

Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de la Energía

Análisis mediante TRNSYS de los sistemas de  
energía solar de consumo único con intercambiador  
externo

Autor: Juan José Molina Alcalá

Tutor: José Julio Guerra Macho

Tutor: Francisco Javier Pino Lucena

Dpto. Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de la Energía

# **Análisis mediante TRNSYS de los sistemas de energía solar de consumo único con intercambiador externo**

Autor:

Juan José Molina Alcalá

Tutor:

José Julio Guerra Macho

Catedrático de Universidad

Tutor

Francisco Javier Pino Lucena

Profesor Titular de Universidad

Dpto. de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de grado: Análisis mediante TRNSYS de los sistemas de energía solar de consumo único con intercambiador externo

Autor: Juan José Molina Alcalá

Tutores: José Julio Guerra Macho y Francisco Javier Pino Lucena

El tribunal nombrado para juzgar el Trabajo arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal



# AGRADECIMIENTOS

---

Quiero agradecer la ayuda y la confianza que he recibido por parte de mis tutores José Julio Guerra Macho y Francisco Javier Pino Lucena, sin ellos no hubiera sido posible este Trabajo.

A los profesores ejemplares que he conocido, gracias a ellos siento una gran vocación por mi carrera.

A mis amigos, que después de tantos años nos seguimos ayudando y acompañando en nuestros caminos. Por aconsejarme, por levantarme, por llorar conmigo y por compartir mis peores y mejores momentos.

A mis hermanos, que son un ejemplo de superación, ellos siempre han creído en mí.

Por último, a mis padres. Por haber permitido que estudiase el grado en Ingeniería de la Energía. Siempre me han apoyado, siempre me han ayudado y siempre han estado detrás para proporcionarme cualquier cosa que necesitara. Ellos han sido los que verdaderamente han sufrido conmigo, me han enseñado que no siempre se gana, pero con constancia, esfuerzo y paciencia se consiguen grandes cosas.



# RESUMEN

---

En este Trabajo Fin de Grado vamos a simular un sistema de energía solar de consumo único con intercambiador externo con el programa TRNSYS. El objetivo de dicha simulación es la validación de los resultados que se obtienen con CHEQ4.

En el capítulo 1 describiremos, de forma general, la importancia de la energía solar, la situación en España y cómo es una instalación solar térmica para ACS.

En el capítulo 2 analizaremos, con detalle, los componentes de un sistema de energía solar para ACS.

En el capítulo 3 se describen las dos herramientas que se han utilizado: CHEQ4 y TRNSYS.

En el capítulo 4 analizaremos los resultados obtenidos en ambas herramientas y, posteriormente, se mostraremos las conclusiones.

Por último, se ha incluido un anexo para describir el sistema que se ha simulado en TRNSYS (instalación solar térmica con intercambiador externo).

# ÍNDICE

---

<b>AGRADECIMIENTOS</b> .....	<b>vii</b>
<b>RESUMEN</b> .....	<b>ix</b>
<b>ÍNDICE</b> .....	<b>x</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS</b> .....	<b>xii</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS</b> .....	<b>xiii</b>
<b>1 INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
1.1 <i>Objetivo</i> .....	1
1.2 <i>Energía solar térmica</i> .....	1
1.2.1 Ventajas e inconvenientes .....	1
1.2.2 Situación actual del mercado español.....	2
1.2.3 Aplicaciones de la energía solar térmica .....	3
1.3 <i>Subsistemas de una instalación solar térmica</i> .....	5
<b>2 SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR PARA ACS</b> .....	<b>8</b>
2.1 <i>Clasificación</i> .....	8
2.1.1 Instalaciones pequeñas.....	8
2.1.2 Instalaciones medianas y grandes.....	9
2.2 <i>Captador solar plano</i> .....	10
2.2.1 Principio de funcionamiento .....	10
2.2.2 Componentes.....	10
2.2.3 Clasificación del captador solar plano .....	13
2.2.4 Rendimiento.....	13
2.3 <i>Acumulador</i> .....	16
2.3.1 Tipos de acumuladores solares.....	16
2.3.2 Características funcionales.....	16
2.4 <i>Circuito primario</i> .....	17
2.5 <i>Sistema de control</i> .....	19
2.6 <i>Ensayo de captadores solares</i> .....	19
2.6.1 Ensayo del rendimiento térmico.....	20
<b>3 HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN</b> .....	<b>23</b>
3.1 <i>CHEQ4</i> .....	23

3.1.1	Descripción de la herramienta.....	23
3.2	<i>TRNSYS</i> .....	34
3.2.1	TYPES de la instalación.....	35
3.3	<i>Análisis comparativo</i> .....	38
<b>4</b>	<b>SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS</b> .....	<b>40</b>
4.1	<i>Introducción</i> .....	40
4.2	<i>Instalación con intercambiador independiente en TRNSYS</i> .....	40
4.3	<i>Definición de casos</i> .....	45
4.4	<i>Análisis de resultados</i> .....	47
4.4.1	Datos meteorológicos.....	47
4.4.2	Fracción solar .....	50
4.4.2.1	Errores obtenidos.....	53
<b>5</b>	<b>RESUMEN Y CONCLUSIONES</b> .....	<b>58</b>
<b>6</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>61</b>
	<b>ANEXO</b> .....	<b>62</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2-1:Clasificación de las instalaciones solares térmicas.....	8
Tabla 2-2:Parámetros para curva de rendimiento.....	15
Tabla 2-3:Deviación de las medidas del ensayo .....	22
Tabla 4-1:Parámetros característicos del circuito de tuberías .....	41
Tabla 4-2:Propiedades del agua.....	42
Tabla 4-3: Parámetros característicos del depósito.....	42
Tabla 4-4:Parámetros característicos del sistema de control .....	44
Tabla 4-5:Factores horarios normalizados a 24.....	45
Tabla 4-6:Propiedades del agua.....	45
Tabla 4-7:Casos de estudio del proyecto .....	46
Tabla 4-8:Irradiación global diaria media mensual de Meteonorm.....	47
Tabla 4-9:Irradiación global media mensual en CHEQ4 .....	48
Tabla 4-10:Temperatura media mensual de Meteonorm .....	48
Tabla 4-11:Temperatura media mensual en CHEQ4.....	49
Tabla 4-12:Resumen de los errores relativos (%) del proyecto.....	57
Tabla 4-13:Resumen de los errores absolutos (%) del proyecto .....	57

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1-1: Evolución de la superficie instalada para cada año.....	2
Figura 1-2: Superficie de instalaciones solares térmicas en comunidades.....	3
Figura 1-3: Partes de una instalación solar térmica genérica .....	5
Figura 2-1: Partes de un captador solar.....	11
Figura 2-2: Configuraciones en placa, en parrilla y en serpentín respectivamente .....	12
Figura 2-3: Curvas de rendimiento de tres captadores.....	15
Figura 2-4: Banco de ensayo de captadores .....	21
Figura 3-1: CHEQ4, localización .....	24
Figura 3-2: CHEQ4, configuración .....	25
Figura 3-3: Instalación para consumo único con sistema prefabricado .....	25
Figura 3-4: Instalación para consumo único con interacumulador .....	26
Figura 3-5: Instalación para consumo único con intercambiador independiente.....	26
Figura 3-6: Instalación para consumo único con intercambiador independiente para piscina cubierta.....	26
Figura 3-7: Instalación par consumo múltiple con todo centralizado.....	27
Figura 3-8: Instalación para consumo múltiple con acumulación centralizada y apoyo distribuido .....	27
Figura 3-9: Instalación para consumo múltiple con acumulación distribuida .....	27
Figura 3-10: Instalación para consumo múltiple con intercambio distribuido .....	28
Figura 3-11: CHEQ4, demanda de la instalación.....	28
Figura 3-12: CHEQ4, parámetros del circuito primario .....	29
Figura 3-13: CHEQ4, parámetros del acumulador y circuito de distribución.....	30
Figura 3-14: CHEQ4, resultados .....	31
Figura 3-15: CHEQ4, recomendaciones y avisos.....	32
Figura 3-16: CHEQ4, certificación HE4.....	33
Figura 3-17: CHEQ4, certificación HE4.....	34
Figura 3-18: TRNSYS, Type109.....	35
Figura 3-19: TRNSYS, type1b.....	35
Figura 3-20: TRNSYS, type31.....	35

Figura 3-21:TRNSYS, type60c.....	36
Figura 3-22:TRNSYS. type114 .....	36
Figura 3-23:TRNSYS, type2b.....	36
Figura 3-24:TRNSYS, type2d.....	36
Figura 3-25:TRNSYS, type91.....	37
Figura 3-26: TRNSYS, type6.....	37
Figura 3-27:TRNSYS, type11b .....	37
Figura 3-28:TRNSYS, type11h .....	37
Figura 3-29:TRNSYS, type14b .....	37
Figura 3-30:TRNSYS, type14e .....	38
Figura 3-31:TRNSYS, calculadora .....	38
Figura 3-32:TRNSYS, type65d .....	38
Figura 3-33:TRNSYS, type25c.....	38
Figura 4-1:TRNSYS, instalación de estudio.....	40
Figura 4-2:TRNSYS, circuito primario .....	41
Figura 4-3: TRNSYS, circuito secundario .....	42
Figura 4-4TRNSYS, sistema de control.....	43
Figura 4-5:TRNSYS, sistema de agua de red y de distribución .....	44
Figura 4-6: Perfil de consumo diario de ACS.....	45
Figura 4-7: f-TRNSYS frente a f-CHEQ4.....	50
Figura 4-8: influencia de la localidad en la fracción solar .....	51
Figura 4-9: influencia del captador en la fracción solar.....	52
Figura 4-10:Resultados del modelo Nagaterm en Bilbao .....	54
Figura 4-11:Resultados del modelo Nagaterm en Madrid.....	54
Figura 4-12:Resultdos del modelo Nagaterm en Sevilla .....	54
Figura 4-13:Resultados del modelo Bionergy del Principado en Bilbao.....	55
Figura 4-14:Resultados del modelo Bionergy del Principado en Madrid .....	55
Figura 4-15:Resultados del modelo Bionergy del Principado en Sevilla:.....	56
Figura 4-16:Resultados del modelo Cosmosolar en Bilbao.....	56
Figura 4-17:Resultados del modelo Cosmosolar en Madrid.....	57
Figura 4-18:Resultados del modelo Cosmosolar en Sevilla.....	57

# 1 INTRODUCCIÓN

---

En el primer capítulo de este Trabajo Fin de Grado vamos a definir el objetivo y las motivaciones, así como la importancia de la energía solar térmica en nuestro país, veremos las ventajas y los inconvenientes que existen en la utilización de la misma, la situación actual de la energía solar térmica en España y una breve descripción de una instalación solar térmica de baja temperatura para ACS.

## 1.1 OBJETIVO

En el presente trabajo vamos a utilizar dos herramientas para el cálculo de instalaciones de agua caliente sanitaria: CHEQ4 y TRNSYS.

CHEQ4 es una herramienta que se ha desarrollado por AIGUASOL, pretende ofrecer a todos los usuarios que lo necesiten, la capacidad de validar el cumplimiento de la contribución solar mínima de agua caliente sanitaria en instalaciones solares térmicas conforme a la sección HE4 del código Técnico de la Edificación.

TRNSYS es un programa que se desarrolló en la Universidad de Wisconsin (EEUU). Trabaja en régimen transitorio y utiliza datos meteorológicos en base horaria (y no en base mensual, como lo hace CHEQ4).

La simplicidad de CHEQ4 y las limitaciones que existen con respecto a los parámetros que se utilizan en sistemas reales, hacen que se cuestionen los resultados de dicha herramienta.

En este trabajo vamos a determinar una batería de casos y los simularemos en ambas herramientas para realizar un análisis comparativo, veremos si son viables los resultados obtenidos en CHEQ4.

## 1.2 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La energía solar térmica consiste en la captación de la radiación del Sol y su transformación en calor para su aprovechamiento en diversas aplicaciones. Esta transformación se realiza por medio de unos dispositivos específicamente diseñados denominados captadores solares.

### 1.2.1 Ventajas e inconvenientes

Algunas de las ventajas de la energía solar térmica son:

- La energía solar térmica constituye una fuente de energía gratuita e inagotable, es más respetuosa con el medio ambiente que las energías convencionales.
- Este tipo de instalaciones no produce afecciones sobre el medio físico ni sobre la calidad del aire ni sobre los suelos. Además, no provocan ruidos, tienen un carácter autónomo y descentralizado, con lo que contribuyen a reducir la dependencia energética, consiguiendo un desarrollo más sostenible.
- La utilización de sistemas solares térmicos conlleva un ahorro significativo para los usuarios:

- El ahorro energético puede llegar al 70%.
- Los requerimientos de operación y mantenimiento son mínimos.
- La vida útil de las instalaciones es de 15-20 años.

La energía solar térmica también tiene algunos inconvenientes que se deben tener en cuenta:

- El uso generalizado de la energía solar térmica se ve dificultado por una mayor inversión de la instalación con respecto a una instalación convencional para ACS.
- El ahorro económico se ve afectado negativamente por la economía de escala.

En muchos casos, la falta de consideración de criterios de integración arquitectónica durante el montaje de la instalación solar que minimicen su impacto visual ha provocado cierto rechazo en la sociedad.

### 1.2.2 Situación actual del mercado español

La energía solar térmica se encuentra muy desarrollada en España, hemos sido capaces de aprovechar el gran número de horas de Sol que tenemos en nuestro país. España se encuentra entre los países más avanzados en materia de energía solar térmica.

En estas dos últimas décadas, ha habido un gran desarrollo de la energía solar térmica de baja temperatura en España, este crecimiento ha sido desigual, siguiendo un crecimiento exponencial hasta el año 2008. Desde entonces, el mercado ha venido ralentizando su ritmo de crecimiento como consecuencia del ajuste del sector inmobiliario (Ref. 07).

El año 2008 fue el año en donde se produjo el mayor crecimiento del mercado de nuestra historia, se instalaron un total de 418 mil metros cuadrados de instalaciones de energía solar. Desde entonces, se produjo una caída del mercado. Nos situamos, desde el año 2011, en unos 200 mil metros cuadrados anuales (Ref. 07).

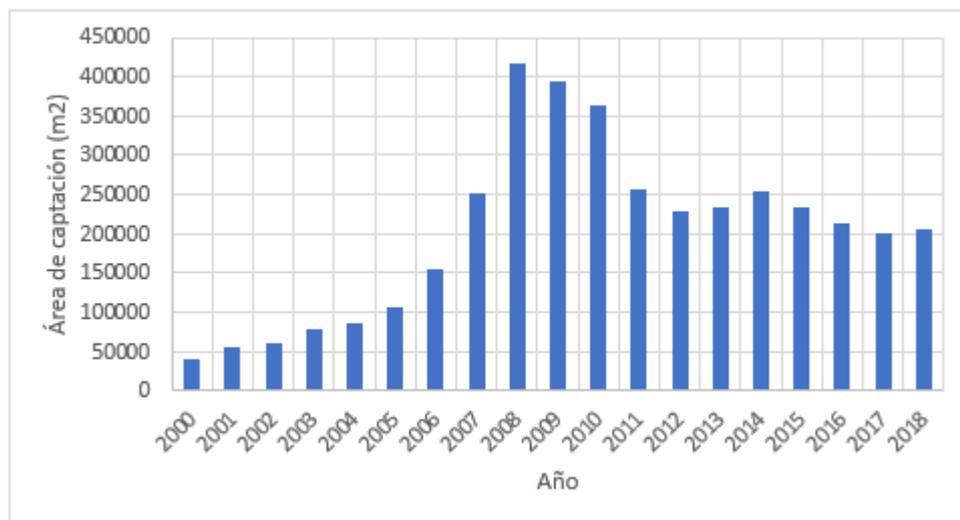


Figura 1-1: Evolución de la superficie instalada para cada año

La superficie solar acumulada a finales de 2018 alcanzó los 4.2 millones de metros cuadrados con una distribución geográfica ligada tanto a factores de disponibilidad territorial de recursos como a factores de concentración poblacional.

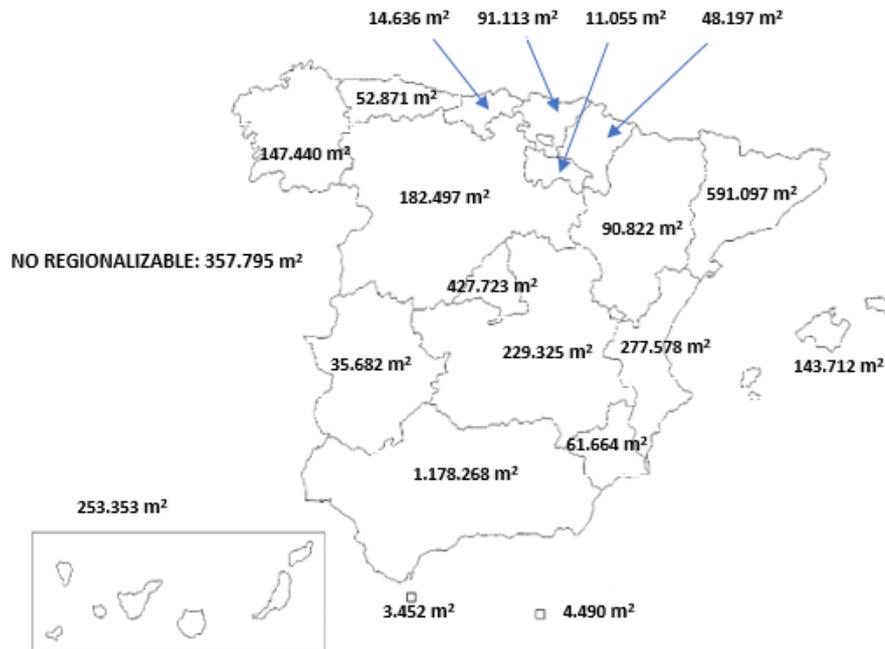


Figura 1-2: Superficie de instalaciones solares térmicas en comunidades

En cuanto al reparto del mercado por zonas geográficas, las comunidades autónomas con mayor superficie instalada son aquellas que cuentan con un clima más favorable para el aprovechamiento de la energía solar térmica. En este sentido, destacan por sus cuotas en la participación en el mercado Andalucía, Cataluña, Canarias, Baleares, la Comunidad Valenciana y Madrid. También se observa una mayor concentración de instalaciones solares en zonas turísticas.

### 1.2.3 Aplicaciones de la energía solar térmica

La tecnología de las instalaciones solares térmicas se va desarrollando en función de las diferentes demandas que tienen los usuarios, estas demandas están directamente relacionadas con las diversas aplicaciones que tiene la energía solar térmica (Ref. 06):

#### a) Producción de agua caliente sanitaria

El agua caliente sanitaria es, después de la calefacción, el segundo consumidor de energía en nuestros hogares con un 20% del consumo energético total.

