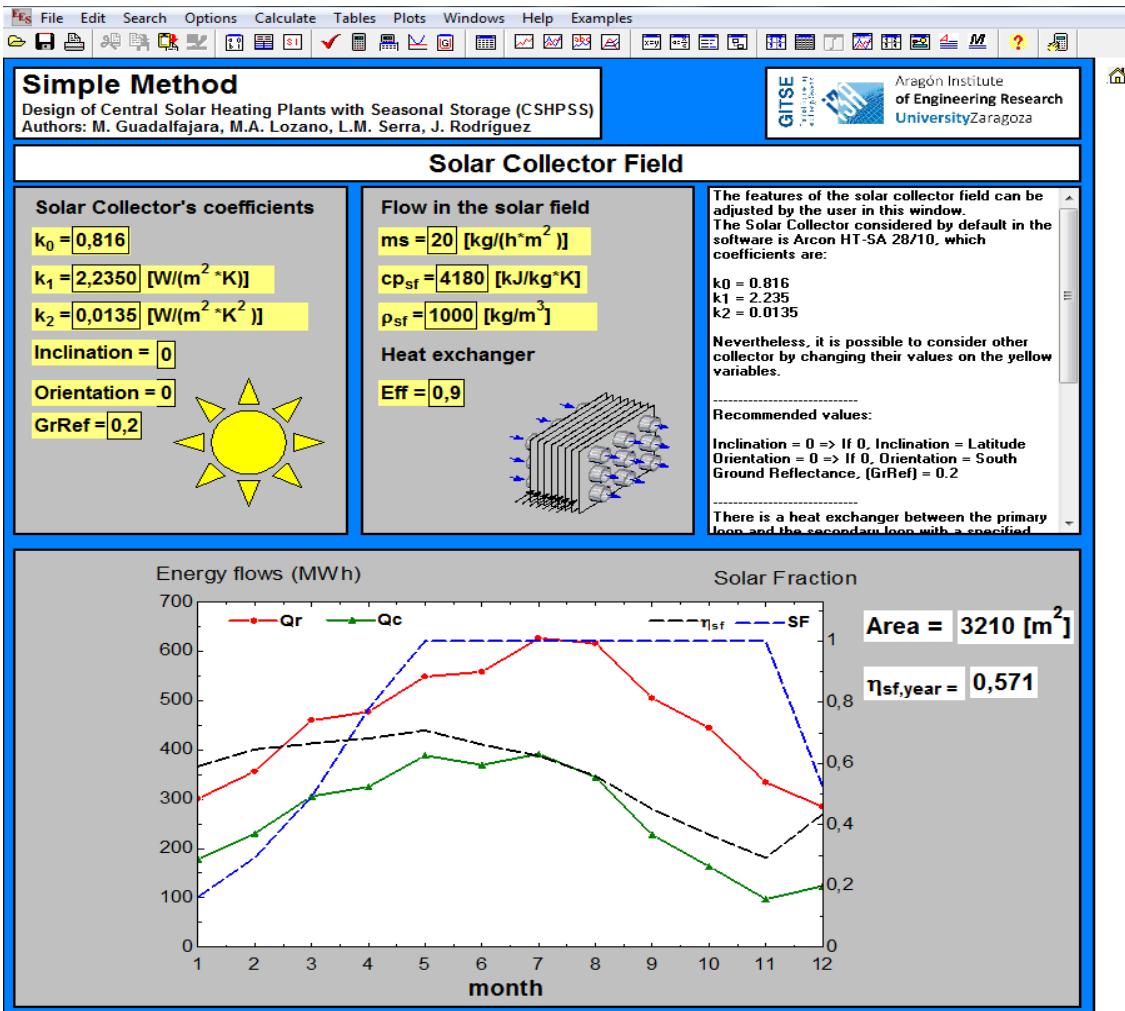


Figura B.4: Ventana Campo de Colectores.

Las variables destacadas en amarillo pueden ser modificadas por el usuario. Estas variables son:

- k_0 : Rendimiento óptico del captador solar, (adimensional)
- k_1 : Primer coeficiente de pérdidas del calor del captador solar, $W/(m^2 \cdot K)$
- k_2 : Segundo coeficiente de pérdidas del calor del captador solar, $W/(m^2 \cdot K^2)$
- Inclinación: Inclinación de los colectores, 0° implica que la inclinación coincide con la latitud, (los grados introducidos se añadirían a esta)
- Orientación: Orientación de los colectores, 0° es orientación sur
- GrRef: Albedo del terreno
- ms : Flujo mísico específico del campo de captadores $(kg/h)/m^2$
- cp_{sf} : Calor específico del fluido caloportador
- P_{sf} : Densidad del fluido caloportador
- Eff: Eficacia del intercambiador

Los valores que por defecto aparecen sin previa modificación son los correspondientes a un colector solar modelo ARCON HT-SA 28/10 [5] cuyo rendimiento óptico (k_0) es 0,816 y los coeficientes de pérdidas son (k_1) 2,235 W/(m²·K) y (k_2) 0,0135 W/(m²·K²).

La solución más común es orientar los captadores según la latitud de la ciudad que corresponda y con una orientación sur. El flujo mísico específico del campo de captadores por área útil del campo de captadores es 20 (kg/h)/m². El caudal afecta tanto a la eficiencia final del campo de captadores como a la estratificación del tanque. El fluido caloportador es agua por tanto su calor específico es 4180 kJ/(kg·K) y su densidad es 1000 kg/m³. Entre el fluido caloportador y el agua del tanque se ha considerado un intercambiador de calor de placas. La eficacia del intercambiador de calor utilizado se ha supuesto en un 90%

Estos parámetros pueden ser modificados si se desea calcular con otro modelo de colector solar, o diferentes posiciones de los colectores. A su vez, si se desea tener en cuenta la mezcla de agua con anticongelante en el fluido caloportador es posible modificar las propiedades del agua.

Para calcular el sistema, es necesario volver a la pantalla de inicio y pulsar el botón “**Calc**”. Para volver a inicio se pulsa el botón situado en la esquina superior derecha.

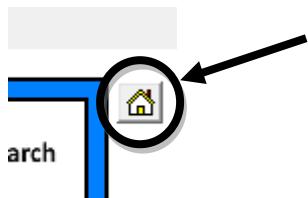


Figura B.5: Detalle Volver a Inicio.

Una vez calculado se puede volver a la ventana “*Campo Solar*” y allí además de las variables se podrá ver una gráfica actualizada que muestra los flujos mensuales Q_r y Q_c , la fracción solar obtenida cada mes y el rendimiento del campo de colectores.

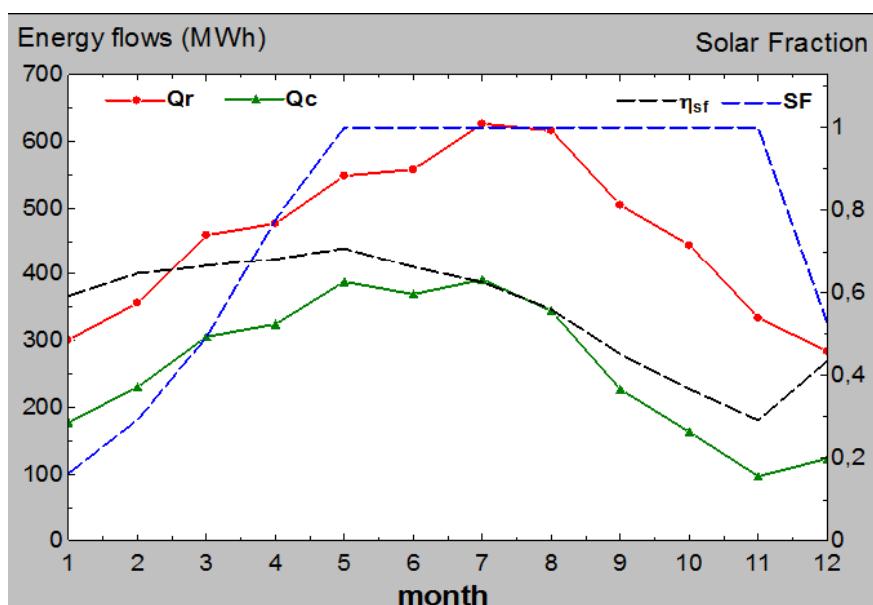


Figura B.6: Detalle Gráfica Campo Solar.