En la actualidad la energía solar térmica ofrece soluciones idóneas para la producción de ACS, se trata de una alternativa completamente madura y rentable. Una de las razones que hacen que esta tecnología sea tan apropiada es el rango de temperaturas: 40-45 °C.

Podemos cubrir el 100% de la demanda en verano y el 50-80% en invierno (dependiendo de la localidad en donde nos encontremos).

Se trata de una tecnología muy comercializada y la más popular en nuestro país ya que no solo se usa en viviendas unifamiliares, sino que se puede usar en edificios residenciales y de oficinas, hoteles, superficies comerciales, etc.

#### **b) Calentamiento del agua de piscinas**

El uso de la energía solar térmica para piscinas es muy interesante, tanto para piscinas cubiertas como para las que se encuentran al aire libre.

Es muy económico y sencillo lograr una temperatura estable en piscinas que se encuentran al aire libre. En primer lugar, porque circula el agua de las piscinas directamente por el captador solar, es decir, no se necesita un sistema de acumulación ni un intercambiador de calor. La temperatura de uso ronda los 30 °C, los captadores prescindirán de cubiertas u otros materiales aislantes (lo que los hace muy económicos).

En el caso de piscinas cubiertas. El sistema es más complejo porque debemos contar con un sistema de apoyo. El sistema es perfectamente compatible con otras aplicaciones de energía solar térmica.

#### **c) Calefacción**

Gracias a los ahorros de energía de más del 25% que se pueden llegar a alcanzar, en el centro y en el norte de Europa, resulta muy habitual emplear este tipo de instalaciones para cubrir parte de la demanda de calefacción. Además, estos equipos suelen ser compatibles con la producción de ACS, existiendo elementos de control que dan paso a la calefacción una vez que se han cubierto las necesidades de agua caliente.

El principal inconveniente con el que se encuentran los usuarios que optan por un sistema de calefacción de estas características es la temperatura de trabajo que se debe alcanzar. Mientras las instalaciones de calefacción convencionales abastecen los radiadores de agua con temperaturas entre el 70-80 °C, los captadores solares planos convencionales (sin ningún tipo de tratamiento selectivo en el absorbedor) no suelen alcanzar temperaturas superiores a 60 °C, por lo que solo se utilizan para ACS. Para alcanzar temperaturas superiores a los 70 °C se utilizan captadores de vacío.

La mejor opción es el uso de suelos radiantes, ya que la temperatura de trabajo está entorno a 30-50 °C, en ese rango los captadores convencionales trabajan con un alto rendimiento.

#### **d) Refrigeración**

La demanda energética para la refrigeración de edificios con el fin de lograr unas condiciones de confort aceptables aumenta considerablemente en los países desarrollados. Hay una gran preocupación con respecto al coste que supone alcanzar dichas condiciones, existe, por tanto, varias opciones en el mercado basadas en energía solar (además de los equipos eléctricos).

De las diversas fórmulas para aprovechar la energía solar para acondicionar térmicamente un ambiente, la más viable en términos de coste de inversión y ahorro de energía, es la constituida por el sistema de refrigeración por absorción, utilizada en el 60% de los casos. El funcionamiento de estos equipos se basa en la capacidad de determinadas sustancias para absorber un fluido refrigerante. Como absorbentes se utilizan principalmente el amoníaco o el bromuro de litio, como líquido refrigerante, el más recomendable es el agua.

### e) Usos industriales

Las posibilidades que ofrece la energía solar térmica son inagotables y conforme va creciendo la tecnología, vamos encontrando nuevas aplicaciones para su aprovechamiento.

En la industria, son muchos los ejemplos que podemos encontrar para el uso de la energía solar térmica, entre ellos podemos destacar: tintado y lavado de tejidos en la industria textil, procesos de obtención de pastas químicas en la industria papelera, baños líquidos de pintura para la limpieza, etc.

Entre los sistemas basados en la energía solar que más se utilizan con fines industriales debemos hacer hincapié en los secadores solares y el precalentamiento de fluidos:

- Secadores solares: en procesos de secado de semillas, tabaco, etc., los sistemas solares ofrecen una solución muy apropiada. Mediante grandes tubos que actúan como captadores solares de aire, es posible precalentar y elevar la temperatura en una planta industrial del orden de 10-15 °C, lo que es suficiente en la mayoría de los procesos de secado. En estos ámbitos, los captadores de aire presentan indudables ventajas, al no ser necesario estar pendientes de posibles fugas o problemas de congelación.
- Precalentamiento de fluidos: es factible la utilización de la energía solar térmica (mediante captadores de baja o media temperatura) para el precalentamiento de fluidos, obteniéndose importantes ahorros energéticos. Los elementos y diseños para esta aplicación pueden ser los mismos que los utilizados para el ACS. En consecuencia, se trata de sistemas muy parecidos a los que se emplean en la vivienda.

## 1.3 SUBSISTEMAS DE UNA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA

Los diferentes subsistemas de una instalación solar térmica se pueden dividir en una serie de sistemas caracterizados por la función que realizan.

Se van a determinar los sistemas y circuitos que componen una instalación solar térmica para ACS que, en el caso más general, pueden estar constituidos por 7 sistemas básicos y 2 sistemas de interconexión. Los sistemas básicos son: sistema de captación, dos sistemas de intercambio, dos sistemas de acumulación, sistema de apoyo y sistema de consumo. Los sistemas de interconexión son el sistema hidráulico y el sistema de control. Todos se describen a continuación (Figura 1-3).

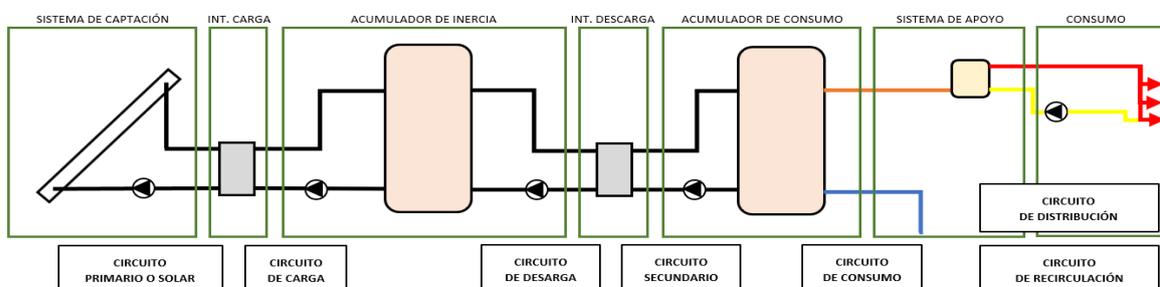


Figura 1-3: Partes de una instalación solar térmica genérica

**Sistema de captación:** se encarga de transformar la radiación solar incidente en energía térmica aumentando la temperatura de un fluido de trabajo que circula por el circuito denominado como primario.

**Sistemas de intercambio:** realizan la transferencia de calor entre los distintos circuitos. Esta transferencia se puede efectuar directamente desde el circuito primario al agua como consumo mediante un único sistema de intercambio, o bien a través de dos sistemas de intercambio entre los cuales se inserta una acumulación solar de inercia. Se pueden distinguir dos tipos de intercambio:

- Intercambio de carga: Transfiere la energía del circuito primario al circuito de carga o directamente al circuito secundario cuando no haya acumulación de inercia.
- Intercambio de descarga: Transfiere el calor del acumulador de inercia al agua de consumo. Cuando no exista acumulación de consumo, el intercambio de descarga se denomina de consumo.

En cualquiera de los dos casos el intercambiador puede ser interno o externo.

**Sistemas de acumulación:** almacenan la energía térmica hasta que se precise su uso. Normalmente se almacena agua.

- Acumulación de inercia: Utiliza un fluido intermedio en circuito cerrado que no se consume directamente.
- Acumulación de consumo: Contiene siempre agua para su posterior consumo. Deben tener unos requisitos sanitarios mínimos para dicho consumo.

**Sistema de apoyo:** complementa el aporte solar suministrando la energía adicional necesaria para cubrir el consumo previo.

**Sistema de consumo:** está constituido por el conjunto de equipos y componentes a través de los cuales se satisface la demanda.

**Sistema hidráulico:** formado por los circuitos que conectan los distintos sistemas y los diferentes componentes que, mediante la circulación de fluidos, producen la transferencia de calor. Podemos distinguir:

- Sistema primario.
- Sistema de carga.
- Sistema de descarga.
- Sistema secundario.
- Sistema de consumo.
- Sistema de distribución.
- Sistema de recirculación.

**Sistema de control:** aplica las estrategias de funcionamiento y de protección. Controla el arranque y parada de las bombas, las actuaciones de las válvulas de tres vías y cualquier otra actuación electromecánica que se requiera.

## 2 SISTEMA DE ENERGÍA SOLAR PARA ACS

En este capítulo vamos a describir los sistemas de energía solar para ACS más comunes en la actualidad, así como los componentes que los constituyen: captador solar (nos centraremos en el captador solar plano), tanque de almacenamiento, intercambiador de calor y otros componentes. Por último, se detalla en qué consisten los ensayos de los captadores solares.

### 2.1 CLASIFICACIÓN

En la Tabla 2-1 se muestra un resumen de las características de las diferentes configuraciones de las diferentes configuraciones en función de su superficie, sistema de circulación e intercambio (Ref. 05).

Tabla 2-1: Clasificación de las instalaciones solares térmicas

<b>Tamaños de la instalación</b>	<b>Pequeñas</b>		<b>Medianas</b>	<b>Grandes</b>
Área de captación ( $A$ en $m^2$ )	$A \leq 10$		$10 \leq A \leq 100$	$A \geq 100$
Denominación	Sistemas SST		Instalaciones IST	
Circulación	Natural o forzada		Forzada	
Intercambio	Directo	Interno	Interno o externo	Externo

#### 2.1.1 Instalaciones pequeñas

Las instalaciones pequeñas son aquellas cuya superficie de captación es de  $10 \text{ m}^2$  o menos. Se pueden clasificar en función de los siguientes criterios:

##### Según la denominación

- Sistema SST: se trata de un sistema solar prefabricado. Este tipo de sistemas puede estar constituido por un único componente integral o por un conjunto de componentes normalizados en cuanto a características, ensamblaje, durabilidad, etc.
- Sistema IST: se trata de un sistema solar a medida. Los componentes se ensayan de forma separada y los resultados de los ensayos se integran en una evaluación del sistema completo.

##### Según la circulación del fluido

- Circulación natural o termosifón: el fluido de trabajo circula por convección libre, esta convección se produce por la diferencia de densidad del fluido.
- Circulación forzada: el circuito dispone de una bomba que se encarga de hacer circular el fluido.

##### Según el intercambio de calor

- Sistemas directos: la transferencia de calor es directa, es decir, el propio fluido que tenemos en el almacenamiento es el que circula por el captador solar.

- Sistemas internos: el fluido de trabajo se encuentra en un circuito independiente, el intercambiador se encuentra en el interior del depósito.

La utilización del intercambiador está justificada porque elimina los problemas que surgen en los sistemas directos por depósitos calcáreos, heladas o presiones elevadas en el circuito primario, por lo que, en general, no se recomienda el uso de sistemas directos.

### **Sistema de expansión**

El fluido de trabajo de cada circuito está sometido a variaciones de temperatura, estas variaciones de temperatura hacen que el fluido aumente o disminuya de volumen. Podemos utilizar dos sistemas de expansión.

- Expansión abierta: cuando el circuito está comunicado de forma permanente con la atmósfera. Las variaciones del volumen del fluido se absorben en un depósito abierto a la atmósfera donde varía el nivel del fluido. El depósito se debe poner por encima del punto más alto de la instalación.
- Expansión cerrada: cuando el circuito no está en contacto con la atmósfera. El volumen y la presión deforma una membrana elástica (el vaso de expansión) cerrada, aumentando la capacidad del circuito.

### **Sistema de acoplado**

En las pequeñas instalaciones podemos diferenciar tres tipos de acoplamiento.

- Sistema compacto: todos los componentes, captadores, acumulador y el resto de accesorios, se encuentran en una sola unidad lista para su montaje.
- Sistema integrado: captador y acumulador constituyen un único componente y no se distinguen físicamente.
- Sistema partido: existe una separación física y una distancia considerable entre el sistema de captación y el sistema de acumulación.

#### **2.1.2 Instalaciones medianas y grandes**

En instalaciones medianas y grandes, el criterio es muy similar al que se ha descrito en el apartado anterior. Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las instalaciones deben ser SST, es decir, hay que hacer un estudio y un análisis concreto para el posterior diseño (a medida) de la instalación.
- Las instalaciones medianas y grandes deben ser de circulación forzada. Si utilizamos un sistema por termosifón el rendimiento de la instalación puede disminuir significativamente. Para vencer las pérdidas de carga que tenemos en una instalación mediana o grande necesitamos una variación de temperatura que puede hacer que el campo de captadores trabaje con un rendimiento muy bajo.
- Con respecto al intercambiador, éste puede estar en el interior del depósito o un intercambiador externo.
- Vamos a tener siempre un sistema partido.

## 2.2 CAPTADOR SOLAR PLANO

El captador solar es el dispositivo que transforma la radiación solar en energía térmica, esta energía se transferirá a un fluido caloportador. El captador debe estar diseñado para soportar la continua exposición a condiciones externas (lluvia, nieve, granizo, polvo, etc.) y para resistir las temperaturas extremas a las que va a estar sometido.

En la actualidad el captador más utilizado para ACS es el captador solar plano. Podemos encontrar otro tipo de captador, el captador de tubos de vacío. Éste tiene una eficiencia mayor (debido al vacío que se logra, que hace que se reduzcan las pérdidas por convección) y alcanza temperaturas más elevadas. Sin embargo, no se utiliza principalmente por dos razones: el coste es mucho mayor y el rango de temperatura que se necesita en instalaciones para ACS se alcanza con captadores solares planos.

### 2.2.1 Principio de funcionamiento

El principio de funcionamiento del captador solar se basa en el efecto invernadero:

1. La radiación solar incide sobre la cubierta, que al ser de vidrio transparente, deja pasar la radiación de onda corta para que ésta llegue al absorbedor.
2. Debido a la incidencia de la radiación solar, la superficie absorbente se calienta y se transfiere al fluido caloportador.
3. Cuando la superficie absorbente se calienta, emite radiación de onda larga hacia el exterior, pero como el vidrio se encuentra encima de dicha superficie, la radiación de onda larga rebota volviendo a incidir en la superficie absorbente.
4. El fluido caloportador pasa a través de unos tubos que se encuentran en contacto directo con el absorbedor. Cuando el absorbedor se calienta, se transferirá el calor (por conducción) a los tubos (por donde pasa el fluido caloportador).
5. Las pérdidas, básicamente son:
  - El calor por convección que se transfiere al aire de la cámara.
  - El calor que se pierde al estar en contacto con los laterales y la carcasa. Es por ello, que detrás de la superficie absorbente debe haber un buen aislamiento.
  - La radiación que el vidrio refleja.

### 2.2.2 Componentes

Un captador solar está compuesto por: una carcasa, el aislamiento térmico, una lámina reflectante, una placa absorbedora, una cubierta protectora y las juntas. En la Figura 2-1 mostramos todos los componentes, posteriormente, describiremos cuál es la función de cada uno de ellos.

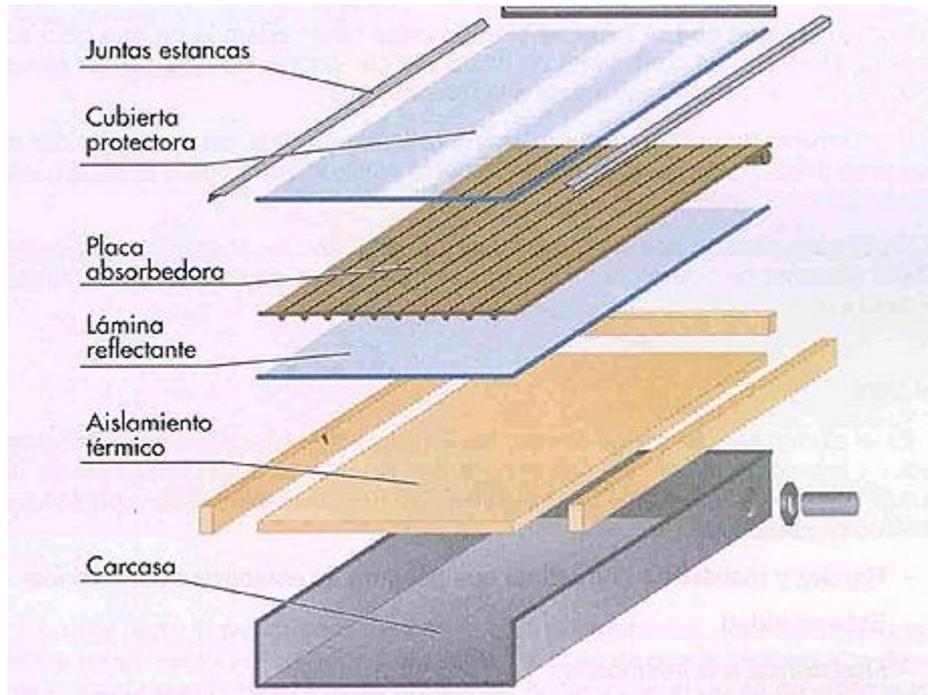


Figura 2-1:Partes de un captador solar

### Cubierta

La cubierta debe cumplir, fundamentalmente:

- Provocar el efecto invernadero y reducir las pérdidas por convección.
- Asegurar la estanqueidad del captador.

Para poder cumplir con las dos funciones que acabamos de mencionar, la cubierta debe tener una serie de cualidades:

- Tener un alto coeficiente de transmisión para la radiación solar de onda corta (correspondiente a longitudes de onda de 0.3 a 3  $\mu\text{m}$ ).
- Tener un coeficiente de transmisión para la radiación de onda larga (superior a 3  $\mu\text{m}$ ).
- Tener bajo coeficiente de conductividad térmica para hacer evitar que el calor fluya desde la parte interior de la cubierta a la parte exterior.
- Evitar que la suciedad se adhiera a la superficie exterior.
- Alta resistencia mecánica.

La cubierta puede ser de vidrio o plástico. El plástico puede llegar a tener propiedades ópticas similares a las del vidrio, siendo transparentes a radiaciones de onda corta y opacos a radiaciones de onda larga. Sin embargo, aunque tenga una conductividad térmica menor, un menor peso y una menor fragilidad, presenta otro tipo de inconvenientes que hacen que su uso no está muy extendido.

- Poca resistencia a temperaturas altas, lo que provoca la deformación del mismo.
- Dureza baja.

- Inestabilidad química, por tanto, sufre una degradación a lo largo de su vida útil.

### Absorbedor

El absorbedor desempeña un papel muy importante en el rendimiento del captador, podemos encontrar varios tipos de absorbedor, en función de la forma en que estén dispuestos los tubos, podemos encontrar tres tipos de configuraciones: en placas, en parrilla o en serpentín. (Figura 2-2)

Todos los absorbedores deben tener unas características concretas:

- La superficie del absorbedor debe tener un revestimiento especialmente diseñado para optimizar la absorción de la radiación solar. Normalmente encontramos dos tratamientos para la superficie del absorbedor: selectivos y no selectivos. El tratamiento selectivo reduce la emisividad a valores entre 0.05 y 0.5, mientras que la emisividad en los no selectivos es superior a 0.8.
- Las pérdidas de carga del circuito que está integrado en el absorbedor (por donde pasa el fluido) no se deben despreciar, especialmente si tenemos un sistema por termosifón.
- La inercia térmica, en especial en zonas climáticas donde el cielo esté nublado regularmente, debe ser lo más baja posible.
- La transmisión del calor debe ser alta, esta transmisión depende de la velocidad del fluido, del correcto acoplamiento, la separación de los tubos y sus diámetros y la conductividad.

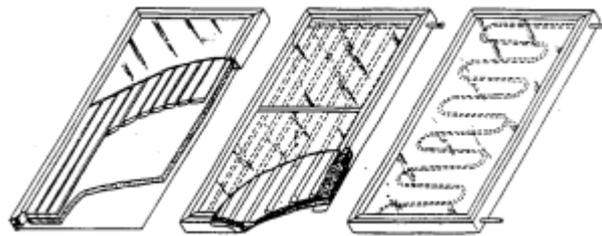


Figura 2-2: Configuraciones en placa, en parrilla y en serpentín respectivamente

### Aislamiento

El objetivo del aislamiento es reducir las pérdidas de la energía captada por el absorbedor. Se encuentra en los laterales y en la parte posterior, entre la carcasa y la placa absorbente.

El aislante debe cumplir unos requisitos mínimos:

- Debe tener un buen comportamiento a elevadas temperaturas. La temperatura del absorbedor puede alcanzar, en verano y para una instalación parada, los 150 °C.
- Nulo desprendimiento de vapores: Bajo la acción del calor, algunos aislantes pueden descomponerse y desprender vapores que pueden llegar a condensarse sobre la cubierta.
- Resistencia al envejecimiento.
- Resistencia a la humedad que pueda haber por la condensación en el interior del colector debido a una rotura de la cubierta, penetración de la lluvia, degradación de las juntas, etc.

### **Carcasa**

Es la caja que contiene al resto de componentes, los protege del exterior y da rigidez al conjunto. La carcasa debe tener una elevada resistencia mecánica, un buen comportamiento frente a la corrosión y a las variaciones de temperatura. Habitualmente se emplea aluminio, acero inoxidable, acero galvanizado y lacado o material plástico reforzado con fibra de vidrio.

### **2.2.3 Clasificación del captador solar plano**

Una vez que hemos hablado de los componentes principales del captador solar plano, podemos hacer una clasificación en función de los siguientes criterios.

#### **Según el número de cubiertas**

- Sin cubierta
- Una cubierta
- Varias cubiertas

#### **Según el material de la cubierta**

- Vidrio
- Plástico

#### **Según el material de la superficie absorbente**

- Cobre
- Acero inoxidable
- Aluminio
- Caucho

#### **Según el tratamiento superficial del absorbente**

- Superficie selectiva
- Superficie negra

#### **Según la configuración de la superficie absorbente**

- Serpentin
- Parrilla
- Placa

### **2.2.4 Rendimiento**

Para el diseño de una instalación solar, es imperativo conocer una serie de características. Vamos a analizar cuáles son las más importantes.

El rendimiento de un captador se puede definir como:

$$\eta = \frac{\text{Energía captada}}{\text{Energía incidente}} = \frac{Q_u}{IA} = \frac{m_{CAP} c_p (T_s - T_e)}{IA} = F_R(\tau\alpha) - F_R U_L \frac{T_e - T_a}{I} \quad (1)$$

donde:

$Q_u$  = Energía útil

$I$  = Irradiancia incidente

$A$  = Área del captador

$m_{CAP}$  = Caudal másico que circula por el captador

$c_p$  = Calor específico a presión constante del fluido

$T_s$  = Temperatura del fluido a la salida

$T_e$  = Temperatura del fluido a la entrada

$F_R(\tau\alpha)$  = Factor óptico

$F_R U_L$  = Coeficiente de pérdidas térmicas

El factor óptico  $F_R(\tau\alpha)$  y el coeficiente de pérdidas  $F_R U_L$  se pueden determinar experimentalmente mediante la realización de un ensayo en condiciones reales de funcionamiento en donde se miden todas las variables y se realiza un ajuste de la función que representa el rendimiento en función de  $\frac{T_e - T_a}{I}$ .

Debido a que  $U_L$  no es constante, sino que tiene una dependencia con la temperatura, la precisión de la función lineal que acabamos de expresar mejora si se ajusta como función cuadrática del modelo físico real. En este caso, el rendimiento del captador solar se puede expresar mediante un modelo matemático muy utilizado en la actualidad, este método es el que se aplica en la norma UNE-EN 12975:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \frac{T_m - T_a}{I} - a_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{I} \quad (2)$$

$$T_m = \frac{T_e - T_s}{2} \quad (3)$$

Es necesario señalar que la función de rendimiento determinada experimentalmente en el ensayo del captador siempre está asociada a un caudal de ensayo y a una superficie de referencia que, normalmente, es la de apertura. Cualquier cambio de los valores de referencia modifica los parámetros del rendimiento.

En la Figura 2-3 se muestra un ejemplo de la curva de rendimiento para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup>, en dicha gráfica se pueden observar la curva de rendimiento de tres modelos de captador diferentes (Ref. 05).

Tabla 2-2: Parámetros para curva de rendimiento

	$\eta_0$	$a_1$	$a_2$
CS1	0.85	8.5	0.03
CS2	0.80	4	0.025
CS3	0.75	2	0.02

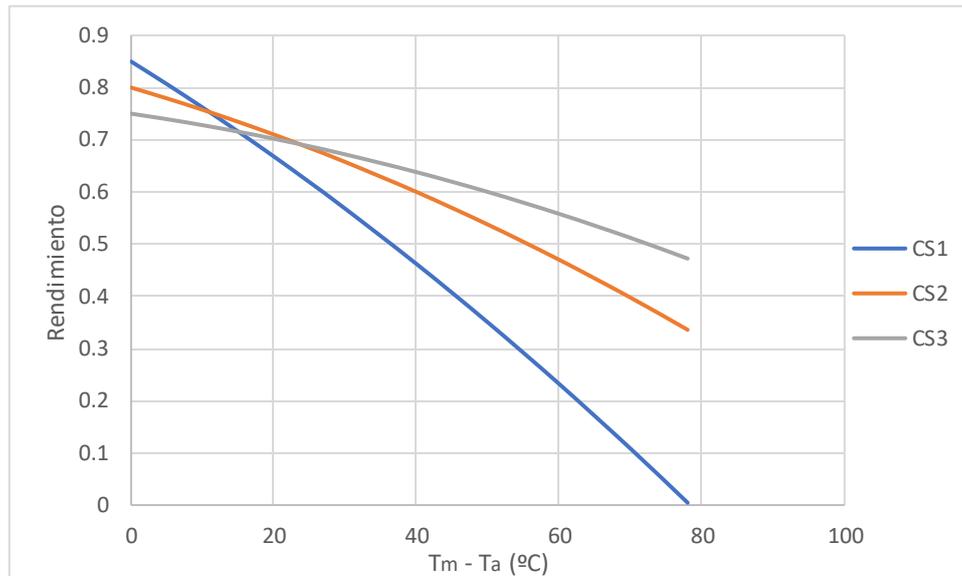


Figura 2-3: Curvas de rendimiento de tres captadores

Como se puede apreciar, existe una pérdida del rendimiento cuando la temperatura a la entrada al captador va aumentando. Esto ocurre en las instalaciones cuando el depósito se encuentra a elevada temperatura.

Otros parámetros que se deben tener en cuenta y que se determinan experimentalmente son:

- Pérdidas de carga: Mide la caída de presión a través de un captador en función del caudal.
- Temperatura de estancamiento: La temperatura máxima del fluido que se debe considerar en el diseño de una instalación. Ésta se da para las condiciones más desfavorables (bombas desconectadas, irradiancia incidente superior a  $1000 \text{ W/m}^2$  y una temperatura del aire circundante de  $30 \text{ }^\circ\text{C}$ ).
- Modificador de ángulo de incidencia: La curva de rendimiento del captador se determina bajo unas condiciones normales. El modificador del ángulo de incidencia se debe calcular experimentalmente para predecir el rendimiento del captador solar bajo un amplio rango de condiciones y/o momento del día.

## 2.3 ACUMULADOR

Dado que el perfil temporal de la energía que estamos obteniendo en el circuito de captadores no coincide con el perfil de consumo, necesitamos un acumulador para garantizar el consumo en el momento en que lo necesitamos.

### 2.3.1 Tipos de acumuladores solares

Los acumuladores utilizados en las instalaciones solares térmicas pueden ser del mismo tipo que los empleados en sistemas convencionales. Podemos encontrar acumuladores de ACS o acumuladores de inercia, en función del tipo de la instalación.

Los acumuladores pueden tener incorporados un intercambiador y, en ese caso, se llamarán interacumuladores.

Los acumuladores de ACS deben ser aptos para el consumo del agua que almacenan. Pueden ser de acero con recubrimiento interior vitrificado, de acero con protección interior, de acero inoxidable o de cobre. Deben ser resistentes frente a la corrosión.

Los acumuladores de inercia se utilizan en grandes instalaciones, y es independiente del circuito de ACS. Si el circuito es cerrado no se necesitan tomar medidas frente a la corrosión. Pueden ser de acero con o sin protección interior, de acero inoxidable o de hormigón. Trabajan a presiones diferentes que los de ACS y a temperaturas superiores.

### 2.3.2 Características funcionales

#### **Estratificación**

El agua del acumulador, cuando se calienta, disminuye su densidad y tiende a ascender. El agua fría, más densa, tiende a bajar, de esta manera el agua se estratifica por temperatura en el interior del acumulador. Para conseguir un aprovechamiento de la energía térmica, el depósito debe estar diseñado para tener un gradiente de temperatura ascendente, de esta manera, se evitan flujos entre las capas de agua a distinta temperatura. Tendremos, por tanto, el agua a una mayor temperatura en la parte superior del acumulador.

Debemos tomar medidas para reducir los efectos que destruyen la estratificación:

- Utilizar la disposición vertical con una relación de altura/anchura adecuada para favorecer el movimiento vertical.
- Introducir el agua fría de consumo por la parte inferior y, para evitar mezclas, reducir la velocidad de entrada del agua con el uso de deflectores o difusores a la entrada.
- La tubería de consumo debe estar en la parte superior del depósito, donde tendremos el agua a una mayor temperatura.

#### **Características térmicas**

Las pérdidas térmicas del acumulador se deben evaluar para, además de cumplir con la normativa vigente, ajustar las soluciones óptimas de cara a la integración en la instalación solar térmica (dada la importancia en las prestaciones energéticas globales). Es imprescindible tener

en cuenta la necesidad de cubrir con aislamiento toda la superficie exterior del acumulador, así como las bocas de expansión y tuberías.

En caso de que el depósito se encuentre en el exterior, el material aislante debe disponer de una envoltura de protección para evitar su deterioro debido a factores ambientales como la lluvia, la humedad, radiación solar, etc.

## 2.4 CIRCUITO PRIMARIO

Los principales componentes del circuito primario son:

- Captadores
- Tuberías
- Intercambiador de calor
- Vasos de expansión
- Bombas de circulación
- Válvulas y accesorios hidráulicos

Todos los componentes que lo forman deben:

- Cumplir con la normativa vigente y disponer de los certificados justificativos correspondientes.
- Estar preparados para resistir las condiciones extremas de presión y temperatura a las que van a ser sometidos.
- Los circuitos que componen el circuito hidráulico deben ser compatibles con los fluidos de trabajo que puedan contener.

### **Tuberías**

Las tuberías del circuito primario deben soportar temperaturas extremas, los materiales más utilizados son: acero negro, acero inoxidable o cobre. Debido a la poca experiencia que existe con respecto al comportamiento, no se recomienda el uso de tuberías de material plástico.

Si se protege la parte externa de las tuberías con tratamiento anticorrosivo y el circuito está herméticamente cerrado, no habrá ningún problema de corrosión. Por el contrario, si el circuito no está herméticamente cerrado, se pueden producir oxidaciones en el interior debido a la filtración del oxígeno.

Para aumentar la efectividad del sistema debemos analizar qué tipo de aislamiento vamos a utilizar y cuál va a ser su espesor.

### **Intercambiador de calor**

El objetivo del intercambiador de calor es transmitir el calor del circuito primario al circuito secundario. Se distinguen dos tipos: intercambiadores incorporados al acumulador e intercambiadores externos.

- Intercambiador incorporado al acumulador: son recomendables en instalaciones pequeñas, ya que las pérdidas de carga son menores respecto a los intercambiadores externos. Los intercambiadores internos pueden ser de serpentín o de doble envolvente.
- Intercambiador externo: para instalaciones medianas y grandes se utilizan intercambiadores externos. Los dos fluidos que interactúan están en movimiento. La circulación de ambos fluidos puede ser en el mismo sentido o contracorriente, siendo más efectivo si el sentido es en contracorriente.

### **Vasos de expansión**

Es recomendable que los vasos de expansión sean cerrados. En el caso de estar instalados a la intemperie deberán estar expresamente diseñados para ello.

Los vasos de expansión utilizados en el circuito primario deben tener una temperatura máxima superior a 100 °C. La membrana elástica, el elemento interno menos resistente del vaso, debe ser capaz de soportar las elevadas temperaturas que se pueden producir en la instalación y deben ser aptas para trabajar con fluidos que contengan anticongelante.

### **Bombas de circulación**

La bomba del circuito primario debe ser compatible con la mezcla de anticongelante que tiene el fluido caloportador.

Las bombas que se pueden usar en el circuito primario pueden ser de rotor húmedo o de rotor seco. Siendo más recomendable las de rotor seco.

### **Purgador de aire**

El purgador es el elemento encargado de evacuar los gases contenidos en el fluido caloportador. La presencia de gases en el circuito primario puede impedir la correcta circulación del fluido.

### **Válvulas y accesorios hidráulicos**

Válvula de corte: permite o impide el paso del fluido de trabajo. Permite independizar componentes aislándolos del resto del circuito, o también para realizar vaciados.

Válvula de seguridad: en caso de sobrepresión, expulsa el fluido y evita presiones más elevadas.

Válvula antirretorno: impiden el paso del fluido en un sentido y permite la circulación en el otro.

Válvula de llenado automático: sirve para reponer circuitos cerrados y mantener la presión mínima cuando se han producido pérdidas del fluido por accionamiento de las válvulas de seguridad, vapor por los purgadores, pequeñas fugas, etc.

Válvula de regulación: controla y regula el caudal, lo que permite equilibrar hidráulicamente el circuito.

Equipos de medida: además de los elementos de medida de tipo electrónico que los elementos llevan integrados, la instalación debe tener equipos de medida para visualizar directamente los principales parámetros funcionales como termómetros, manómetros, caudalímetros y contadores de energía.

## 2.5 SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control tiene la misión de maximizar el rendimiento de la instalación solar, así como de protegerla de posibles averías producidas por sobrecalentamiento, congelación, pérdidas de presión, etc. Para ello, el control debe medir una serie de parámetros mediante sondas de temperatura, presión y caudal que le permitan actuar sobre los diferentes elementos de la instalación, tales como bombas, válvulas, etc.

En el circuito primario el control de funcionamiento recomendado de las bombas será de tipo diferencial, actuando en función del salto de temperatura entre la salida de la batería del campo de captación y el acumulador solar. De esta manera, se garantiza, con carácter general, un aporte energético.

Adicionalmente, se pueden utilizar sistemas de control por célula crepuscular.

El funcionamiento de la bomba del circuito secundario debe ser simultáneo con respecto al circuito primario.

## 2.6 ENSAYO DE CAPTADORES SOLARES

Los ensayos para captadores solares tienen como objetivo determinar sus características funcionales: parámetros que indican la resistencia frente a los agentes degradantes y el rendimiento térmico.

Para la determinación de las características y parámetros de un captador se deben realizar numerosos ensayos (Ref. 01).

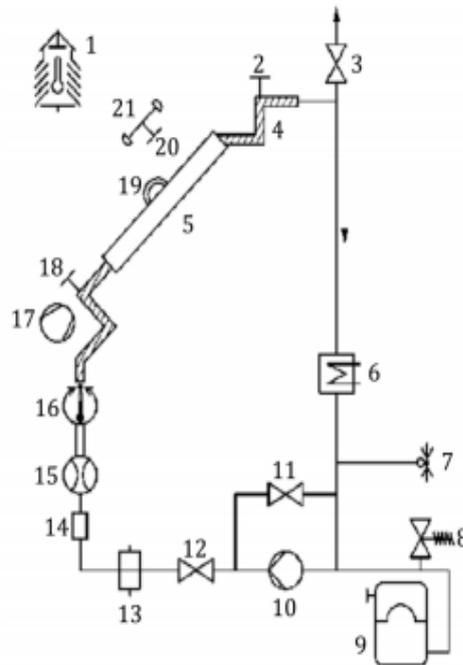
1. Presión interna: el absorbedor deberá ser ensayado a presión para determinar hasta qué punto aguanta las presiones que puede encontrar en servicio.
2. Resistencia a alta temperatura: Se determina de forma rápida si el captador puede soportar altos niveles de irradiancia sin fallos como rotura del cristal, colapso de la cubierta de plástico o cualquier otra fisura o degradación de cualquiera de los componentes del captador.
3. Exposición: Provee una secuencia de ensayos de fiabilidad de bajo coste, indicando (o simulando) condiciones de operación que pueden ocurrir probablemente durante el servicio real.
4. Choque térmico externo: los captadores pueden estar expuestos a repentinas tormentas de lluvia en días calurosos y soleados, causando severos choques térmicos externos. Este ensayo tiene como objetivo determinar la capacidad de un captador de soportar estos choques térmicos sin fallos.
5. Choque térmico interno: En días soleados y calurosos, puede ocurrir que, a la entrada del captador entre el fluido a baja temperatura, causando severos choques térmicos internos, por ejemplo, después de un período de corte, cuando la instalación es llevada de nuevo a operación mientras el captador está a temperatura de estancamiento. Este ensayo determinará la capacidad del captador a resistir estos choques térmicos internos sin fallos.