B.4 Acumulador estacional

En este apartado se describe la ventana relativa al acumulador estacional, variables modificables y resultados característicos del mismo.

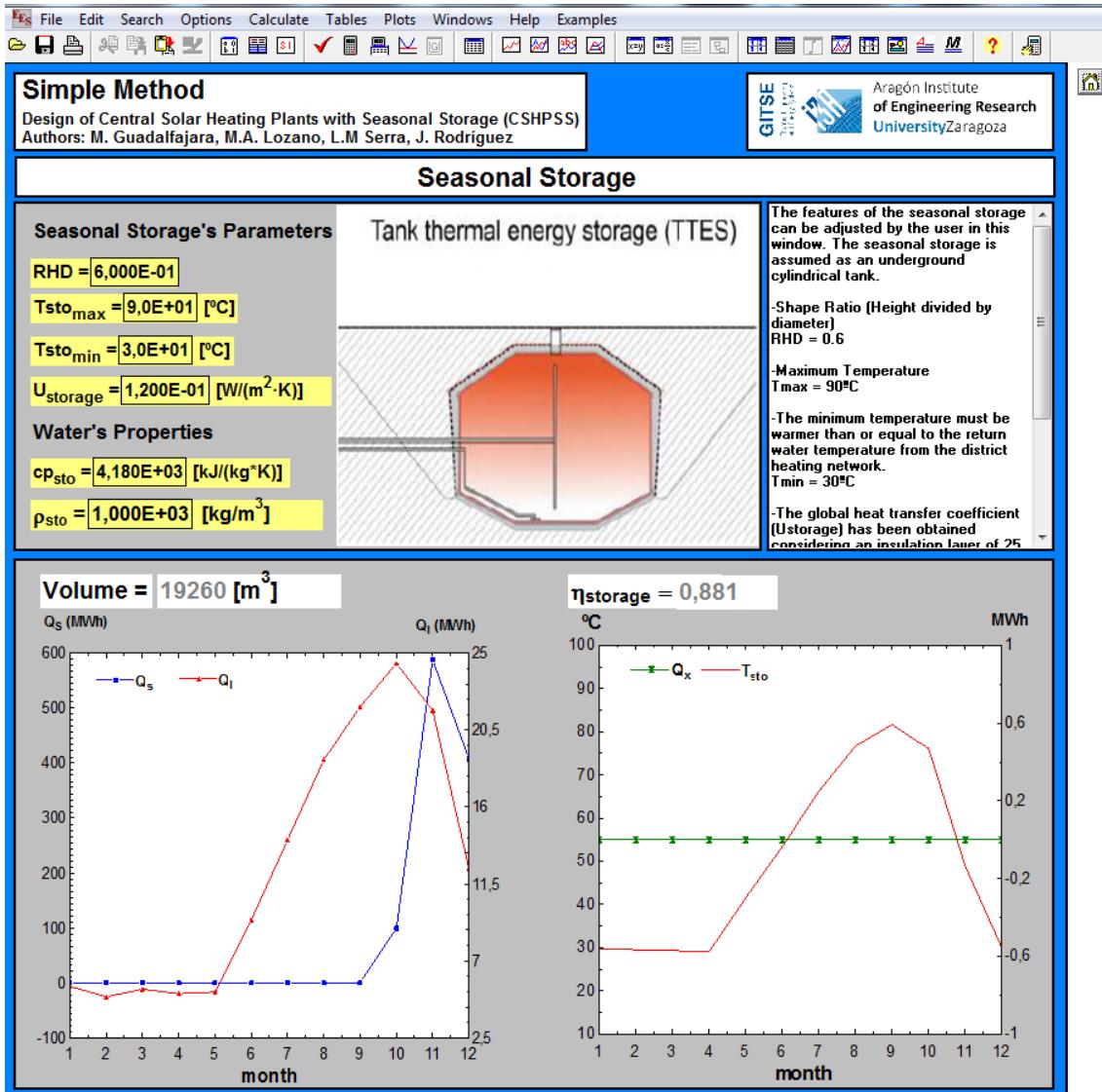


Figura B.7: Ventana Acumulador Estacional.

En este apartado las variables destacadas en amarillo que pueden ser modificadas por el usuario son:

- RHD: Ratio entre la altura y el diámetro del acumulador
- T_{máx}: Temperatura máxima del acumulador, °C
- T_{min}: Temperatura mínima del acumulador, °C
- U_{storage}: Coeficiente global de transferencia de calor con el terreno, W/(m²·K)
- C_{p,sto}: Calor específico del agua, kJ/(kg·K)
- ρ_{sto}: Densidad del agua, kg/m³

El acumulador estacional por defecto es un tanque cilíndrico de gran tamaño enterrado bajo tierra con una relación altura diámetro (RHD) de 0.6. La red de distrito que provee el calor demandado por las viviendas funciona a 50 °C en suministro y 30 °C en retorno. La temperatura mínima de diseño del acumulador se supone igual a la de retorno de la red de distrito y la temperatura máxima de acumulación son 90 °C, a partir de esta temperatura se empieza a rechazar calor. Se ha considerado un aislamiento de 25 cm de poliestireno extruido (XPS) cuya conductividad térmica es de 0,03 W/(m·K) transfiriendo calor al terreno con un coeficiente global de transferencia de calor (U_{storage}) de 0,12 W/(m²·K).

Al igual que con el apartado anterior, hay que volver a la pantalla de inicio para calcular y que se actualicen los resultados. En este apartado se muestran dos gráficas, a la izquierda se muestra la evolución mensual del calor descargado por el acumulador (Q_s) y del calor cedido al terreno (Q_l). A la derecha se muestra el calor rechazado por el acumulador (Q_x) y la temperatura máxima que alcanza el acumulador ($T_{\text{máx}}$).

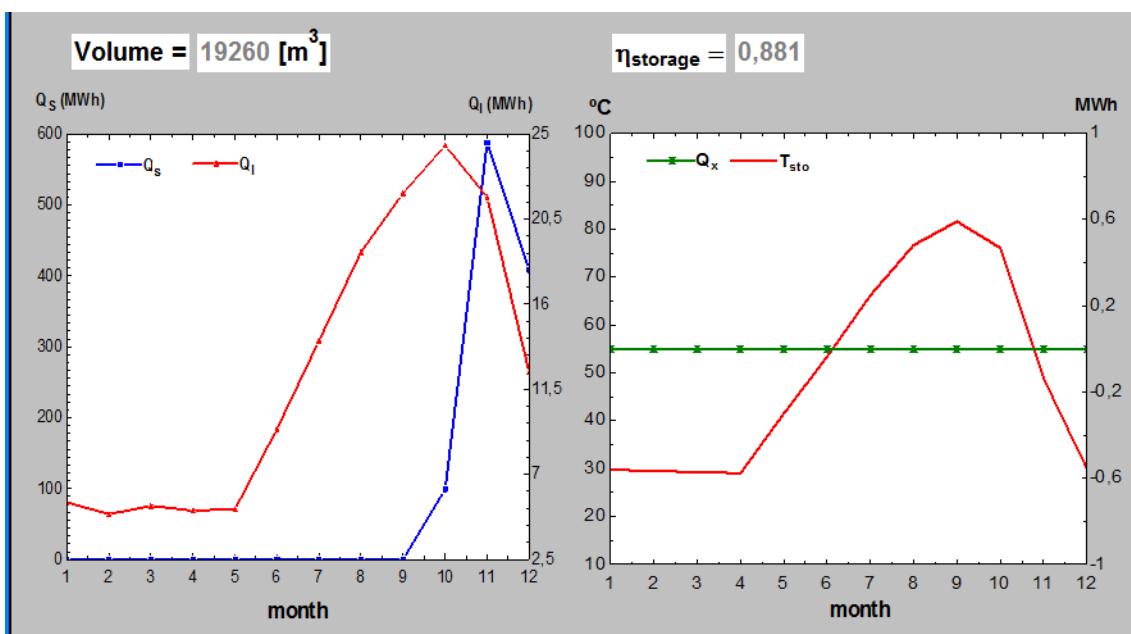


Figura B.8: Detalle Gráficas del Acumulador Estacional.

En la parte superior de estas gráficas se pueden observar los valores del volumen de total del acumulador estacional y el rendimiento anual del mismo.

B.5 Demanda de calor

En este apartado se muestra lo relativo a la demanda de calor, variables modificables y resultados característicos.

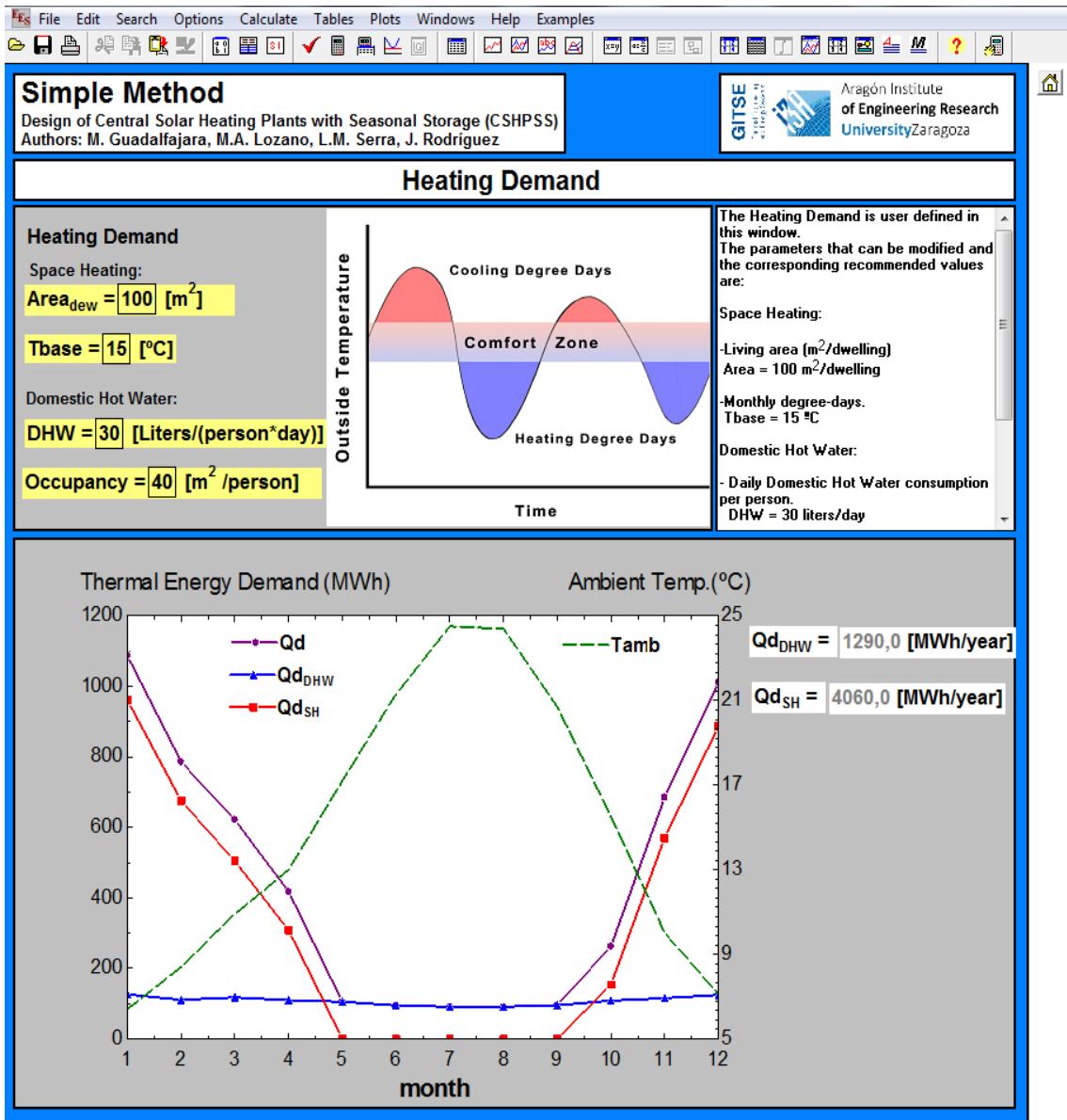


Figura B.9: Ventana Demanda de Calor.

Las variables que pueden ser modificadas en este apartado son:

- Area_{dew} : Área media por vivienda, m²
- T_{base} : Temperatura de referencia para el cálculo de la demanda de calefacción, °C
- DHW: Agua caliente sanitaria (ACS), litros/(persona · día)
- Ocupación: Área media por persona, m²/persona

Para el cálculo de la demanda de calefacción se ha utilizado el Índice de Calefacción Europeo del autor S. Werner [19]. Este índice basa su cálculo en el concepto de los Grados-Día, este método de los grados-día recoge la diferencia de temperaturas entre la temperatura efectiva interior de la vivienda y la temperatura media exterior de una localización. Para ello se introduce el concepto de la temperatura base (T_{base}) como referencia para el cálculo de los grados-día mensuales. Por defecto, se utiliza una temperatura base de 15 °C.

El cálculo del agua caliente sanitaria (ACS) es directamente proporcional a los datos introducidos en las variables “DHW” y “Occupancy” y del número de viviendas para el cual se está dimensionando la instalación. El valor de “DHW” es estadístico y por tanto se recomienda conocer los hábitos de consumo de la región en la que se quiere instalar el sistema.

Los datos climáticos utilizados para el cálculo de la demanda proceden de la base de datos del programa Meteonorm [20]. La manera en la que se han obtenido estos datos así como su implementación a la aplicación queda detallada en el apartado 8 de este anexo para facilitar al usuario el cálculo de una ciudad no disponible en el menú.

Al calcular, se actualiza una gráfica en este apartado que muestra la evolución mensual de la demanda (Q_d) dividida entre su componente de calefacción ($Q_{d,SH}$) y el de ACS ($Q_{d,DHW}$). Se observa que la demanda de ACS es prácticamente constante durante todo el año mientras que la demanda de calefacción solo se produce en los meses más fríos. Además de estas demandas también se muestra en la gráfica la temperatura ambiente (T_{amb}) de la localización, importante para el cálculo de los grados-día.

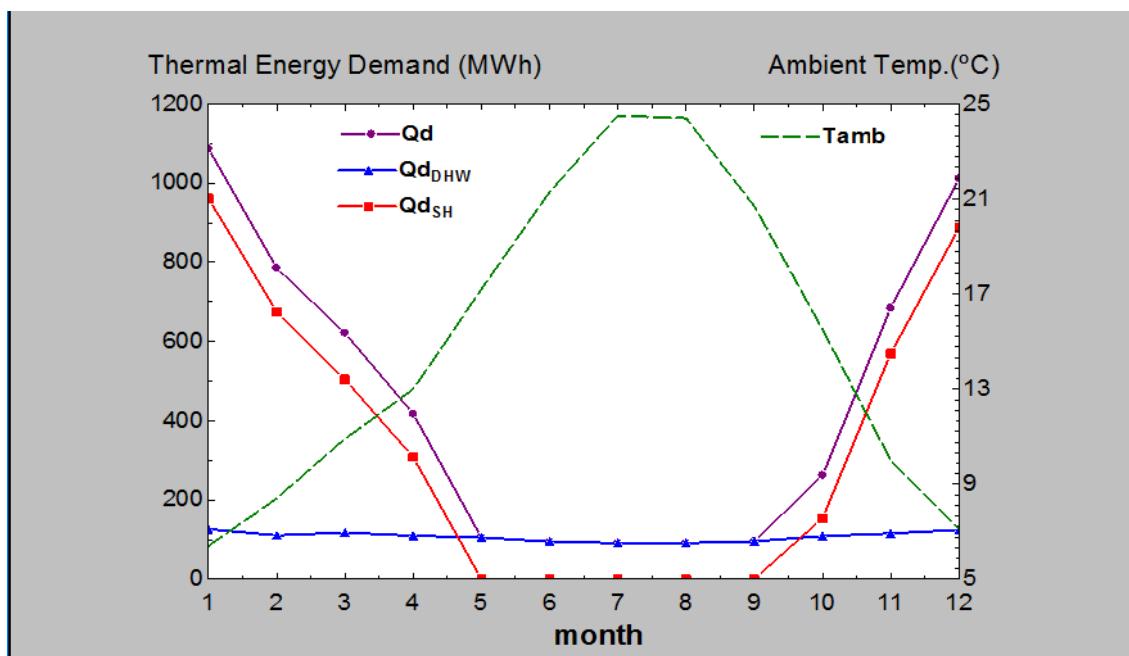


Figura B.10: Detalle Gráfica de Demanda de Calor.