6. Penetración de la lluvia: Este ensayo es sólo aplicable a captadores con cubierta y tiene como objetivo determinar hasta qué punto los captadores con cubierta son substancialmente resistentes a la penetración de la lluvia.
7. Resistencia a heladas: Se determina hasta qué punto resisten las heladas y los ciclos de congelación los captadores (sólo se aplica a captadores que han sido diseñados para ser resistentes a heladas).
8. Presión interna: Carga mecánica: el objetivo de este ensayo es determinar cuánta presión aguanta la cubierta externa por el efecto del viento y la nieve.
9. Rendimiento térmico: Se debe ensayar el rendimiento térmico de los captadores bajo determinadas situaciones para poder realizar el correcto diseño de una instalación solar térmica.
10. Resistencia al impacto: Se comprobará hasta qué punto el captador es capaz de aguantar los efectos de impactos pesados causados por granizo.
11. Inspección final: Cuando se haya realizado todo el ensayo se deberá desmontar el captador e inspeccionar el captador. Todas las anomalías deberán ser reflejadas en el informe, al que se adjuntará una fotografía.

#### 2.6.1 Ensayo del rendimiento térmico

En este apartado vamos a describir, de forma general, cómo se realiza el ensayo para la obtención del rendimiento térmico de captadores de calentamiento de líquido con cubierta bajo condiciones de estado estacionario (Ref. 01).

1. La forma en la que se monta un captador influirá en los resultados de los ensayos de rendimiento térmico. Los captadores se deben ensayar con respecto al área de captación total, porque las pérdidas en los extremos de los captadores pequeños pueden reducir significativamente el rendimiento global.
2. Las medidas que se realizan en el ensayo deben ser lo más precisas posibles. Las medidas que se deben tomar son:
  - Área total del captador, área del absorbedor y el área de apertura.
  - Capacidad calorífica del fluido.
  - Irradiancia solar global en el área de captación.
  - Irradiancia solar difusa en área de captación.
  - El ángulo de incidencia de la radiación solar directa.
  - Velocidad del aire paralelo a la apertura del captador.
  - Temperatura del fluido a la entrada del captador.
  - Temperatura del fluido a la salida del captador.
  - Caudal del fluido.



Leyenda

1	Sensor de temperatura ambiente	12	Válvula reguladora de caudal
2	Sensor de temperatura ( $\delta_s$ )	13	Filtro (200 $\mu$ m)
3	Purgador de aire	14	Visor de cristal
4	Tubería aislada	15	Caudalímetro
5	Captador solar	16	Regulador secundario de temperatura
6	Calentador/enfriador para el control primario de temperatura	17	Generador de viento artificial
7	Manómetro	18	Sensor de temperatura ( $\delta_n$ )
8	Válvula de seguridad	19	Pigeómetro
9	Vaso de expansión	20	Piranómetro
10	Bomba	21	Anemómetro
11	Válvula de bypass		

Figura 2-4: Banco de ensayo de captadores

3. Se deberá ensayar el captador sobre su rango de temperaturas de operación con condiciones de cielo claro (una irradiancia solar mayor a  $700 \text{ W/m}^2$ ). El ensayo debe realizarse, como mínimo, para 4 temperaturas diferentes del fluido a la entrada del captador. Para cada una de las temperaturas del fluido, se deben obtener un total de 4 datos independientes, para dar un total de 16 puntos de datos.
4. El período de ensayo para un punto de dato en estado estacionario debe ser de al menos 4 veces la constante de tiempo del captador (si se conoce), o no menos de 15 minutos, con la correcta temperatura del fluido a la entrada, seguido por un periodo de medida en estado estacionario de al menos 4 veces la constante de tiempo del captador (si se conoce), o no menos de 10 minutos.
5. Se considera que el captador está operando bajo condiciones de estado estacionario sobre un periodo de medida cuando ninguno de los parámetros experimentales se desvía de los valores medios sobre el período de medida en más que límites dados en la tabla 5. Para establecer que existe el estado estacionario, se deberán comparar los valores medios de

cada parámetro tomados sobre periodos sucesivos de 30 s con el valor medio sobre el periodo de ensayo.

Tabla 2-3:Desviación de las medidas del ensayo

<b>Parámetro</b>	<b>Desviación permitida del valor medio</b>
<i>Irradiancia solar (global) de ensayo</i>	$\pm 50 \text{ W/m}^2$
<i>Temperatura del aire circundante</i>	$\pm 1 \text{ K}$
<i>Caudal másico del fluido</i>	$\pm 1\%$
<i>Temperatura del fluido a la entrada del captador</i>	$\pm 0.1 \text{ K}$

## 3 HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

---

En este capítulo vamos a describir las dos herramientas de estudio, CHEQ4 y TRNSYS. Terminaremos haciendo una comparación entre estos dos programas de cálculo.

Vamos a estudiar el funcionamiento de estos programas para poder entender, posteriormente, los resultados que se han obtenido

### 3.1 CHEQ4

CHEQ4 es una herramienta para validar el cumplimiento de la contribución solar mínima de agua caliente sanitaria en instalaciones solares térmicas, conforme a la sección HE4 del Código Técnico de la Edificación. Con esta aplicación, IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) y ASIT (Asociación Solar de la Industria Térmica) quieren ofrecer a todos los actores implicados en las labores de control y verificación del cumplimiento de la contribución solar mínima del diseño de instalaciones solares térmicas, así como a los propios diseñadores, una forma rápida y precisa de comprobar el correcto dimensionado de dichas instalaciones. Esta herramienta, desarrollada por AIGUASOL, utiliza como motor de cálculo la metodología MetaSol.

MetaSol combina la simulación dinámica de programas como TRNSOL y métodos estáticos, como F-Chart, teniendo en cuenta en todo momento las características del mercado español y la normativa aplicable.

El procedimiento de cálculo ha seguido una aproximación similar a la del método F-Chart, partiendo de modelos detallados obtenidos del programa TRNSOL. Se realizaron más de 69.000 simulaciones, obteniéndose, en base mensual, más de 800.000 datos, que conforman la información utilizada para generar las correlaciones (Ref. 02).

MetaSol define doce variables de entrada que caracterizan las condiciones de operación y propiedades del sistema, y tres factores de efectos aleatorios, que caracterizan la localización (radiación, temperatura de agua de red, temperatura ambiente, demanda, etc), sin embargo, no todas las propiedades tienen sentido en todos los esquemas, por lo que cada función está caracterizada por entre seis y diez variables y dos o tres factores climáticos.

La metodología es simple, dada una configuración, una localización, un consumo y las características de los componentes, los pasos principales son los siguientes:

- 1- Determinación de las variables de entrada (climáticas y propias del sistema).
- 2- Sustitución de las variables de entrada en las funciones de resultados de la configuración escogida.

#### 3.1.1 Descripción de la herramienta

El uso de la herramienta es muy sencillo. Las entradas al programa se introducen a través de cinco pestañas: localización del proyecto, configuración de la instalación, demanda, caracterización del campo de captadores y el sistema de apoyo y otros parámetros (volumen de

acumulación y el sistema de distribución). Tras introducir los datos y los parámetros de la instalación, CHEQ4 nos asegurará si cumplimos o no con la contribución mínima de aporte solar.

### Localización

Las condiciones ambientales y climatológicas son factores determinantes que se deben tener en cuenta en una instalación durante el diseño. Esto condicionará la demanda, la ganancia y las pérdidas de nuestra instalación.

Deberemos seleccionar la localización (provincia y municipio) y su altura absoluta respecto al nivel del mar. Automáticamente, el programa mostrará la zona climática a la que pertenece el municipio (según HE4), su latitud y su altura de referencia.

El programa nos mostrará la irradiación media mensual sobre la horizontal (según Atlas de Radiación Solar en España de la AEMET), la temperatura diaria media mensual del agua de red y la temperatura ambiente diaria media mensual.

Si la altura del emplazamiento de la instalación específica no coincide con la altura de referencia de dicho emplazamiento, el programa corregirá de forma automática las temperaturas del agua de red y del ambiente.

**CHEQ4** Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

Provincia: Madrid    Municipio: Madrid    Zona climática: Zona IV    Latitud: 40° 25'

Mapa provincia

Altura municipio seleccionado (m): 655

Altura de la instalación (m): 655

	Rad(MJ/m2)	T.Red (°C)	T.Amb (°C)
Enero	8.2	8.0	6.2
Febrero	11.7	8.0	7.4
Marzo	16.7	10.0	9.9
Abril	20.7	12.0	12.2
Mayo	23.8	14.0	16.0
Junio	27.9	17.0	20.7
Julio	28.9	20.0	24.4
Agosto	25.2	19.0	23.9
Septiembre	19.7	17.0	20.5
Octubre	12.8	13.0	14.7
Noviembre	8.7	10.0	9.4
Diciembre	6.7	8.0	6.4
Promedio	17.6	13.0	14.3

Datos proyecto    Nuevo proyecto    Abrir proyecto    Guardar proyecto    Ayuda    Acerca de...    Salir

Localización

Configuración

Demanda

Solar/Apoyo

Otros parámetros

Resultados

Figura 3-1:CHEQ4, localización

### Configuración del sistema

Una de las principales características de CHEQ4 y de su metodología MetaSol es que ambos han sido diseñados para predecir correctamente el comportamiento de las tipologías más habituales en nuestro país.



Figura 3-2:CHEQ4, configuración

CHEQ4 nos permite elegir entre las siguientes configuraciones tipo:

- a) Instalación para consumo único con sistema prefabricado

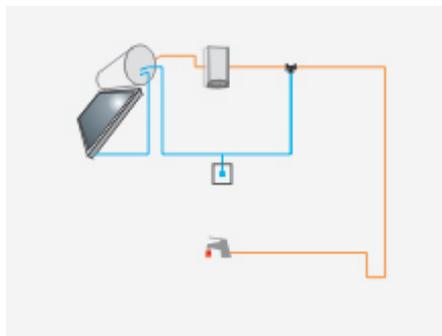


Figura 3-3: Instalación para consumo único con sistema prefabricado

Sistema solar térmico prefabricado para la producción de agua caliente sanitaria (ACS) en instalaciones de consumo único con válvula termostática. En este tipo de instalaciones, es posible definir un sistema de apoyo tipo “Termo eléctrico”, que consiste en un acumulador conectado en serie con una resistencia eléctrica en su interior. La elección de un sistema de apoyo de este tipo se debe realizar en el apartado de “Sistema de apoyo” de la pestaña “Solar/Apoyo”.

Para el cálculo de este tipo de instalaciones, se ha adaptado la metodología MetaSol a la normativa de ensayos vigente para este tipo de sistemas.

b) Instalación para consumo único con interacumulador

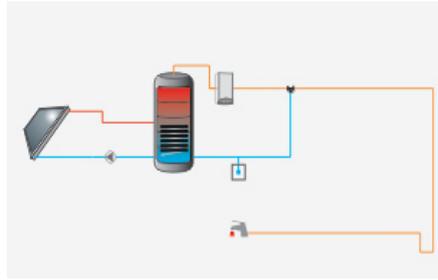


Figura 3-4: Instalación para consumo único con interacumulador

Sistema solar térmico para la producción de ACS en instalaciones de consumo único con acumulador solar, intercambiador interno, sistema de apoyo conectado en serie y válvula termostática.

c) Instalación para consumo único con intercambiador independiente

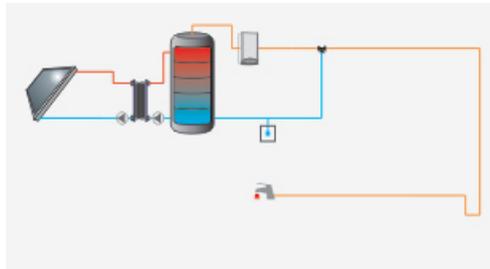


Figura 3-5: Instalación para consumo único con intercambiador independiente

Sistema solar térmico para la producción de ACS en instalaciones de consumo único con acumulador solar, intercambiador externo, sistema de apoyo conectado en serie y válvula termostática.

d) Instalación para consumo único con intercambiador independiente y piscina cubierta

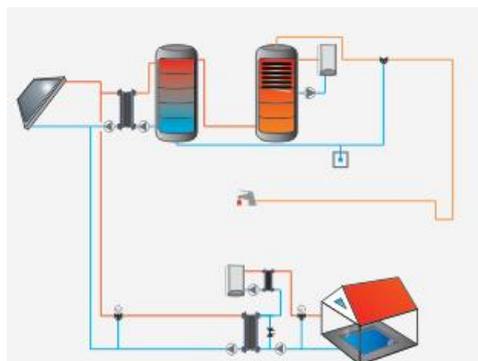


Figura 3-6: Instalación para consumo único con intercambiador independiente para piscina cubierta

Sistema solar térmico para la producción de ACS y el calentamiento de una piscina cubierta con intercambiadores de calor externos para ACS y piscina, acumulador solar y de apoyo centralizados, sistema de apoyo conectado con intercambiador interno o resistencia eléctrica y válvula termostática.

e) Instalación para consumo múltiple con todo centralizado

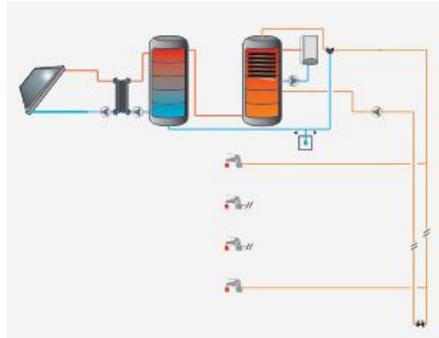


Figura 3-7: Instalación para consumo múltiple con todo centralizado

Sistema solar térmico para la producción de ACS en instalaciones de consumo múltiple con acumulación solar centralizada, intercambiador de calor externo, acumulación de apoyo centralizada, sistema de apoyo conectado con intercambiador interno o resistencia eléctrica y conexión directa del circuito de distribución.

Esta tipología de instalación también es válida para el cálculo de sistemas con interacumulador.

f) Instalación para consumo múltiple con acumulación centralizada y apoyo distribuido

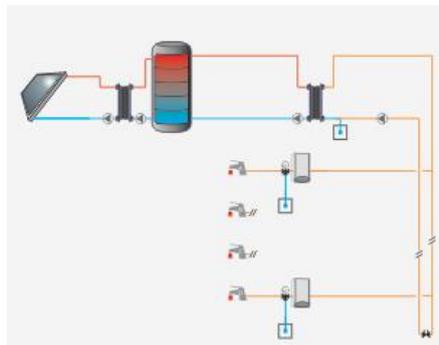


Figura 3-8: Instalación para consumo múltiple con acumulación centralizada y apoyo distribuido

Sistema solar térmico para la producción de ACS en instalaciones de consumo múltiples con acumulación solar centralizada e intercambiador de calor externo, intercambiador de calor centralizado para, sistemas de apoyo instantáneos en serie y válvulas termostáticas.

g) Instalación para consumo múltiple con acumulación distribuida

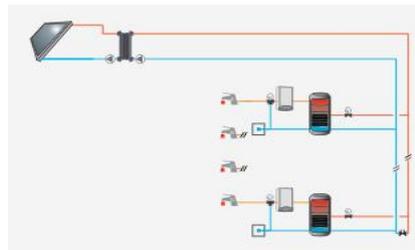


Figura 3-9: Instalación para consumo múltiple con acumulación distribuida

Sistema solar térmico para la producción de ACS en instalaciones de consumo múltiple con acumulación solar centralizada e intercambiador de calor externo, con intercambiadores de consumo distribuido, sistemas de apoyo instantáneos en serie y válvulas termostáticas.

En este tipo de instalaciones, es posible definir un sistema de apoyo tipo “Termo eléctrico”, que consiste en un acumulador conectado en serie con una resistencia eléctrica en su interior.

h) Instalación para consumo múltiple con intercambio distribuido

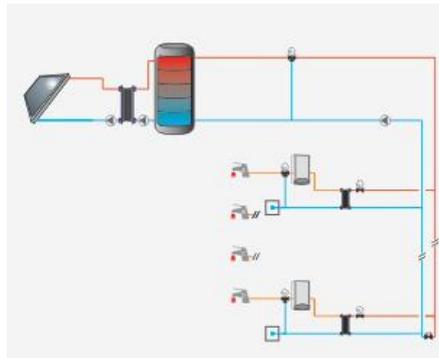


Figura 3-10: Instalación para consumo múltiple con intercambio distribuido

Sistema solar térmico para la producción de ACS en instalaciones de consumo múltiple con acumulación solar centralizada e intercambiador de calor externo, con intercambiadores de consumo distribuido, sistemas de apoyo instantáneos en serie y válvulas termostáticas.

En este tipo de instalaciones es posible definir un sistema de apoyo tipo “Termo eléctrico”.

**Demanda energética del sistema**

**CHEQ4** Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

CONSUMO ÚNICO  
 Aplicación: Vivienda  
 Número de personas: 4  
 Demanda calculada (l/día a 60 °C): 1,120

CONSUMO MÚLTIPLE

	Viviendas	Dormitorios	Personas	Litros/día
Tipo A	0	0		
Tipo B	0	0		
Tipo C	0	0		
Tipo D	0	0		

Demanda calculada (l/día a 60 °C):

CONSUMO TOTAL  
 Otras demandas (l/día a 60°C): 0  
 Demanda total (l/día a 60°C): 1,120

CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA EXIGIDA

Caso general FS 50%      Caso piscina FS 60%

OCUPACIÓN ESTACIONAL (%)

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun
100	100	100	100	100	100	100
	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic
100	100	100	100	100	100	100

Botones de navegación: Datos proyecto, Nuevo proyecto, Abrir proyecto, Guardar proyecto, Ayuda, Acerca de..., Salir

Figura 3-11: CHEQ4, demanda de la instalación

En la sección “Demanda” se especifica la demanda total de ACS de nuestra instalación. Los parámetros variarán en función de si es una instalación con consumo único o consumo múltiple.

- Consumo único: El cálculo de la demanda en instalaciones de consumo único se realiza en función de cuál sea su tipo de aplicación final. El usuario únicamente debe seleccionar el tipo de aplicación y el número de elementos de dicha aplicación.
- Consumo múltiple: En el caso de que la instalación seleccionada requiera definir un consumo múltiple, se deberá especificar el número de viviendas o dormitorios. El número de personas por dormitorio y el factor de centralización también están especificados según norma.

Deberemos indicar si hay otras demandas que no se hayan incluido y la ocupación estacional.

En este punto, CHEQ4 es capaz de indicar cuál ha de ser el requerimiento de contribución solar mínima exigida por el HE4.

### Parámetros del sistema

**CHEQ4** Herramienta para la validación del cumplimiento del HE4 en instalaciones solares térmicas

**CAPTADORES**

Empresa: Nagaterm  
 Marca/Modelo: Nagaterm NT 215 A

**Datos de ensayo**

Área (m <sup>2</sup> )	2.15
n0 (-)	0.789
a1 (W/m <sup>2</sup> K)	2.9
a2 (W/m <sup>2</sup> K <sup>2</sup> )	0.006
Qtest(l/hm <sup>2</sup> )	71.5
k50	0.95
Laboratorio	INTA
Certificación	NPS-24812

**AVISO:**  
 Verificar la existencia y vigencia de la certificación del captador seleccionado.

**CAMPO DE CAPTADORES**

Núm. captadores: 74    Captadores en serie: 1    Pérdidas sombras (%): 0  
 Orientación (°): 0    Inclinación (°): 40.25    Área total captadores (m<sup>2</sup>): 159.10

**CIRCUITO PRIMARIO / SECUNDARIO**

Caudal prim.(l/h): 11.376    Anticongelante (%): 30    Long. circuito (m): 20  
 Diám. tubería (mm): 55    Esp. aislante (mm): 25    Aislante: espuma de poliuretano

**SISTEMA DE APOYO**

Tipo de sistema: Caldera convencional  
 Tipo de combustible: Gas natural

Localización  
 Configuración  
 Demanda  
 Solar/Apoyo  
 Otros parámetros  
 Resultados

Datos proyecto    Nuevo proyecto    Abrir proyecto    Guardar proyecto    Ayuda    Acerca de...    Salir

Figura 3-12:CHEQ4, parámetros del circuito primario

En esta pestaña el usuario debe seleccionar la empresa y el modelo de captador solar que se va a usar en el sistema. Todos los modelos existen en el mercado. Automáticamente se nos muestra los datos correspondientes al captador escogido.

Hay que especificar los siguientes parámetros

- Número de captadores.
- Número de captadores en serie.
- Orientación.

- Inclinación.
- Pérdidas debido a las sombras.

Para los circuitos primario y secundarios se definen los siguientes parámetros:

- Caudal del circuito primario.
- Porcentaje del anticongelante que se encuentra en el fluido caloportador.
- Longitud equivalente del circuito primario.
- Espesor y tipo de aislante utilizado.

Por último, debemos escoger qué tipo de sistema de apoyo vamos a incorporar a nuestro sistema, así como el combustible que se utilizará.

- Caldera convencional (gas natural, gasóleo o GLP).
- Caldera de condensación (gas natural, gasóleo o GLP).
- Caldera de baja temperatura (gas natural, gasóleo o GLP).
- Caldera de biomasa.
- Caldera eléctrica.

En algunas configuraciones se puede utilizar el termo eléctrico como apoyo tal y como se vio anteriormente en la pestaña de configuraciones. Este sistema consiste en un acumulador conectado en serie con una resistencia eléctrica en su interior.

### Otros parámetros

Figura 3-13:CHEQ4, parámetros del acumulador y circuito de distribución

En esta pestaña definiremos:

- Volumen de acumulación cuando la acumulación sea centralizada.
- Volumen de acumulación de las subestaciones cuando la acumulación es distribuida. En este caso hay que especificar el tipo de aislante y acumulador.
- Características del circuito de distribución.
- Características de las subestaciones de distribución.
- Temperatura del agua de impulsión.

En el caso de que tengamos una instalación con piscina también deberemos completar los parámetros correspondientes:

- Profundidad de la piscina.
- Tiempo de apertura.
- Superficie de lámina de agua.
- Humedad relativa del ambiente.
- Temperatura ambiente.
- Temperatura de consigna del agua de la piscina.
- Porcentaje de renovación diaria del agua.
- Ratio de ocupación de la piscina (usuarios/m<sup>2</sup> de lámina de agua).

## Resultados

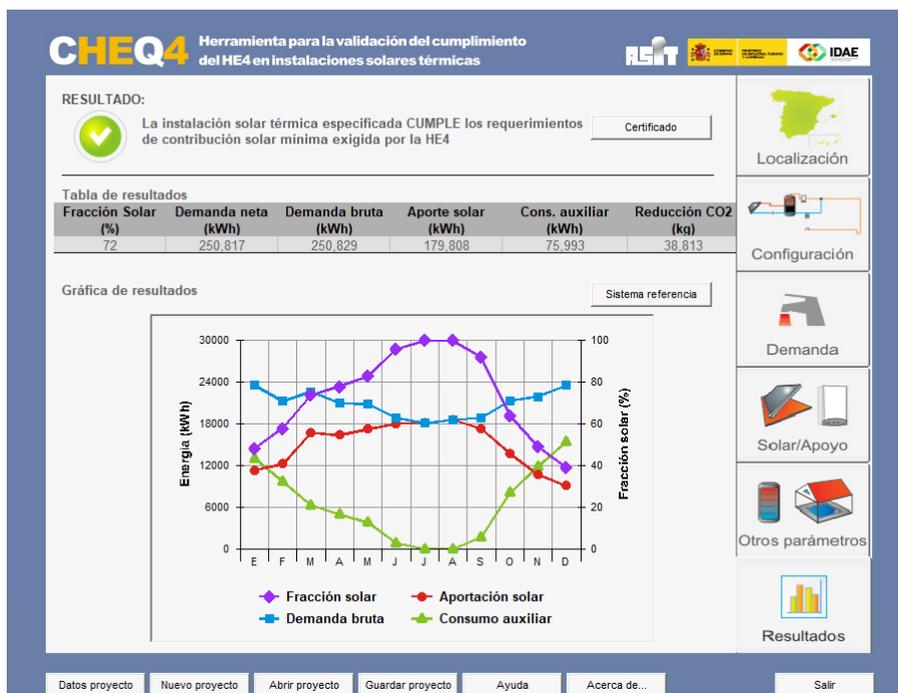


Figura 3-14:CHEQ4, resultados

Esta última pestaña corresponde al cálculo y visualización de los resultados. Al acceder a esta pestaña, el programa calcula las ganancias y pérdidas de la instalación especificada siguiendo la metodología de cálculo MetaSol.

En el apartado “Tabla de resultados” se muestran los valores anuales de los siguientes indicadores y resultados:

- Fracción solar (%).
- Demanda neta (KWh).
- Demanda bruta (KWh).
- Aportación solar al sistema (KWh).
- Consumo de energía auxiliar (KWh).
- Reducción de las emisiones de CO2 asociada a la utilización del sistema solar térmico (Kg).

### Ventana de avisos y recomendaciones

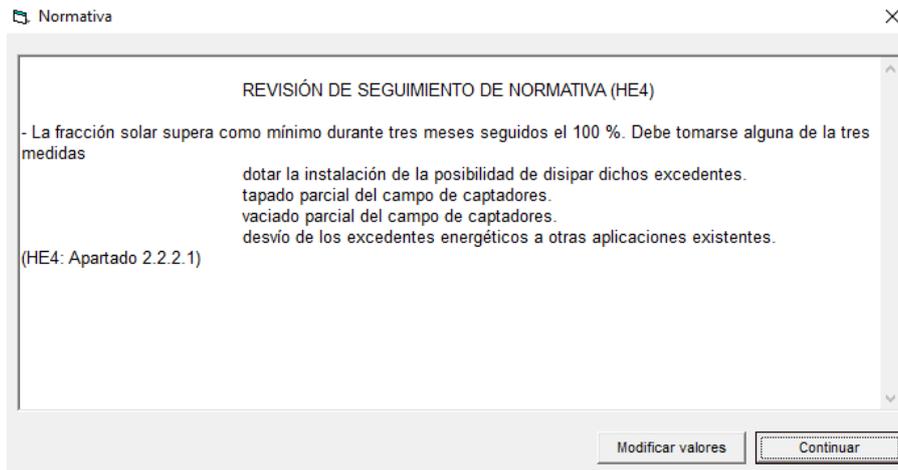


Figura 3-15:CHEQ4, recomendaciones y avisos

En el momento de acceder a la pestaña de resultados, el programa realiza una verificación de los parámetros especificados para respecto al cumplimiento de algunas condiciones de cálculo de la contribución solar, de diseño y dimensionado que figuran en el HE4. El programa revisa el cumplimiento de los siguientes parámetros:

- Apartado 2.2.5.2 del HE4: Para aplicación de ACS, el área total de los captadores tendrá un calor tal que cumpla con la condición:

$$50 < \frac{V}{A} < 180 \quad (4)$$

donde:

V = Volumen de acumulación

A = Área de captación

- Apartado 2.2.3.2 del HE4: Las pérdidas máximas por desorientación e inclinación serán inferiores a los siguientes límites
  - Casos generales: 10%.
  - Superposición: 20%.
  - Integración arquitectónica: 40%.
- Apartado 2.2.3.2 del HE4: Las pérdidas máximas por sombras serán inferiores a los límites siguientes:
  - Casos generales: 10%.
  - Superposición: 15%.
  - Integración arquitectónica: 20%:
- Apartado 2.2.2 del HE4: Con independencia del uso al que se destine la instalación, en el caso de que en algún mes del año la contribución solar real sobrepase el 110% de la demanda energética o en más de tres meses seguidos el 100%, se adaptarán cualquiera de las siguientes medidas:
  - Dotar a la instalación de la posibilidad de disipar dichos excedentes (a través de equipos específicos o mediante la circulación nocturna del circuito primario).
  - Tapado parcial del campo de captadores. En este caso el captador está aislado del calentamiento producido por la radiación sol y a su vez evacua los posibles excedentes térmicos residuales a través del fluido del circuito primario.
  - Vaciado parcial del campo de captadores. Esta solución permite evitar el sobrecalentamiento, pero dada la pérdida de parte del fluido del circuito primario, debe ser repuesto por un fluido de características similares.

### Certificado HE4

CHEQ4	
	
La instalación solar térmica especificada CUMPLE los requerimientos mínimos especificados por el HE4	
Datos del proyecto	
Nombre del proyecto	
Comunidad	
Localidad	
Dirección	
Datos del autor	
Nombre	
Empresa o institución	
Email	
Teléfono	
Características del sistema solar	
	

Figura 3-16:CHEQ4, certificación HE4

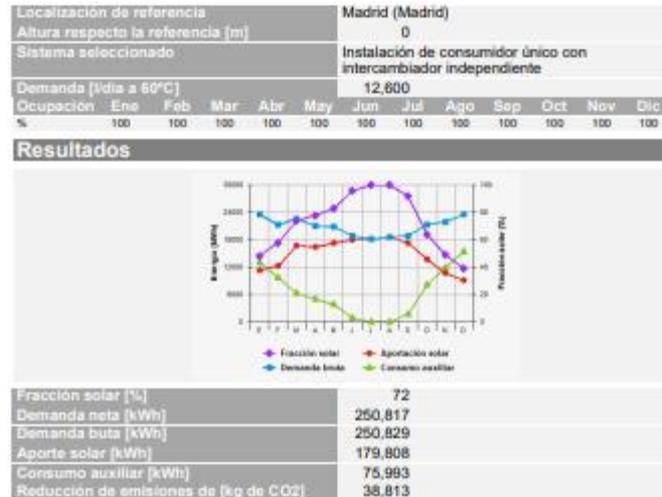


Figura 3-17:CHEQ4, certificación HE4

Si la instalación solar térmica cumple con los requerimientos de contribución solar mínima exigida en el HE4, CHEQ4 nos permite generar un informe de resultados. Se especifican todos los datos del trabajo y los resultados obtenidos (Ref. 06).

### 3.2 TRNSYS

La herramienta TRNSYS (TRaNsient SYstem Simulator) se desarrolló en el Solar Energy Laboratory de la Universidad de Wisconsin (EEUU). Es un programa de simulación dinámica para sistemas termoenergéticos en régimen transitorio. TRNSYS adopta una estructura modular que fue diseñada para la resolución de sistemas complejos, donde cada uno de los componentes se describe mediante subrutinas más simples, denominadas TYPEs. Esta técnica nos permite analizar un sistema entero como la suma de componentes y la conexión entre éstos.

La forma de generar un proyecto en TRNSYS es intuitiva: se conectan gráficamente los componentes del sistema (TYPEs) en la interfaz visual Simulation Studio. Cada TYPE se describe con un modelo matemático mediante el lenguaje de programación Fortran. (University of Wisconsin-Madison).

TRNSYS se compone de 2 partes:

1. Un motor para leer y procesar los datos de entrada. El motor, llamado Kernel, irá resolviendo iterativamente el sistema, determinando convergencias y graficando variables del sistema.
2. Un conjunto de librerías que sirven para modelar el sistema (bombas, turbinas, etc.).

TRNSYS va a resolver un sistema complejo dividiéndolo en pequeños problemas. Cada TYPE contiene uno o varios modelos de un componente del sistema. Especificando los parámetros y las variables de entrada, el modelo calcula las variables de salida dependientes del tiempo. Estos valores de salida servirán para las variables de entrada de otro TYPE.

Ya que los modelos de los componentes son programados en Fortran, el usuario puede modificarlos y generar nuevos componentes para tecnologías no incluidas en la librería.

### 3.2.1 TYPES de la instalación

Para la simulación del sistema, debemos crear un fichero que consiste en la descripción de los TYPES (bombas, acumulador, captadores, tuberías, válvulas, etc.) y la interconexión de los mismos. Los TYPES se pueden considerar como cajas negras que necesitan dos tipos de información: los parámetros que lo describen y las variables de entrada. Algunas variables de entrada pueden ser las variables de salida de otro TYPE. Se construirá un “diagrama de flujo de información” que representa las iteraciones (radiación, temperaturas, señales de control, etc.) que aparecen en el sistema. Debemos definir todos los parámetros de todos los componentes, así como las variables de entrada y salida.

El sistema de ACS que se ha simulado se describirá en el apartado 4.

A continuación, se detalla brevemente cada uno de los componentes utilizados en TRNSYS para la simulación:

**TYPE109:** Este es el fichero que leerá todos los datos meteorológicos que se van a usar en el sistema (Radiación difusa, radiación global, temperatura ambiente, etc.).



Figura 3-18:TRNSYS, Type109

**TYPE1b:** Este fichero representa a un captador solar plano. Básicamente permite simular el campo de captadores de una instalación solar térmica.



Figura 3-19:TRNSYS, type1b

**TYPE31:** Este fichero representa a una tubería. Su función fundamental es simular las pérdidas que se producen por el paso del fluido.



Figura 3-20:TRNSYS, type31

**TYPE60c:** Este fichero representa el tanque de almacenamiento del sistema. Nos permite colocar las salidas y las entradas de las tuberías a la altura que queramos.



Figura 3-21:TRNSYS, type60c

**TYPE114:** Se encarga de simular una bomba de caudal constante. Es necesario la presencia de una bomba en el circuito primario y secundario para garantizar el movimiento del fluido. El funcionamiento de las bombas estará determinado por otro TYPE, el controlador del sistema.



Figura 3-22:TRNSYS. type114

**TYPE2b:** Este fichero simula un actuador que determina cuándo deben funcionar las bombas. La simulación del mismo tiene en cuenta la temperatura de salida del campo de captadores y la temperatura de salida del tanque (en concreto la que entra al intercambiador).



Figura 3-23:TRNSYS, type2b

**TYPE2d:** Tiene la misma función que el TYPE2b, pero con la diferencia de que el TYPE2d funciona a partir de la radiación incidente sobre el captador. Es decir, la combinación de ambos determinará el funcionamiento de las bombas. Para que las bombas funcionen, ambos TYPEs deben dar la señal de **ON** simultáneamente.

El funcionamiento de los dos componentes repercute de forma muy significativa en el sistema. Si no funcionase bien cualquiera de éstos, produciría un sistema ineficiente.



Figura 3-24:TRNSYS, type2d

**TYPE91:** Simula un intercambiador externo en contracorriente. En nuestro sistema, este intercambiador es la unión entre el circuito primario y el circuito secundario.



TYPE91

Figura 3-25:TRNSYS, type91

**TYPE6:** Simula un calentador auxiliar. Garantizará que se alcance la temperatura de demanda. Debe estar bien configurada para que funcione correctamente en todo momento.



TYPE6

Figura 3-26: TRNSYS, type6

**TYPE11b:** Permite simular una válvula divergente que regula la corriente de salida según la temperatura. Se logra así que la temperatura de salida del sistema de ACS sea la de consumo (45°C). Si la temperatura de salida del depósito es mayor, esta válvula se encargará de mezclar el agua para que no sobrepase dicha temperatura, si la temperatura a la salida del depósito es menor que dicha temperatura, la válvula no entrará en funcionamiento.



TYPE11b

Figura 3-27:TRNSYS, type11b

**TYPE11h:** Con este fichero se simula una válvula convergente de 2 entradas y una salida. Para este caso, tendremos una corriente de agua caliente y otra corriente de agua fría, al mezclarse, siempre tendremos una temperatura de 45°C.



TYPE11h

Figura 3-28:TRNSYS, type11h

**TYPE14b:** Este fichero nos proporcionará el caudal de demanda en función del horario que hayamos impuesto. Simulará la ocupación del edificio.



TYPE14b

Figura 3-29:TRNSYS, type14b

**TYPE14e:** Simulará la temperatura a la que se encuentra el agua de red a lo largo del año. Evidentemente, para cada mes tendremos diferentes temperatura.

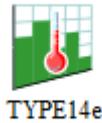


Figura 3-30:TRNSYS, type14e

**Calculadora:** Este fichero es muy importante para el uso general de TRNSYS. Permite trabajar como un operador de funciones matemáticas, acepta variables de entrada y genera variables de salida.

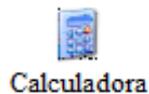


Figura 3-31:TRNSYS, calculadora

**TYPE65d:** Este TYPE es importante a lo largo de las simulaciones. Grafica las variables que le indiquemos para detectar cualquier fallo que pudiera tener la instalación. Permite comparar comparar gráficas de distintas variables.



Figura 3-32:TRNSYS, type65d

**TYPE25c:** Genera un archivo de salida para mostrar y analizar los datos que le indiquemos. Para nuestro proyecto, los datos s han extraído en formato EXCEL.



Figura 3-33:TRNSYS, type25c

### 3.3 ANÁLISIS COMPARATIVO

Para terminar con este capítulo, resumiremos las diferencias más destacadas entre TRNSYS y CHEQ4:

- Tipos de configuraciones: En TRNSYS podemos simular cualquier configuración y cualquier instalación de ACS, sin embargo, en CHEQ4 estamos muy limitados.
- Datos de partida: En CHEQ4 los datos meteorológicos están en base mensual mientras que, en TRNSYS se puede elegir el intervalo (en nuestro caso tenemos un intervalo horario).

- La exactitud y precisión: Dado que TRNSYS es un sistema dinámico y funciona en base horaria, podemos asegurar que es más exacto que CHEQ4.
- Resultados: En TRNSYS podemos analizar cualquier variable de cualquier componente del sistema, sin embargo, en CHEQ4 disponemos de muy pocos datos para el análisis del sistema.
- Tiempo de ejecución: Es más elevado en TRNSYS que en CHEQ4. Esto se debe a que TRNSYS, para ser más exacto y garantizar la fiabilidad de los datos, debe resolver un mayor número de algoritmos.

## 4 SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

### 4.1 INTRODUCCIÓN

En este capítulo vamos a describir el sistema (instalación con intercambiador independiente) que se ha simulado en TRNSYS. Posteriormente describiremos los casos que se han simulado en CHEQ4 y en TRNSYS y analizaremos las variables que han ido variando y las que son constantes. Terminaremos con un análisis de los resultados obtenidos.