B.6 Análisis económico

En este apartado se muestra lo relativo al análisis económico, variables modificables y resultados característicos del mismo.

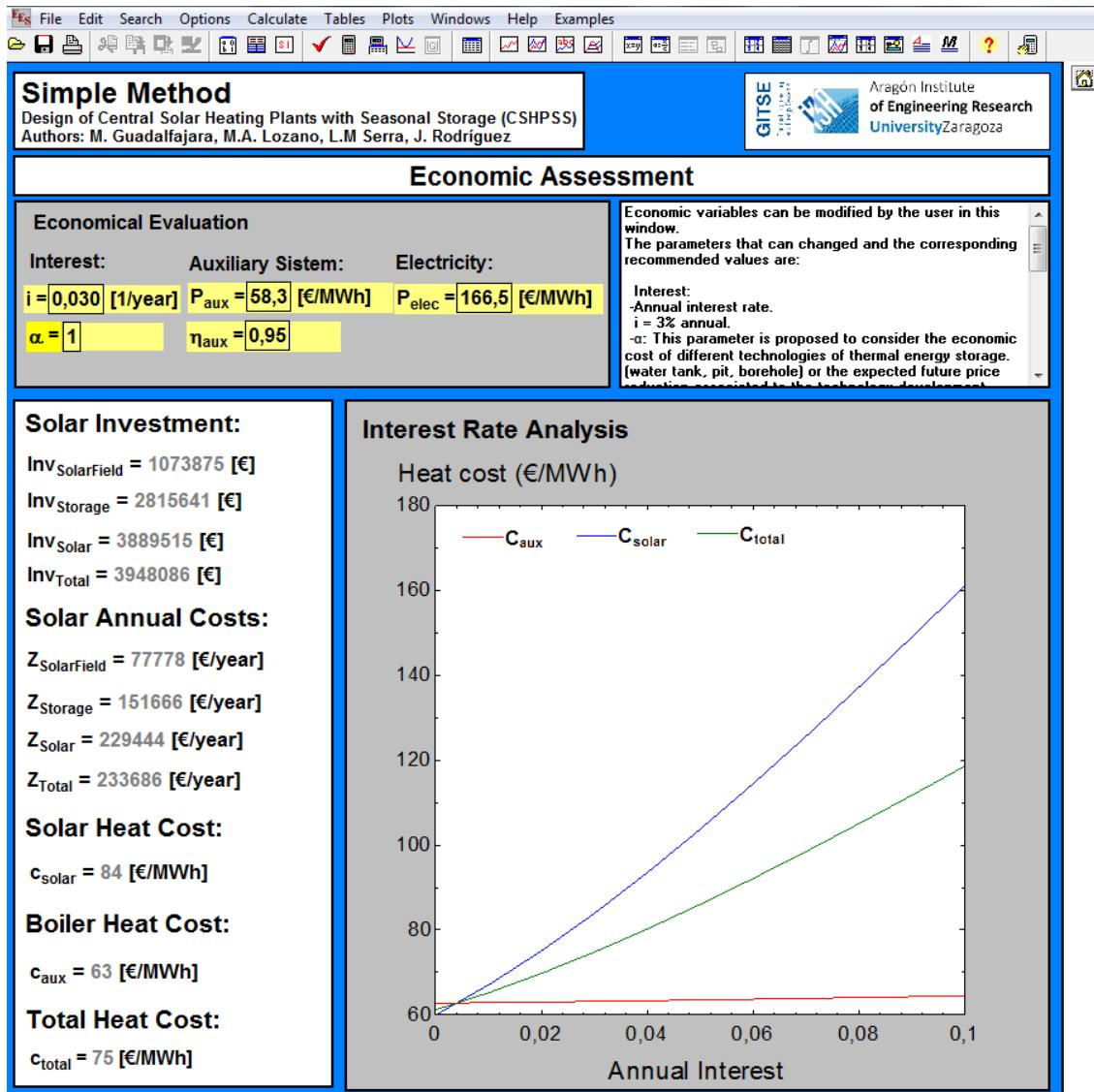


Figura B.11: Ventana Análisis Económico.

Las variables que se pueden modificar relacionadas con el análisis económico son:

- i : Ratio de interés anual
- α : Factor de previsión de futuro
- P_{gas} : Precio del combustible del sistema auxiliar, €/MWh
- η_{gas} : Rendimiento del sistema auxiliar
- P_{elec} : Precio de la electricidad, €/MWh

En este apartado es importante que el usuario realice las modificaciones que considere oportunas ya que el interés anual, los precios del combustible del sistema auxiliar y el precio de la electricidad varían notablemente de un país a otro o de un año a otro.

El parámetro α tiene un papel importante en el cálculo de la inversión del acumulador estacional. En la actualidad, la construcción de estos sistemas tiene un elevado coste económico, pero se prevé que en un futuro gracias a los avances tecnológicos y a la experiencia ganada en la construcción de este tipo de instalaciones estos costes se reduzcan. Cuando α es igual a 1, se está calculando un tanque cilíndrico de agua en el año 2014, si se considera otro tipo de acumulador, o con el paso de los años, este factor puede tomar otros valores como 1/2, 1/3, etc.

Cabe destacar que para el análisis económico se han supuesto unos factores indirectos del 40%, un factor de operación y mantenimiento anual del 1,5%, 25 años de vida útil para el campo de colectores y 50 años para el acumulador estacional.

Los resultados que se muestran al calcular son: las inversiones iniciales de los equipos, los costes anuales y los costes por unidad de energía (€/MWh) solar, auxiliar y total. También se muestra una gráfica en la que se realiza un análisis de sensibilidad entre los costes anteriormente mencionados y el interés anual de la operación. Este análisis resulta muy útil si se quiere ver a partir de qué interés el coste del calor solar resulta más caro que el coste auxiliar.

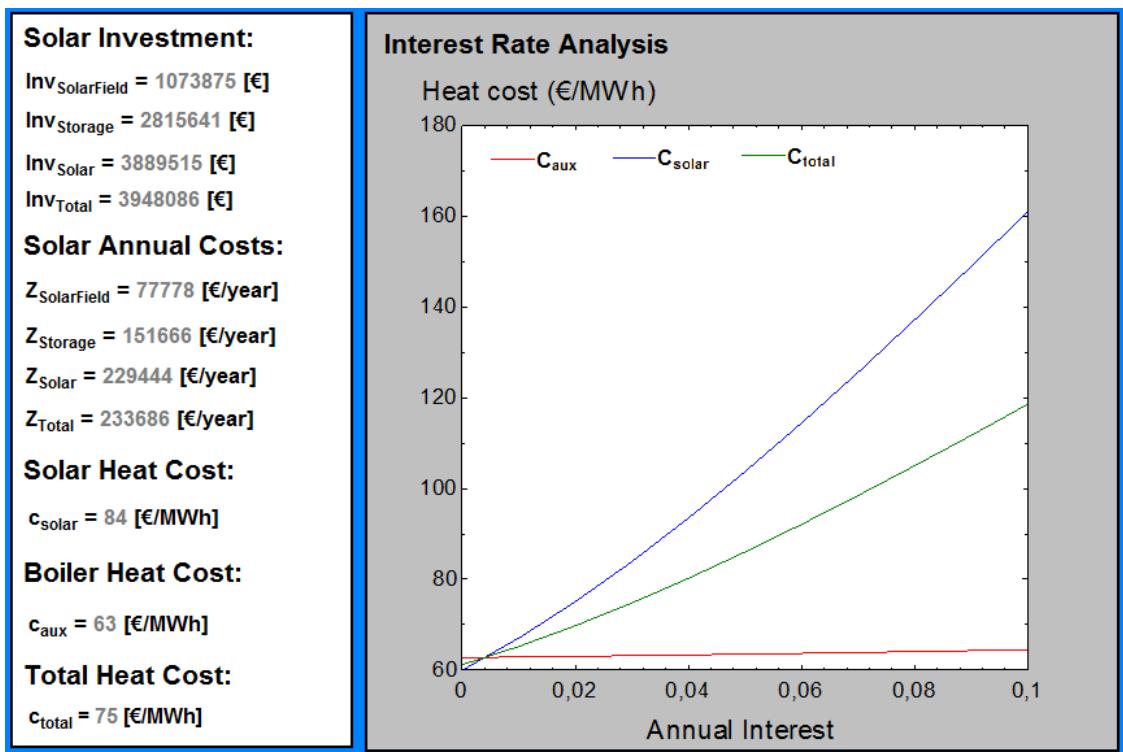


Figura B.12: Detalle Resultados Económicos.