### 4.2 INSTALACIÓN CON INTERCAMBIADOR INDEPENDIENTE EN TRNSYS

El sistema que se ha simulado se aprecia en la Figura 4-1. Dicho sistema es el que hemos usado para todos los casos (un total de 162).

En la Figura 4-1 no se aprecia ni el TYPE65d ni el TYPE25c. Como se explicó en el anterior capítulo, estos TYPEs sirven para poder analizar los datos de salida (en nuestro caso, la fracción solar anual). Se ha omitido para no sobrecargar la imagen, el objetivo es explicar cómo funciona nuestra instalación.

El sistema lo dividiremos en 4 partes:

- Circuito primario
- Circuito secundario
- Sistema de control
- Sistema de agua de red y de distribución

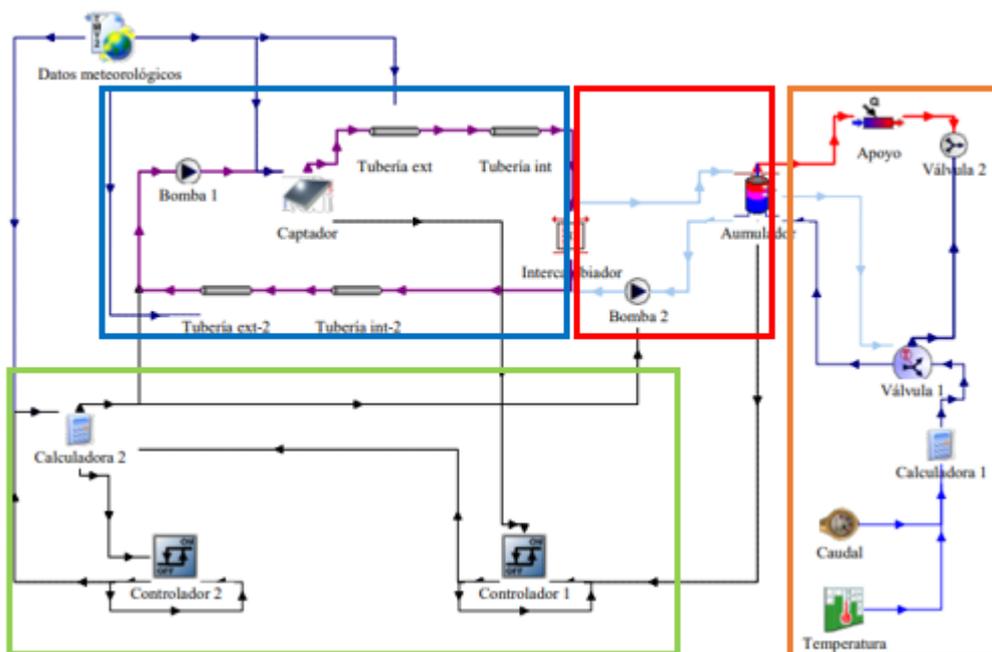


Figura 4-1:TRNSYS, instalación de estudio

### Circuito primario

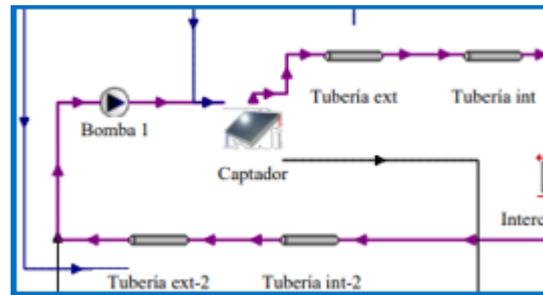


Figura 4-2:TRNSYS, circuito primario

El circuito primario está formado por:

- El campo de captadores: El campo de captadores está compuesto por captadores solares planos. Debemos indicar, para todas las horas, todos los datos meteorológicos correspondientes para la simulación, dichos datos proceden del TYPE109.
- Bomba 1: Garantizará el movimiento del fluido caloportador.
- Circuito de tuberías: Está formado por un total de 4 tuberías. 2 tuberías se sitúan en el exterior, por lo que deben recibir como variables de entrada, la temperatura del ambiente (procedente del TYPE109). Las otras 2 tuberías se encuentran en el interior, la temperatura ambiente será de 20 °C.

El funcionamiento es el siguiente: El fluido caloportador pasará a través del circuito de captadores que, con los parámetros y los inputs adecuados, simulará un campo de captadores real. Posteriormente, el fluido pasará a través de un circuito de tuberías para llegar al intercambiador donde hará que la temperatura del agua que circula por el circuito secundario aumente su temperatura. Tras pasar por el intercambiador de calor, el fluido (a una temperatura inferior a la temperatura de salida del campo de captadores) pasará por un conjunto de tuberías hasta llegar, de nuevo, al campo de captadores.

El material de las tuberías es cobre, y están recubiertas de espuma de poliuretano. Tendremos en cuenta los diferentes coeficientes de convección que tenemos en función de si la tubería se encuentra situada en el exterior o en el interior del edificio: coeficiente de convección para los tramos en donde la tubería va por el interior del edificio  $h_{ext} = 6 \text{ W/m}^2\text{k}$  y si se encuentra en el exterior del edificio  $h_{ext} = 13 \text{ W/m}^2\text{k}$ .

Los parámetros característicos del circuito de tuberías son:

Tabla 4-1:Parámetros característicos del circuito de tuberías

Parámetro	Valor	Unidades
Diámetro interno	Varía en cada simulación	m
Longitud	5	m
conductividad térmica del aislante	0.02	W/mK
Espesor del cobre	0.003	m

<i>Espesor del aislante</i>	0.025	m
<i>conductividad térmica del cobre</i>	328	W/mK

Con respecto al circuito caloportador del circuito primario:

Tabla 4-2: Propiedades del agua

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<i>Densidad</i>	997.02	Kg/m <sup>3</sup>
<i>Calor específico</i>	3.918	KJ/Kg k
<i>Composición del fluido</i>	Mezcla de agua con propilenglicol al 30%	-

**Circuito secundario**

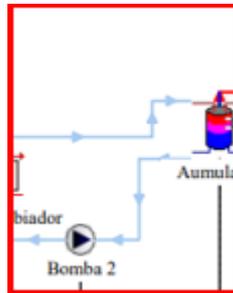


Figura 4-3: TRNSYS, circuito secundario

El circuito secundario lo componen:

- Bomba 2: Garantizará el movimiento del agua a través del circuito secundario.
- Acumulador: El acumulador consta de cuatro conexiones. Ida y retorno del secundario, entrada del agua de red y salida para consumo. Para reflejar adecuadamente la estratificación del sistema, se simulará mediante 10 nodos. La altura relativa de cada una de las conexiones, así como algunos parámetros que se deben tener en cuenta en la simulación, se detalla en la Tabla 4-3:

Tabla 4-3: Parámetros característicos del depósito

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<i>Altura relativa de la entrada del circuito secundario</i>	0.9	-
<i>Altura relativa de salida del tanque hacia el intercambiador</i>	0.1	-
<i>Altura relativa de la entrada de agua de red</i>	0	-
<i>Altura relativa de la salida de agua de consumo</i>	0.9	-
<i>Conductividad térmica del aislante</i>	0.043	W/mK
<i>Espesor del material aislante</i>	0.08	m

Los valores de la Tabla 4-3 son relativos, es decir, el valor 1 implica que la posición es la parte superior del depósito, mientras que un valor 0 significa una posición en la parte inferior del acumulador. Un valor 0.2 significa que está a una distancia del 20% con respecto a la altura del acumulador.

La altura del acumulador se fijará durante las simulaciones en un valor dependiente exclusivamente del volumen.

$$h = 0.32 \times Vol + 1 \quad (5)$$

### Sistema de control

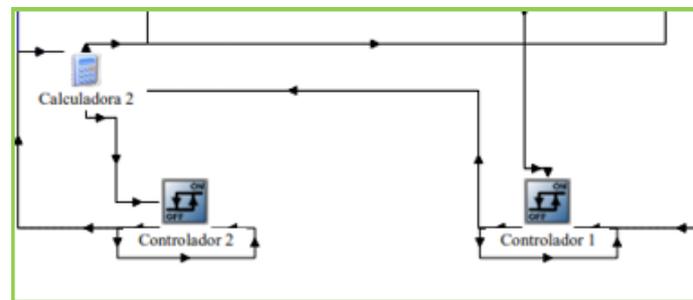


Figura 4-4TRNSYS, sistema de control

El sistema de control está constituido por:

- Controlador por temperatura: el TYPE2b garantizará que las bombas estén en funcionamiento cuando la temperatura del fluido a la salida del depósito del circuito secundario sea menor que la temperatura del fluido caloportador a la salida del campo de captadores. Además, cuando la temperatura en el depósito sea excesiva, el controlador indica una señal de Off.
- Controlador por radiación: el TYPE2d garantiza que las bombas sólo funcionen cuando tengamos una radiación mínima sobre la superficie de captación.
- Calculadora 2: La calculadora 2 tiene como entradas la señal de ambos controladores, y como salida la combinación de éstos. Es decir, las bombas estarán en funcionamiento simultáneamente cuando los dos controladores coincidan en la señal de salida (On). Este componente lo que hace es combinar las señales.
- El sistema de control hará que la instalación sea lo más eficiente posible. Es cierto que para instalaciones pequeñas no hace falta un control tan exhaustivo, pero, para instalaciones grandes (del orden de un área de captación de 100 m<sup>2</sup>) se debe tener mucho cuidado con la energía que consumen las bombas, y más si tenemos dos circuitos (circuito primario y secundario).

Los valores de arrancada y parada de los que dispone la instalación se indican en la Tabla 4-4:

Tabla 4-4: Parámetros característicos del sistema de control

Parámetro	Valor	Unidades
radiación para arrancar	300	W/m <sup>2</sup>
radiación para parar	250	W/m <sup>2</sup>
diferencia de temperatura para arrancar	7	°C
diferencia de temperatura para parar	2	°C
temperatura máxima en el depósito	90	°C

### Sistema de agua de red y de distribución

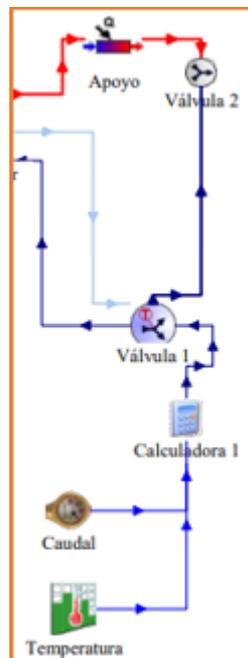


Figura 4-5: TRNSYS, sistema de agua de red y de distribución

Los componentes son:

- Apoyo: Este componente no es objeto de estudio en este proyecto, pero, para hacer que la simulación se acerque a la realidad, hemos introducido el sistema auxiliar para tener, en todo momento, una temperatura de del agua de consumo de 45 °C.
- Válvula 2: Mezcla el agua que proviene del depósito con el agua de red cuando el agua en el depósito se encuentra a temperaturas alta (superior a 45 °C).
- Válvula 1: Si la temperatura en el depósito es superior a 45 °C, esta válvula se combinará con la válvula 2 para mezclar el fluido del depósito junto con el agua de red. De esta forma, nunca superaremos los 45 °C que hemos impuesto como temperatura de consumo.
- Temperatura: se trata del TYPE14e, simula la temperatura del agua de red. Esta temperatura se corresponde con los que nos indica CHEQ para cada mes y cada ciudad.

- Caudal: nos indica el perfil de consumo (Figura 4-6), basado en el DTIE.

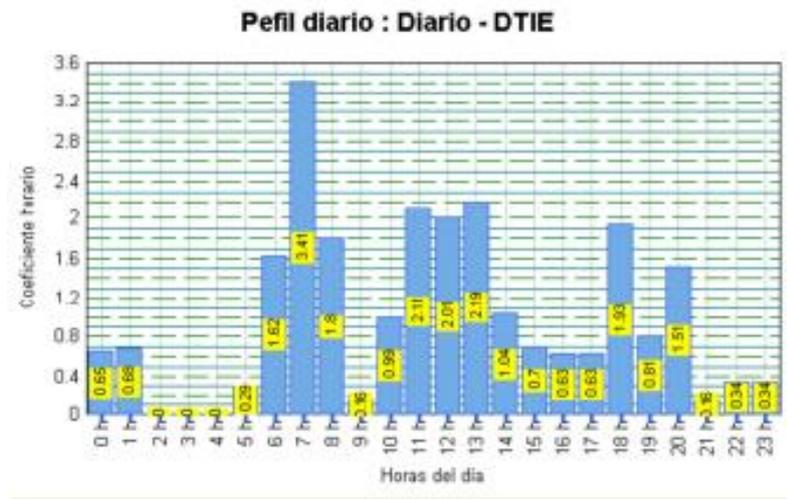


Figura 4-6: Perfil de consumo diario de ACS

Tabla 4-5: Factores horarios normalizados a 24

HORA	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
FACTOR	0.65	0.68	0	0	0	0.29	1.62	3.41	1.8	0.16	0.99	2.11
HORA	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
FACOR	2.01	2.19	1.04	0.7	0.63	0.63	1.93	0.61	1.51	0.16	0.34	0.34

- Calculadora 1: Gracias a una operación interna (se indica en Anexo 1) nos indica el caudal de consumo exacto, a la hora exacta.

Con respecto al agua, debemos destacar sus propiedades (Tabla 4-6)

Tabla 4-6: Propiedades del agua

Parámetro	Valor	Unidades
Densidad	992.4	Kg/m <sup>3</sup>
Calor específico	4.212	KJ/Kg k

### 4.3 DEFINICIÓN DE CASOS

Como se indicó al principio de este proyecto, el objetivo es ver si los resultados que se obtienen en CHEQ4 son fiables. Para comprobarlo, debemos hacer uso de un programa dinámico (TRNSYS) que garantiza exactitud en los resultados.

Para sacar unas conclusiones fiables debemos realizar numerosas simulaciones y así tener una batería de resultados que nos proporcionen información sobre el comportamiento de CHEQ4 en diferentes situaciones.

En este estudio se ha realizado un total de 162 simulaciones en ambos programas y se ha obtenido la fracción solar para cada caso.

A continuación, se detallan los casos que se han simulado:

- Las simulaciones se han llevado a cabo en tres ciudades, éstas se sitúan en diferentes zonas climáticas, zona I, II y III. Las ciudades en donde se ha simulado son: Bilbao, Madrid y Sevilla.
- Se han estudiado tres captadores diferentes para cada ciudad:
  - o Empresa Nagaterm, modelo Nagaterm NT215A.
  - o Empresa Bionergy del Principado, modelo T12180.
  - o Empresa Cosmosolar, modelo MNE01.

Para la elección de los captadores solares se ha tenido en cuenta el siguiente criterio: deben tener el coeficiente lineal diferente entre sí ( $a_1=2.9$ ,  $a_1=3.994$  y  $a_1=6.2083$  respectivamente) y un coeficiente de segundo orden similar ( $a_2=0.006$ ,  $a_2=0.009$  y  $a_2=0.0094$  respectivamente).

Lo ideal hubiera sido que  $a_2$  hubiera sido igual para los tres captadores, pero CHEQ4 no nos deja elegir los parámetros del captador.

- Para cada captador hemos tenido en cuenta tres demandas diferentes. Las demandas correspondientes a 30, 120 y 300 usuarios con 28 L/día de agua caliente a 60 °C.
- Para cada demanda tenemos tres áreas de captación diferentes. En CHEQ4 el área de captación se calcula automáticamente a partir del número de captadores que indiquemos, como se ha indicado un número entero y las áreas de cada captador son diferentes entre sí, el campo de captadores no coincide para los diferentes modelos de captador.
- Para cada área de captación tendremos un ratio de acumulación/área de captación de  $0.051 \text{ m}^3/\text{m}^2$  y  $0.09 \text{ m}^3/\text{m}^2$ .

En la Tabla 4-7 se muestran 81 casos. Como hay que repetir los cálculos para dos ratios de acumulación/área de captación de  $0.051 \text{ m}^3/\text{m}^2$  y  $0.09 \text{ m}^3/\text{m}^2$  tendremos un total de 162 casos. Es decir, que tendremos que realizar todos los casos que se muestran en la Tabla 4-7 dos veces.

Tabla 4-7: Casos de estudio del proyecto

<b>Ciudad</b>	<b>Captador</b>	<b>Usuarios</b>	<b>Área de captación (m<sup>2</sup>)</b>
<i>Bilbao/Madrid/Sevilla</i>	<i>Nagaterm</i> <i>(<math>a_1 = 2.9</math> y <math>a_2 = 0.006</math>)</i>	<i>30</i>	<i>4.3/12.9/21.5</i>
		<i>120</i>	<i>30.1/43/60.2</i>
		<i>300</i>	<i>79.55/120.4/159.1</i>

<i>Bilbao/Madrid/Sevilla</i>	<i>Bionergy del Principado</i> ( $a_1 = 3.994$ y $a_2 = 0.009$ )	30	5.31/12.39/19.47
		120	30.09/42.48/60.18
		300	79.65/120.38/159.3
<i>Bilbao/Madrid/Sevilla</i>	<i>Cosmosolar</i> ( $a_1 = 6.2083$ y $a_2 = 0.0094$ )	30	3.99/11.97/19.95
		120	29.93/41.9/59.85
		300	79.8/119.7/159.6

#### 4.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

##### 4.4.1 Datos meteorológicos

En anteriores apartados se ha indicado que CHEQ4 trabaja con una irradiación global y una temperatura ambiente media mensual mientras que, en TRNSYS, podemos asignar datos para cada hora del año (8760 horas). Además, los datos se han obtenido de diferentes fuentes: los datos climatológicos de TRNSYS se recogen de Meteonorm y los datos meteorológicos en CHEQ4 provienen del Atlas de Radiación Solar en España de la AEMET.

Tabla 4-8: Irradiación global diaria media mensual de Meteonorm

<b>TRNSYS (MJ/m<sup>2</sup>)</b>			
<b>MES</b>	<b>Bilbao</b>	<b>Madrid</b>	<b>Sevilla</b>
<i>Enero</i>	5.20	7.67	9.02
<i>Febrero</i>	7.56	9.93	11.74
<i>Marzo</i>	12.09	16.41	16.91
<i>Abril</i>	15.09	18.29	19.26
<i>Mayo</i>	18.80	23.66	23.82
<i>Junio</i>	20.31	26.76	25.89
<i>Julio</i>	19.98	26.66	27.28
<i>Agosto</i>	17.37	23.30	23.40
<i>Septiembre</i>	14.49	18.02	19.34
<i>Octubre</i>	9.50	12.14	13.89
<i>Noviembre</i>	6.01	7.68	8.97
<i>Diciembre</i>	4.43	5.69	7.76
<b>MEDIA ANUAL</b>	12.57	16.35	17.27

Tabla 4-9: Irradiación global media mensual en CHEQ4

<b>CHEQ4 (MJ/m<sup>2</sup>)</b>			
<b>MES</b>	<b>Bilbao</b>	<b>Madrid</b>	<b>Sevilla</b>
Enero	5.60	8.20	9.80
Febrero	8.00	11.70	13.20
Marzo	12.30	16.70	18.10
Abril	15.50	20.70	22.10
Mayo	18.60	23.80	25.20
Junio	20.00	27.90	28.40
Julio	19.80	28.90	29.20
Agosto	17.50	25.20	25.90
Septiembre	14.70	19.70	20.80
Octubre	9.80	12.80	14.50
Noviembre	6.10	8.70	10.50
Diciembre	5.00	6.70	8.40
<b>MEDIA ANUAL</b>	<b>12.74</b>	<b>17.58</b>	<b>18.84</b>

De la Tabla 4-8 y la Tabla 4-9 podemos deducir:

- En Bilbao la diferencia entre CHEQ4 y TRNSYS es de 0.17 MJ/m<sup>2</sup> anualmente.
- En Madrid la diferencia entre CHEQ4 y TRNSYS es de 1.23 MJ/m<sup>2</sup> anualmente.
- En Sevilla la diferencia entre CHEQ4 y TRNSYS es de 1.57MJ/m<sup>2</sup> anualmente.

La Tabla 4-10 y la Tabla 4-11 reflejan las temperaturas medias ambientales a lo largo del año.

Tabla 4-10: Temperatura media mensual de Meteonorm

<b>TRNSYS (°C)</b>			
<b>MES</b>	<b>Bilbao</b>	<b>Madrid</b>	<b>Sevilla</b>
Enero	8.55	5.40	10.60
Febrero	9.15	6.98	11.84
Marzo	10.55	9.29	14.02
Abril	11.70	11.51	15.79

Mayo	15.47	15.69	19.77
Junio	17.86	20.22	23.14
Julio	20.26	24.42	26.88
Agosto	20.57	23.85	27.04
Septiembre	18.70	19.82	23.90
Octubre	15.72	14.33	19.34
Noviembre	11.14	8.86	14.11
Diciembre	9.03	5.87	10.89
MEDIA ANUAL	14.06	13.85	18.11

Tabla 4-11: Temperatura media mensual en CHEQ4

CHEQ4 (°C)			
MES	Bilbao	Madrid	Sevilla
Enero	8.90	6.20	10.70
Febrero	9.60	7.40	11.90
Marzo	10.40	9.90	14.00
Abril	11.80	12.20	16.00
Mayo	14.60	16.00	19.60
Junio	17.40	20.70	23.40
Julio	19.70	24.40	26.80
Agosto	19.80	23.90	26.80
Septiembre	18.80	20.50	24.40
Octubre	16.00	14.70	19.50
Noviembre	11.80	9.40	14.30
Diciembre	9.50	6.40	11.10
MEDIA ANUAL	14.03	14.31	18.21

Destacar que:

- En Bilbao la T<sup>a</sup> media anual en TRNSYS es 0.03 °C mayor que en CHEQ4.
- En Madrid la T<sup>a</sup> media anual en CHEQ4 es 0.46 °C mayor que en TRNSYS.

- En Sevilla la  $T^a$  media anual en CHEQ4 es 0.1 °C mayor que en CHEQ4.

Con respecto a la temperatura del ambiente encontramos pocas diferencias, sin embargo, la radiación sí que difiere más. Si tenemos en cuenta estos dos factores y que los cálculos en CHEQ4 se realizan mensualmente, podemos adelantar que los resultados van a ser diferentes.

#### 4.4.2 Fracción solar

Para visualizar las diferencias con respecto a la fracción solar, en la Figura 4-7 se ha graficado las fracciones solares de TRNSYS frente a CHEQ4 (en adelante  $f$ -TRNSYS y  $f$ -CHEQ4). Veremos, de forma rápida y efectiva las diferencias que existen entre las fracciones solares en ambos programas.

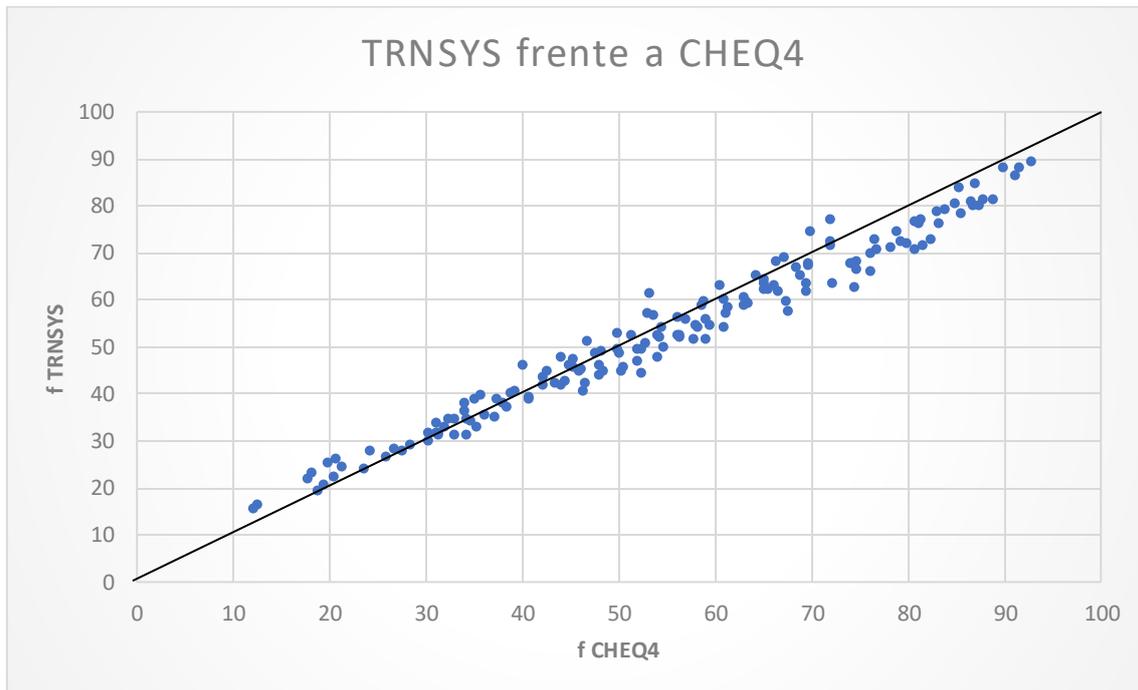


Figura 4-7:  $f$ -TRNSYS frente a  $f$ -CHEQ4

La línea negra es una bisectriz que refleja dónde deberían estar todos los puntos si los resultados entre ambos programas fueran iguales. Si obtenemos, por ejemplo, una  $f$ -CHEQ4 y una  $f$ -TRNSYS del 67%, el punto se situaría sobre la bisectriz (eje Y = 67% y eje X = 76%). En la mayoría de los casos existe una diferencia notoria.

Cabe destacar que existe una nube de puntos por debajo de la bisectriz para una  $f$ -CHEQ4 mayor al 70%. Esto significa que para fracciones solares mayores al 70%, estamos obteniendo una fracción solar mayor en CHEQ4 que en TRNSYS.

Para fracciones solares menores al 30%, obtenemos una fracción solar mayor en TRNSYS que en CHEQ4.

Para valores comprendidos entre el 70% y el 30% encontramos la mayoría de los puntos.

Es importante acotar los resultados que se observan en la Figura 4-7, es por ello que vamos a formar dos grupos:  $f$ -TRNSYS frente a  $f$ -CHEQ4 en función de la localidad y en función del modelo de captador que estemos simulando.

### f-TRNSYS frente a f-CHEQ4 en función de la localidad

Es interesante hacer una observación previa de la influencia que hay entre las fracciones solares y la localidad. Vamos a presentar una gráfica (Figura 4-8) en donde se identifican a qué localidad pertenece cada punto.

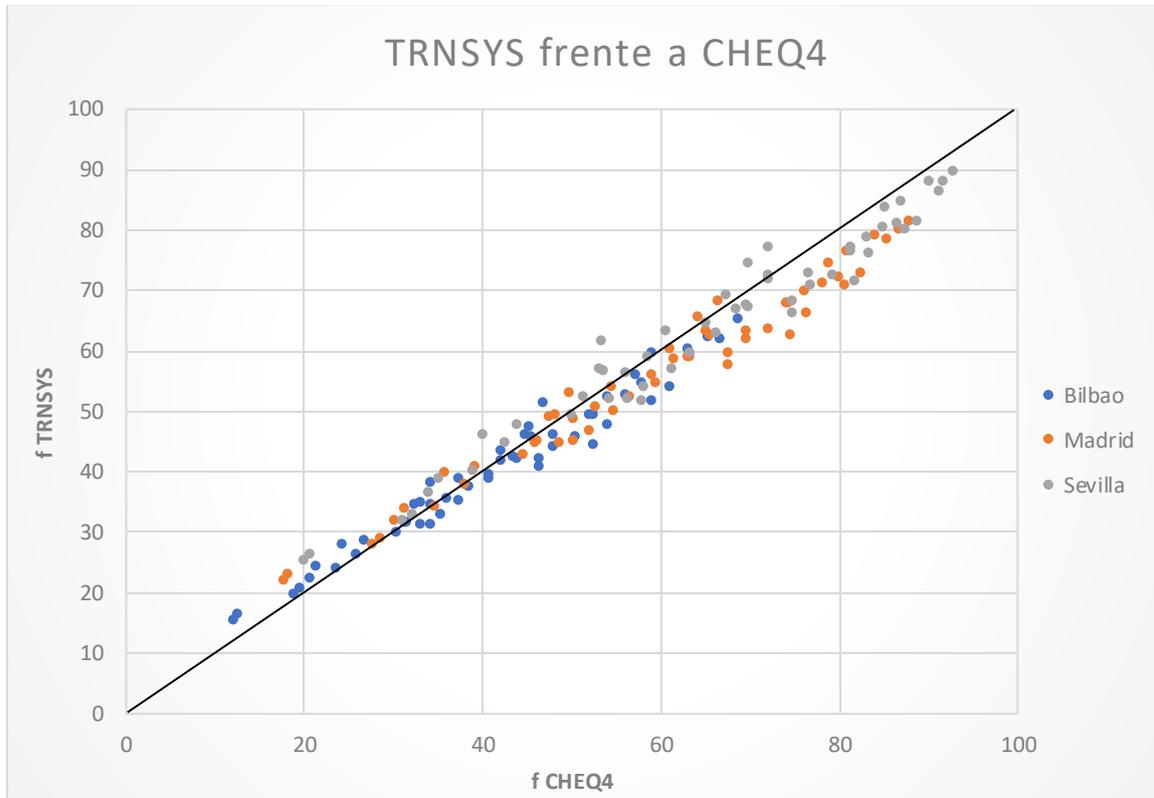


Figura 4-8: influencia de la localidad en la fracción solar

En el siguiente apartado se mostrará con mayor claridad la influencia que tiene cada localidad con respecto a las fracciones solares, aun así, de la Figura 4-8 podemos sacar las siguientes conclusiones:

- Si nos situamos más al Sur obtenemos una fracción mayor (en Sevilla es mayor que en Madrid, y a su vez, en Madrid tenemos una fracción solar mayor que en Bilbao).
- Se ve que los puntos que corresponden a Bilbao son los puntos que más se acercan a la bisectriz, esto puede ser debido a que la diferencia de la irradiación media anual entre las dos herramientas (TRNSYS y CHEQ4) en Bilbao es menor que en las otras dos localidades.

### f-TRNSYS frente a f-CHEQ4 en función del captador

A continuación, veremos la influencia que tiene cada captador solar con respecto a las diferencias que existen entre f-TRNSYS y f-CHEQ4.

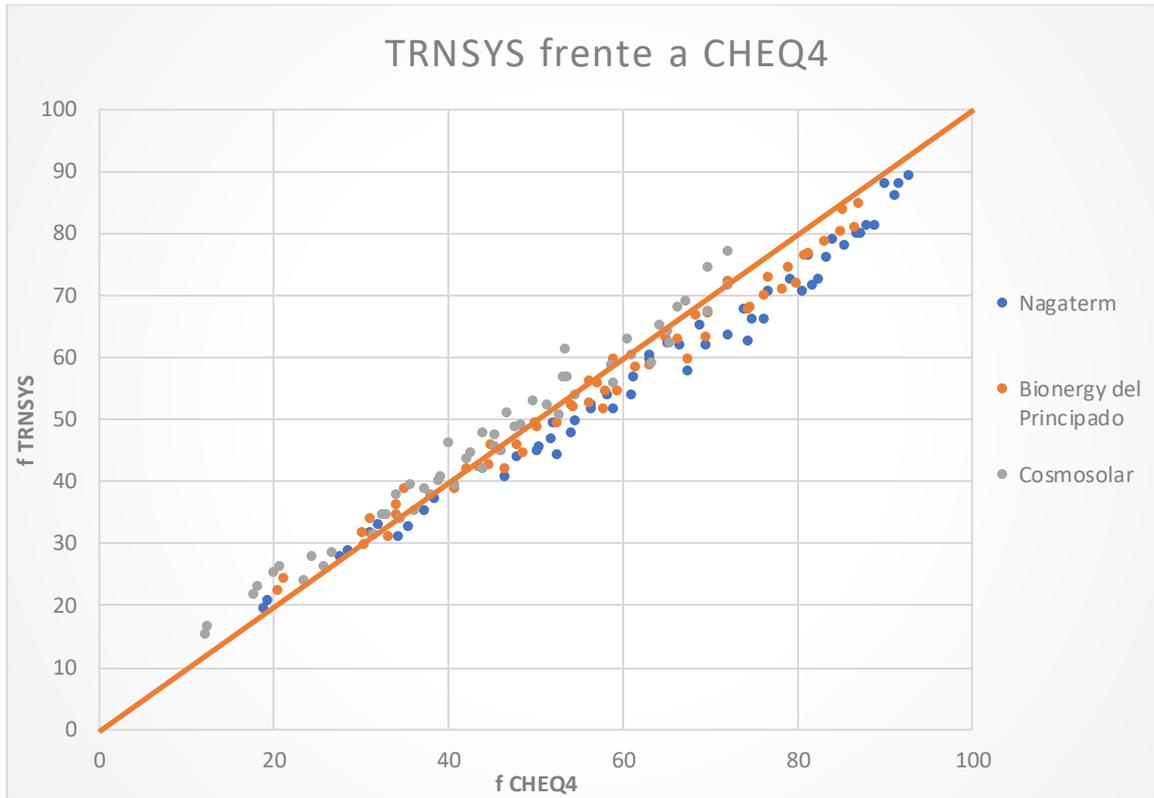


Figura 4-9: influencia del captador en la fracción solar

En la Figura 4-9 podemos destacar los siguientes puntos:

- El modelo Nagaterm es con el que se obtiene una fracción solar mayor, seguido del modelo Bionergy del Principado.
- Los puntos correspondientes al modelo Nagaterm son los más alejados de la bisectriz, esto quiere decir que  $f$ -CHEQ4 difiere mucho de  $f$ -TRNSYS, siendo  $f$ -CHEQ4 mayor que  $f$ -TRNSYS en la mayoría de las veces.
- Los puntos correspondientes al modelo Bionergy del Principado están un poco más separados de la bisectriz que los puntos que corresponden con el modelo Cosmosolar. Además, seguimos obteniendo una fracción solar mayor en CHEQ4.
- Los únicos puntos (en la mayoría de las veces) que se encuentran por encima de la bisectriz, son los del modelo Cosmosolar, siendo, este modelo, con el que obtenemos mejores resultados entre TRNSYS y CHEQ4.

De las anteriores conclusiones podemos decir que la diferencia entre  $f$ -TRNSYS y  $f$ -CHEQ4 no está justificada por el área de captación (esta afirmación la comprobaremos en el siguiente apartado) ni por la fracción solar, sino por el modelo del captador. Es decir, las diferencias y los

errores que tiene CHEQ4 con respecto a TRNSYS son debidos a los parámetros de los captadores solares, recordemos que CHEQ4 tiene un motor de cálculo diferente a TRNSYS.

Hemos visto que conforme aumenta la fracción solar nos encontramos más puntos por debajo de la bisectriz, dichos puntos corresponden (en general) a los modelos Bionergy del Principado y Nagaterm.

#### 4.4.2.1 Errores obtenidos

Para entender mejor los resultados vamos a realizar un estudio exhaustivo de los errores absolutos (3) y relativos (4) con respecto a la fracción solar en TRNSYS y CHEQ4. Veremos los resultados para cada modelo de captador y localidad.

$$E_{abs} = |f-TRNSYS - f-CHEQ4| \quad (6)$$

$$E_{rel} = \frac{E_{abs}}{f-TRNSYS} \times 100 \quad (7)$$

Para el análisis de los errores vamos a tener en cuenta el área de captación, el modelo del captador, la localidad y la fracción solar en TRNSYS.

Vamos a observar numerosas gráficas, todas siguen los siguientes criterios:

- En el eje X la fracción solar, ordenada de menor a mayor.
- En el eje Y el error (absoluto y relativo), véase la leyenda.
- En el eje Y secundario, el área de captación.
- La barra naranja representa el error relativo.
- La barra azul representa el error absoluto.
- La línea gris representa el área de captación.

Antes de analizar los errores que se comenten con respecto a los diferentes modelos de captadores utilizados, debemos hacer una observación previa: En la Figura 1 vemos que a partir de un  $f-CHEQ4 = 50\%$ , **los puntos que se mantienen por debajo de la bisectriz** mantienen prácticamente la misma distancia con la misma, esto es debido a que tienen un error absoluto parecido, pero, si la fracción solar aumenta y se mantiene el mismo error absoluto, el error relativo disminuye, véase (3) y (4). En los siguientes apartados lo veremos gráficamente.

#### Modelo Nagaterm

En este punto, y en los posteriores, vamos a ver la evolución del error absoluto y el error relativo con respecto a la fracción solar. Se analizará también la influencia que tiene el área de captación.