B.7 Análisis ambiental

En este apartado se muestran los resultados del análisis ambiental, basado en los estudios del análisis del ciclo de vida realizados por Raluy et al. [16]. Las ecuaciones detalladas para la realización del análisis ambiental se muestran en el Anexo A.

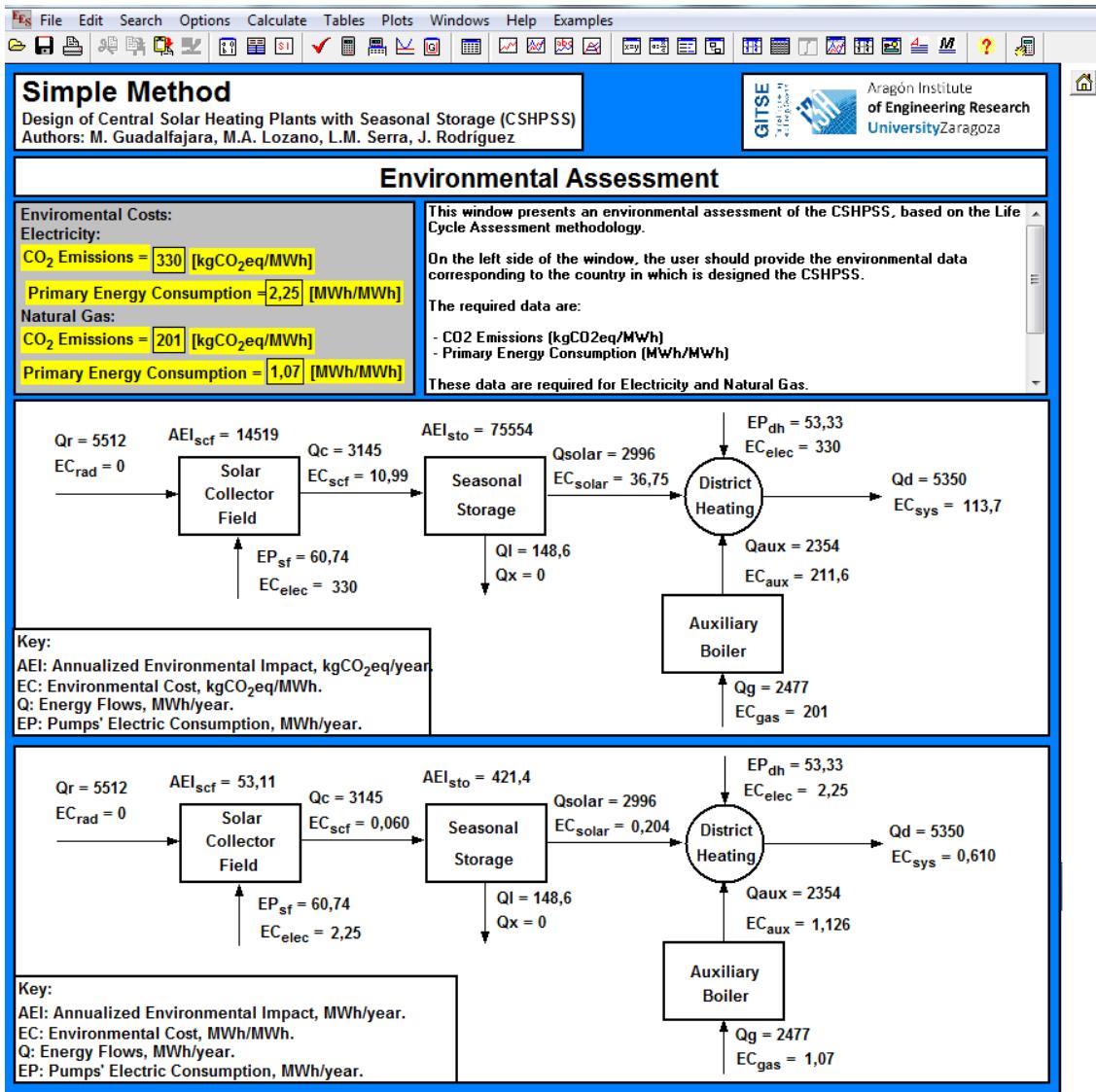


Figura B.13: Ventana análisis ambiental.

Para realizar el análisis de ciclo de vida es necesario introducir los factores de conversión energía final – energía primaria (MWh/MWh) y los factores de emisión de gases de efecto invernadero expresados en kg de CO₂ equivalente (kgCO₂eq/MWh), estas variables modificables se resaltan en amarillo. Estos factores varían dependiendo del país en el que se calcule la instalación. En la aplicación aparecen por defecto los datos para España, estos datos han sido recogidos del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Las dos figuras que se muestran como resultado son el impacto ambiental expresado en emisiones de CO₂ equivalente por unidad de energía e impacto ambiental expresado en consumo de energía primaria.

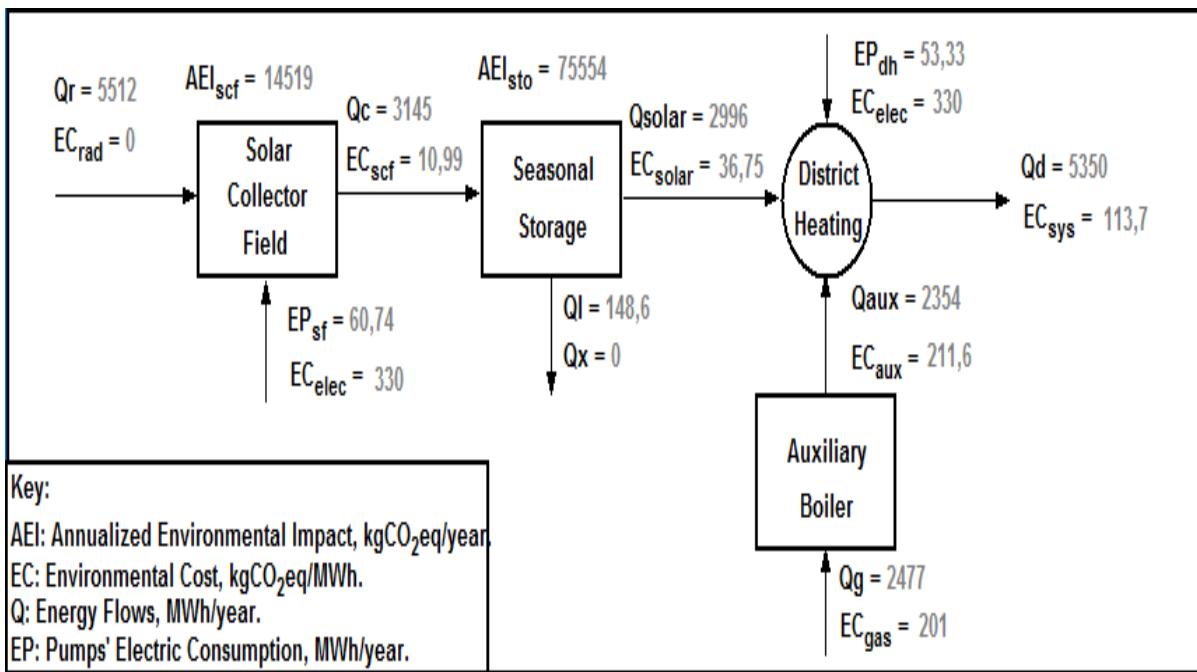


Figura B.14: Impacto ambiental en emisiones de gases de efecto invernadero (kgCO_2eq).

En estas figuras también se muestran: el impacto ambiental anualizado de los equipos (campo de captadores y acumulador estacional). Este impacto se calcula repartiendo el impacto ambiental entre el número de años de vida útil del equipo, los flujos de calor anuales y el consumo eléctrico de las bombas.

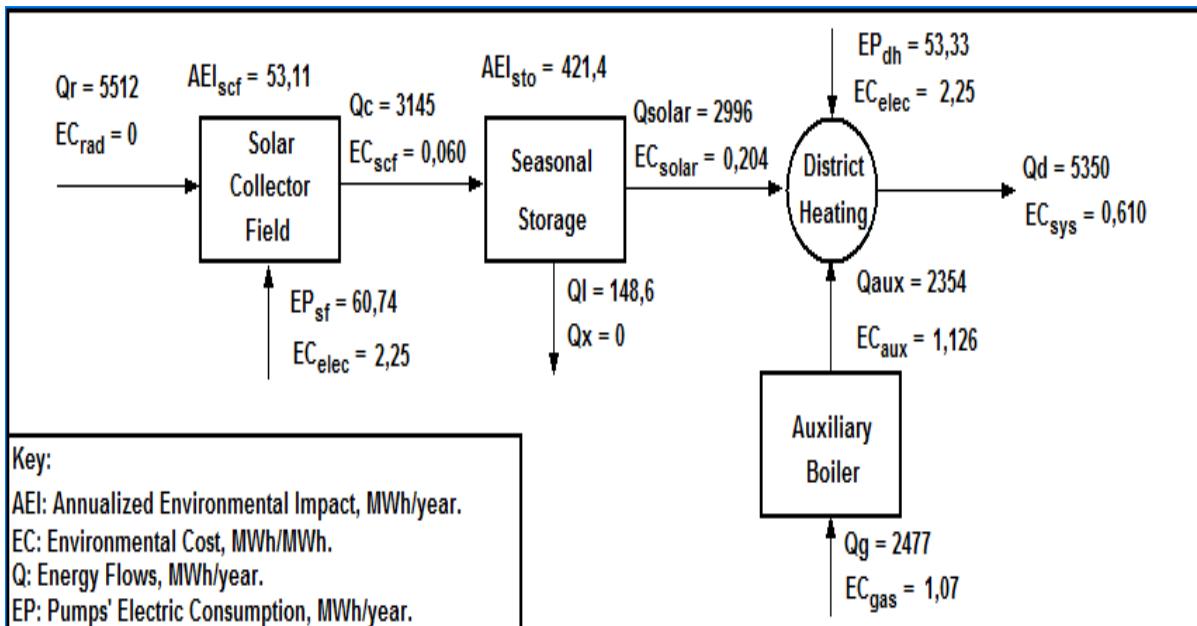


Figura B.15: Impacto ambiental consumo de energía primaria.

B.8 Datos climáticos

Para la obtención de los datos climáticos de las ciudades europeas se ha utilizado como fuente de datos el programa Meteonorm [20]. Se han extraído datos de un total de sesenta y tres ciudades para ser utilizados en el Método Simple. Los datos que se obtienen del programa Meteonorm son:

- Temperatura del aire media mensual
- Temperatura media de las mínimas diarias
- Temperatura media de las máximas diarias
- Irradiación global horizontal media mensual

B.8.1 Cómo obtener datos de Meteonorm:

Para la obtención de datos que sirvan para ser añadidos a la aplicación de cálculo hay que realizar los siguientes pasos:

- 1) Abrir el programa Meteonorm e ir la pantalla “Sitios”.
- 2) Buscar la ubicación de la localización en el mapa del lugar en el que se quieren obtener los datos climáticos. De las opciones que aparecen para una misma ciudad, elegir la opción de ciudad interpolada y pulsar siguiente.
- 3) En la pantalla “Modificaciones” se pueden elegir diferentes opciones, en este caso no es necesario realizar ninguna. Pulsar siguiente.
- 4) En la pantalla “Datos”, seleccionar la base de datos deseada para obtener datos climáticos, en nuestro caso utilizamos la base de datos “Meteonorm 7 climate data”.
- 5) En la pantalla “Formato”, en el recuadro metenorm, elegir la opción Meteo y pulsar siguiente.
- 6) Por último, en la pantalla “Output”, pulsar en mes para que guarde los datos climáticos mensuales. Se crea entonces un archivo de texto donde se encuentran los datos necesarios.

B.8.2 Como añadir datos climáticos a la aplicación:

- 1) Abrir la aplicación de cálculo.
- 2) En la opción “Windows”, seleccionar Lookup Tables y elegir la tabla en la que se desea introducir los nuevos datos.

Las tablas en las que se precisa la introducción de datos son:

- Latitud: Latitud geográfica de la ciudad
- RadSolMes: Irradiación global horizontal media diaria
- TemMinMes: Temperatura media de las mínimas diarias
- TemMedMes: Temperatura media del aire
- TemMaxMes: Temperatura media de las máximas diarias
- IHE: Índice Europeo de Calefacción

- 3) Introducir los datos en la columna “New City”.
- 4) Guardar los cambios realizados.
- 5) En la pantalla “Inicio” de la aplicación seleccionar en ciudad “New City” para que realice el cálculo con los nuevos datos incluidos.

B.8. 3 EHI, Índice Europeo de Calefacción

Para el cálculo de la demanda de calefacción se ha utilizado el Índice de Calefacción Europeo del autor S. Werner [19]. Este índice basa su cálculo en el concepto de los Grados-Día. El método de los grados-día recoge la diferencia de temperaturas entre la temperatura efectiva interior de la vivienda y la temperatura media exterior de una localización, si la temperatura es más baja que un límite especificado.

El método de los Grados-Día se usa en la mayoría de los países europeos. El método no está armonizado, ya que cada país tiene su propio cálculo estándar. Una completa armonización es difícil de lograr, ya que los valores de la temperatura interior efectiva y las temperaturas límites dependen de cómo de bien estén aislados los edificios, lo cual varía significativamente a lo largo de Europa.

El propósito de los grados-día es estimar “la cantidad de frío para contrarrestar la calefacción” de una determinada localización. Como método, es simple y aproximado, pero es apropiado para grandes volúmenes de edificios y para ajustes anuales de demanda de calefacción.

Mediante ecuaciones que relacionan el valor óptimo de demanda de calefacción con la raíz cuadrada de los grados-día se obtiene el valor óptimo de demanda. Posteriormente se normalizan los valores para dar lugar al Índice Europeo de Calefacción.

En el artículo llamado “The new European heating index”[19], se proporciona una lista de valores concretos de diferentes ciudades europeas y a su vez la siguiente figura para estimar el valor.

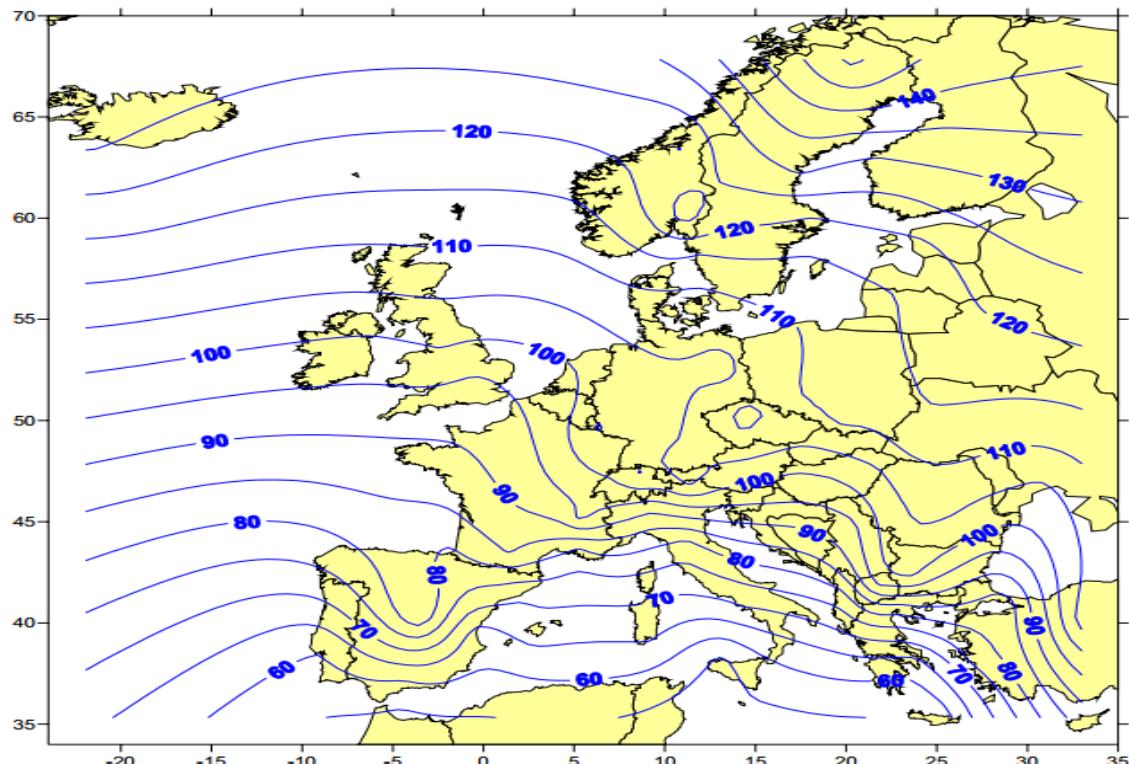


Figura B.16: Mapa Índice Europeo de Calefacción. [19]

B.9 Ejemplo de uso

Un constructor desea realizar la construcción de una planta solar térmica con acumulación para una comunidad de 1000 viviendas en un barrio de Madrid. Para hacerse una idea inicial de dimensiones y costes de la instalación decide hacer uso de la aplicación.

El constructor, que tiene conocimientos básicos en este tipo de instalaciones, después de oír el manual de usuario de la aplicación realiza un primer cálculo para ello simplemente selecciona la ciudad de Madrid y el número de viviendas deseado.

Figura B.17 Datos por defecto.

Figura B.18: Datos iniciales introducidos.

Presiona el botón “Calc” y echa un vistazo a las gráficas de resultados, dándose cuenta de que el acumulador alcanza los 90 °C antes del periodo de descarga y por tanto está perdiendo calor.

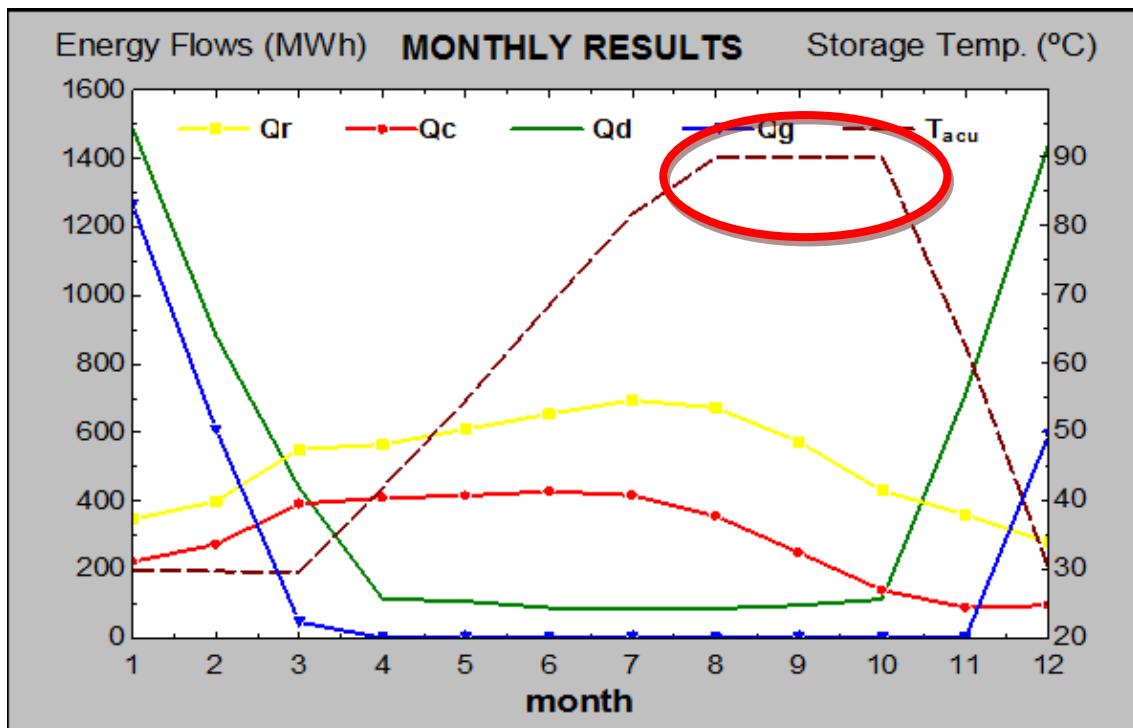


Figura B.19: Detalle T^o Acumulador.

Para solucionar esto, ajusta el parámetro RVA probando con un valor mayor, como por ejemplo 7 m³/m², y vuelve a calcular.

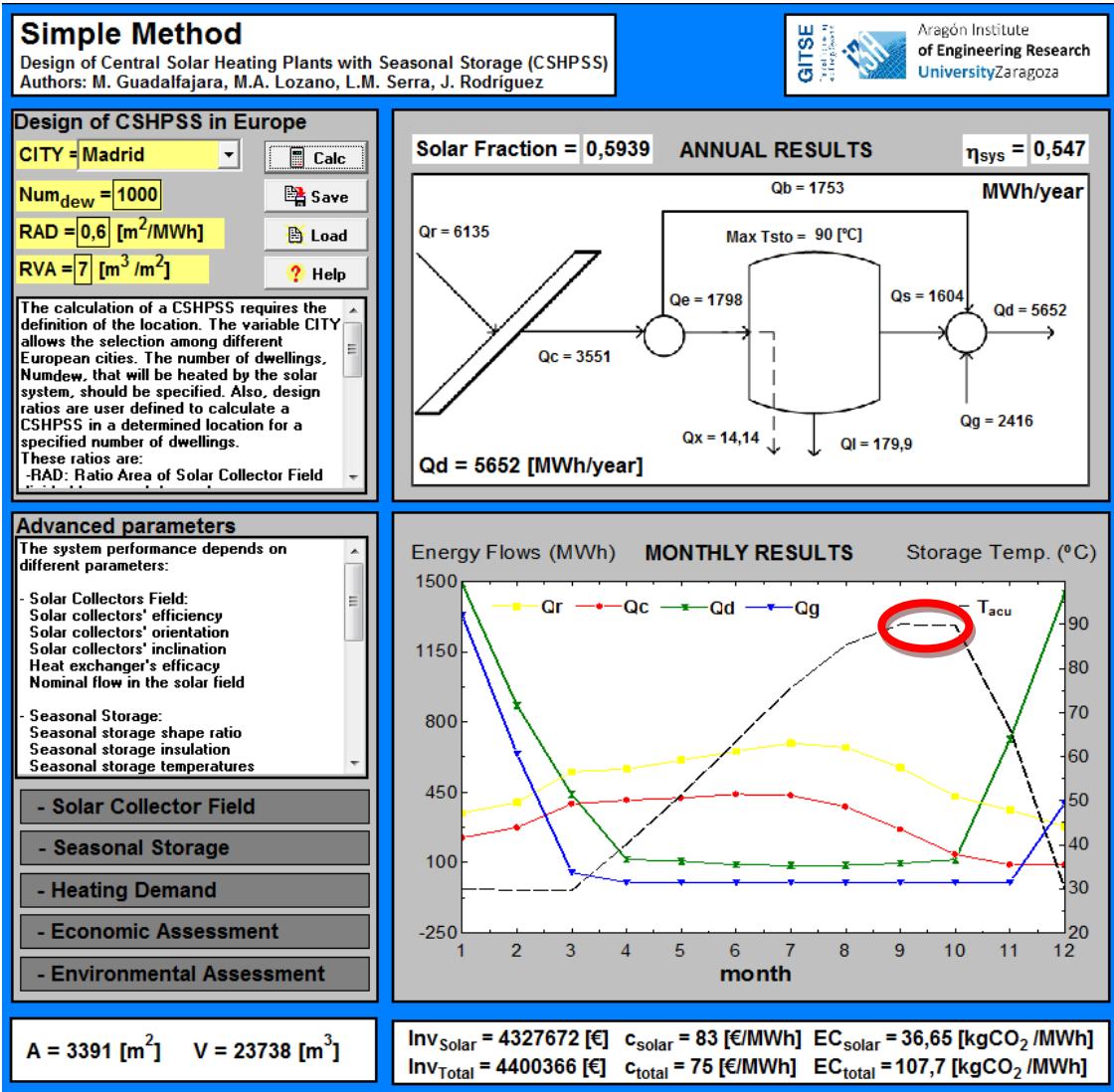


Figura B.20: Ventana Inicio.

Observa que ahora está más cerca del diseño óptimo y fijándose en el calor rechazo (Q_x) ve que es de 14,14 MWh/año, tratándose de una primera aproximación da por bueno el resultado y se fija en los demás resultados. Observa que el sistema tiene una fracción solar cercana al 60%. También puede ver el área de captadores y el volumen de acumulación que serán necesarios, pero lo que más le interesa es la parte económica.

Pulsando en el botón “Economics” accede a este apartado para echar un vistazo al análisis.

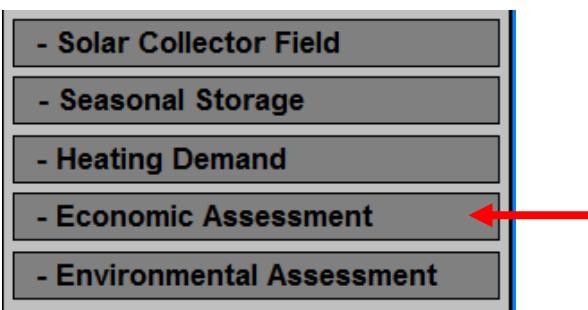


Figura B.21: Detalle de los Apartados.

Observando la gráfica se da cuenta de que a día de hoy el desarrollo de este tipo de instalaciones no ha avanzado lo suficiente y esto deriva en unos costes elevados. Como la instalación que planea diseñar está pensada para dentro de unos cuantos años, decide ser optimista y modificar el parámetro α . Le da un valor de $\frac{1}{2}$ y vuelve a calcular la instalación.

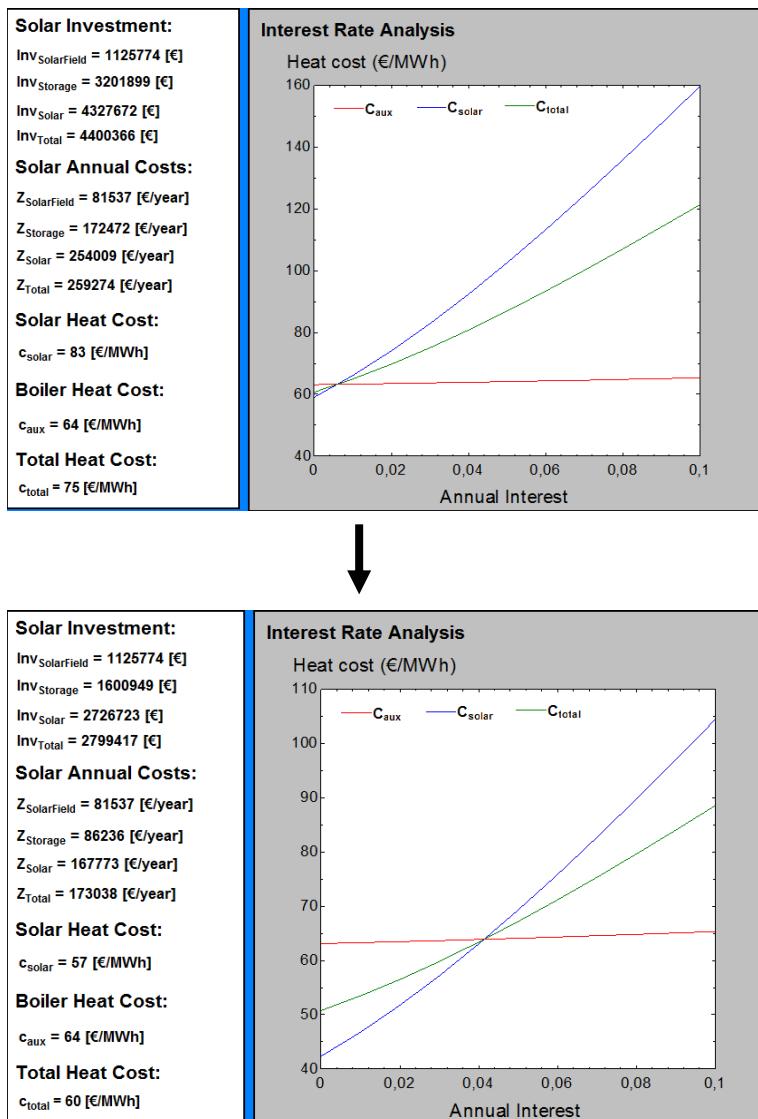


Figura B.22: Detalle variación de resultados cambiando α .

Los costes tanto de inversión, costes anuales y coste final del calor solar producido se reducen considerablemente si α disminuye. El constructor confía que así sea en un futuro y guarda los resultados obtenidos mediante el botón “Save” de la pantalla de “Inicio” en caso de que vuelva a necesitarlos en un futuro.

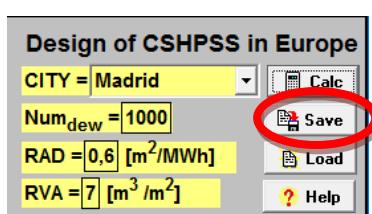


Figura B.23: Detalle del Botón “Save”.

8. Bibliografía anexos

- [1] IDAE. *Escala de calificación energética para Edificios de nueva construcción*. Grupo de Termotecnia de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla, IDAE, 2009.
- [2] *Guía resumida del clima en España 1971-2000*. Ministerio de Medio Ambiente, Plan estadístico nacional 2001-2004.
- [3] UNE 94.002. *Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria*. AENOR, 2005.
- [4] UNE 94.003. *Datos climáticos para el dimensionado de instalaciones solares térmicas*. AENOR, 2007.
- [5] ARCON. <http://www.arcon.dk>
- [6] Guadalfajara, M. *Evaluación de centrales solares térmicas para el sector residencial en España*. Master Thesis, EINA, Universidad de Zaragoza, 2013.
- [7] Duffie, J. A.; Beckman, W. A. *Solar Engineering of Thermal Processes* (3^a Ed.). Wiley, 2006.
- [8] Erbs, G.; Klein, S. A.; Beckman, W. A. *Estimation of degree-days and ambient temperature bin data from monthly-average temperatures*. ASHRAE Journal, Vol. 25, pp. 60-65, June 1983.
- [9] Erbs, G. *Models and applications for weather statistics related to building heating and cooling loads*. Ph. D. Thesis, Mechanical Engineering Department, University of Wisconsin-Madison, 1984
- [10] Baylin, F.; Monte, R.; Sillman, S.; Hooper, F.C.; McClenahan, J.D. *Economic analysis of community solar heating systems that use annual cycle thermal energy storage*. SERI/TR-721-898; February 1981.
- [11] Schmidt, T.; Mangold, D. *Status of Solar Thermal Seasonal Storage in Germany*. Effstock 2009, Stockholm, Sweden; 2009.
- [12] Mahler, B.; Fisch, M.N.; Weiss, W. *Large scale solar heating systems for housing developments*. Eurosun 2000, Copenhagen, Denmark; 2000.
- [13] Weiss, W. *Solar Heating Systems – Status and recent developments*. ISES Solar World Congress, Göteborg, Sweden; June 2003.
- [14] IEA. *Technology Roadmap Solar Heating and Cooling*. International Energy Agency; 2012.
- [15] Base de datos Eurostat. www.ec.europa.eu/eurostat
- [16] Raluy, R.G.; Serra, L.M.; Guadalfajara, M.; Lozano, M.A *Life Cycle Assessment (LCA) of Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage (CSHPSS)*. Energy Procedia. Vol. 48, pp. 966-976, 2014
- [17] EES, *Engineering Equation Solver*. F-Chart Software. <http://www.fchart.com>
- [18] Guadalfajara, M; Lozano, M. A; Serra, L. M; Método simple de cálculo de sistemas solares térmicos centralizados con acumulación estacional
- [19] Werner, S. Chalmers University of Technology. *The new European heating index*. 10th International Symposium on District Heating and Cooling
- [20] Meteonorm *Global Meteorological Database, Version 7, software and Data for Engineers, Planners and Education*.