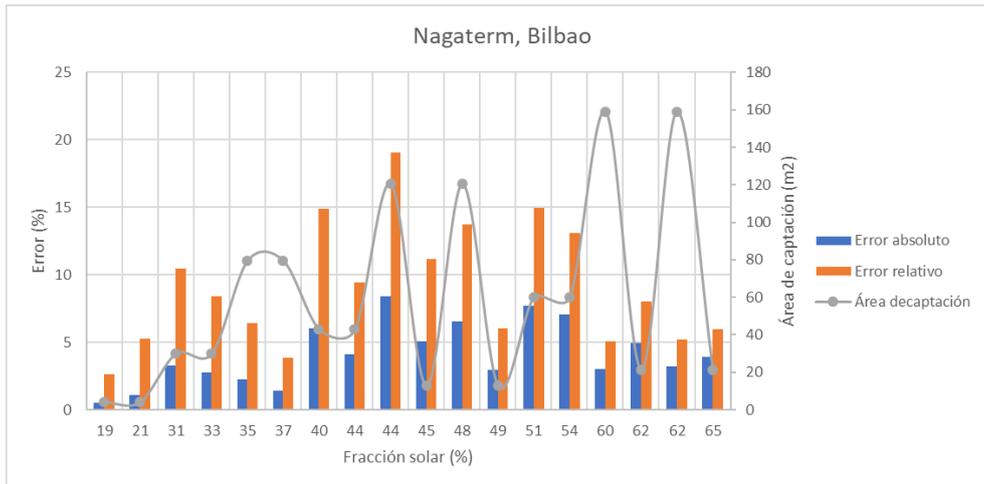


Figura 4-10: Resultados del modelo Nagaterm en Bilbao

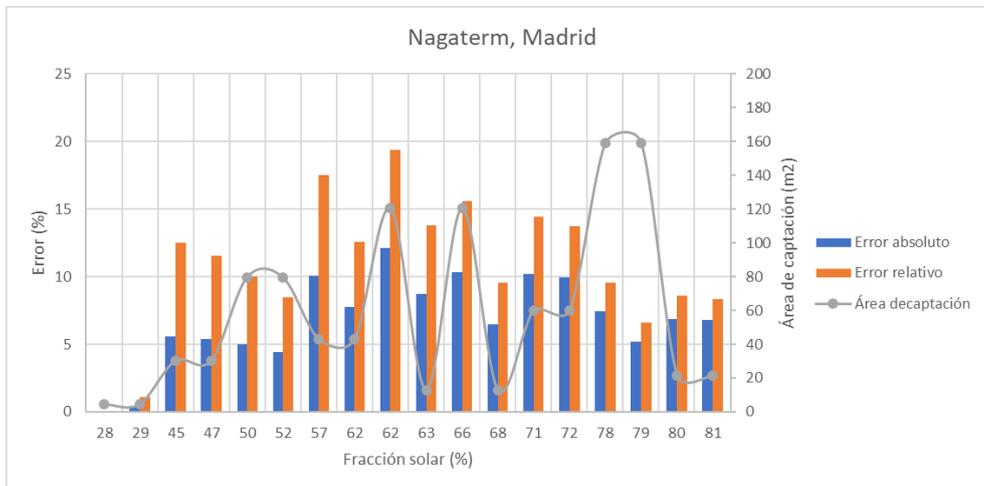


Figura 4-11: Resultados del modelo Nagaterm en Madrid

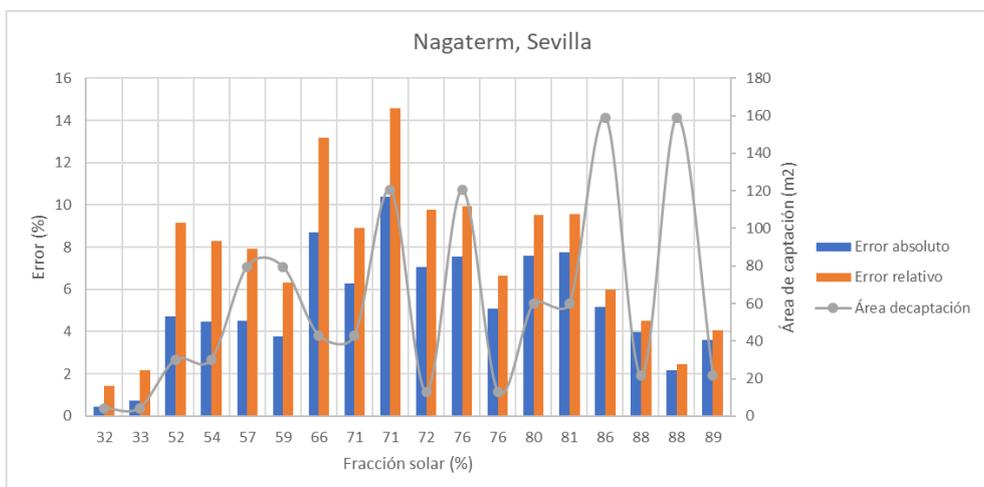


Figura 4-12: Resultados del modelo Nagaterm en Sevilla

Observando la Figura 4-10, la Figura 4-11 y la Figura 4-12:

- Para áreas de captación pequeñas ( $4.3\text{m}^2$ ) obtenemos los menores errores. Se corresponde con las fracciones solares más bajas que se han obtenido durante la simulación.
- En Madrid y en Sevilla se obtienen los peores resultados, vemos que el área de captación no afecta a las diferencias entre ambos programas.

### Modelo Bionergy del Principado

Los resultados para el modelo Bionergy del Principado T12180 se muestran a continuación (Figura 4-13, Figura 4-14 y la Figura 4-15).

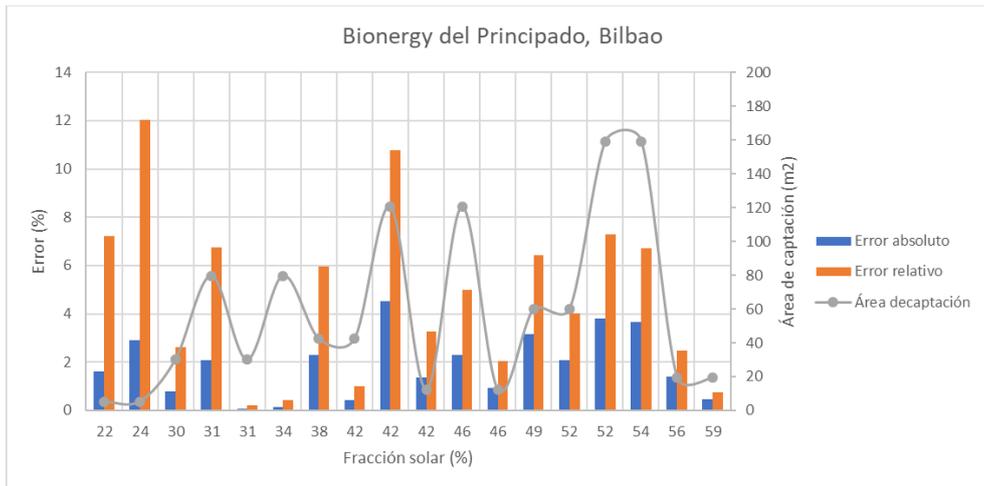


Figura 4-13: Resultados del modelo Bionergy del Principado en Bilbao

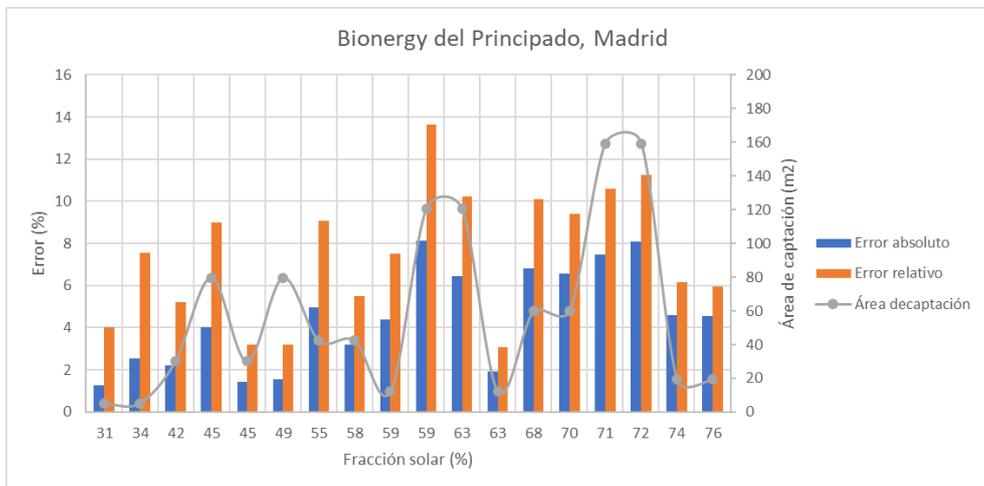


Figura 4-14: Resultados del modelo Bionergy del Principado en Madrid

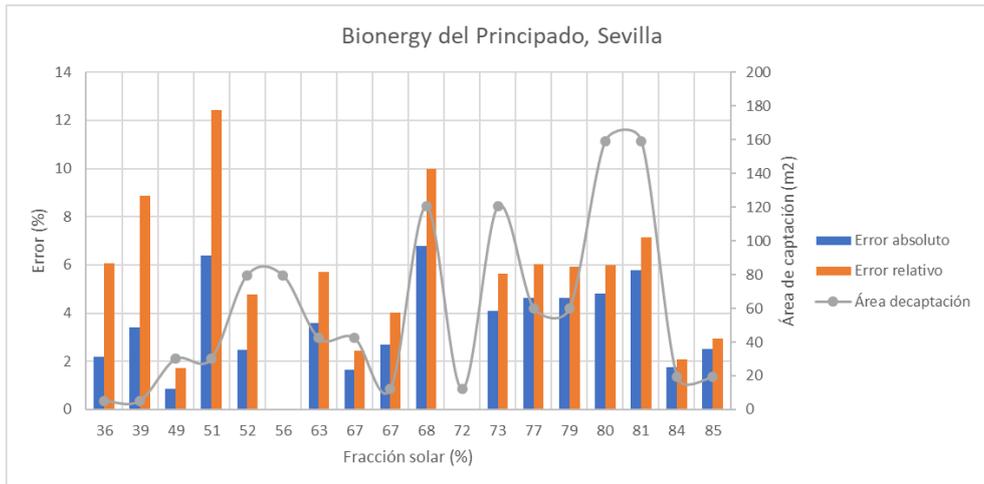


Figura 4-15: Resultados del modelo Bionergy del Principado en Sevilla:

- Hay una tendencia similar entre Bilbao y Sevilla, sin embargo, para Madrid, los errores son muy elevados con respecto a las otras dos localidades.
- Los mejores resultados se obtienen para áreas de captación pequeñas.

### Modelo Cosmosolar

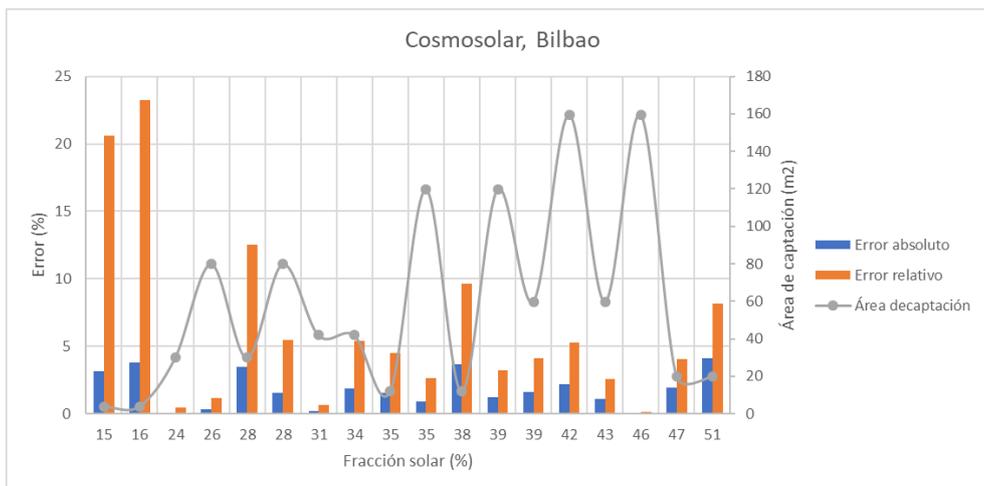


Figura 4-16: Resultados del modelo Cosmosolar en Bilbao

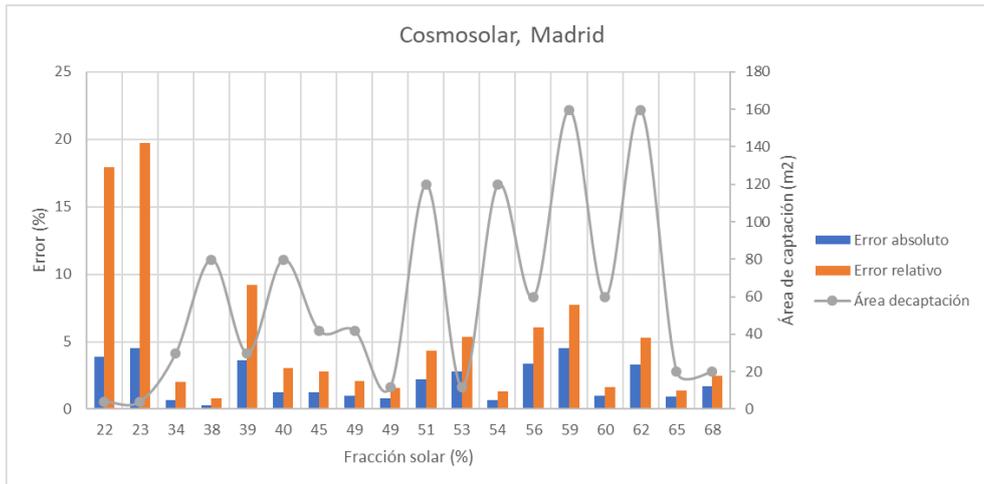


Figura 4-17: Resultados del modelo Cosmosolar en Madrid

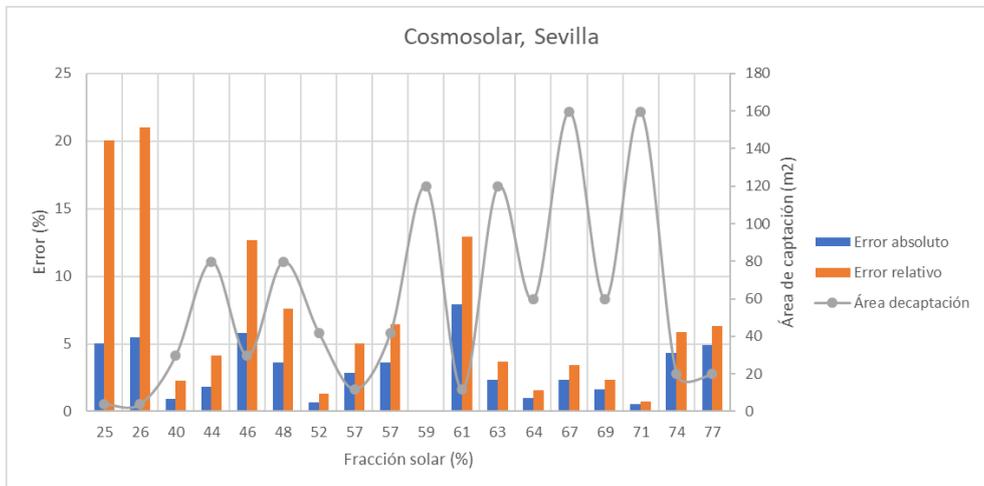


Figura 4-18: Resultados del modelo Cosmosolar en Sevilla

Con el modelo Cosmosolar es con el que obtenemos mejores resultados. Tenemos errores muy pequeños en comparación con los otros dos modelos.

La Tabla 4-12 y la Tabla 4-13 muestran, a modo de resumen, el rango de valores (respecto al error relativo y al error absoluto) donde se encuentran los puntos de la Figura 4-7, así como los errores máximos que se han alcanzado.

Tabla 4-12: Resumen de los errores relativos (%) del proyecto

Error máximo	Error > 20	20 > error > 15	15 > error > 10	10 > error > 5	5 > error
23.23	4	6	27	65	60

Tabla 4-13: Resumen de los errores absolutos (%) del proyecto

Error máximo	Error > 10	10 > error > 5	5 > error
12.09	5	37	120

## 5 RESUMEN Y CONCLUSIONES

---

Como se dijo al principio del proyecto, el objetivo es comprobar la viabilidad de los resultados que se obtienen con CHEQ4, en concreto, la fracción solar. Para ello, se ha simulado un sistema de energía solar de consumo único con intercambiador externo tanto en CHEQ4 como en TRNSYS.

Tras el estudio de los dos programas (motor de cálculo, variables y componentes que se modelan, etc.), podemos asegurar que sí va a haber diferencias entre los resultados, pero no sabemos a qué se van a deber ni cuánto va a ser el error, es por ello, que debemos definir una batería de casos y las variables que vamos a estudiar.

Para el estudio se han definido un total de 162 casos distintos, cada caso se ha simulado en TRNSYS y CHEQ4, para poder estudiar las diferencias entre ambos debemos definir qué variables son las que vamos a modelar:

- Localidad.
- Demanda.
- Modelo de captador.
- Volumen de almacenamiento.
- Área de captación.

Una vez que tenemos las f-CHEQ4 y f-TRNSYS de los 162 casos hemos agrupado todos los datos para ver a qué se deben las diferencias, también hemos cuantificado los errores obtenidos y hemos visto qué variables nos afectan más.

Los resultados que se han recogido han sido las fracciones solares para luego analizar los errores absolutos y relativos.

En el análisis de resultados hemos comprobado que el área de captación y la localidad no son variables que afecten significativamente a los errores que existen entre TRNSYS y CHEQ4. A priori puede parecer que esta afirmación es falsa, pero si vemos los resultados del modelo Cosmosolar lo podemos comprobar: para áreas de captación grandes los errores relativos y absolutos son muy bajos, sin embargo, para áreas de captación pequeñas dichos errores se incrementan. Por otro lado, si cambiamos de modelo, los errores absolutos y relativos siguen una tendencia completamente diferente, pero dicha tendencia (los máximos y mínimos de los errores) no están relacionados con el área de captación.

Con respecto al error que se produce cuando cambiamos de localidad, éste es debido a que la irradiancia media anual sobre la superficie de captación es diferente en TRNSYS y en CHEQ4. Es de destacar que, si nos fijamos en cada modelo, los máximos y mínimos que se encuentran en las tres localidades tienen la misma tendencia y casi siempre, ese máximo y mínimo se corresponde con el mismo área de captación.

Algunos datos importantes que se deben tener en cuenta en este son los siguientes:

- Para fracciones solares mayores al 50%, f-CHEQ4 suele ser mayor que f-TRNSYS, mientras que para fracciones menores al 50% pasa lo contrario. El error absoluto y relativo que obtenemos por encima del 50% son, respectivamente, 12.097% y 19.38%. Para los puntos cuya fracción solar es menor que el 50%, tenemos un error máximo absoluto y relativo del 3.78% y 23.22%. Vemos que el error absoluto es menor cuando estamos por debajo del 50%, esto es debido a que las fracciones solares son menores y, por tanto, la diferencia entre f-TRNSYS y f-CHEQ4 también es menor.
- En Bilbao el error absoluto máximo es del 8.4% y el error relativo es del 23.22%.
- En Madrid tenemos un error absoluto máximo del 12.097% y un error relativo del 19.755%.
- En Sevilla los errores absoluto y relativo máximos son del 10.397% y del 14.58%.
- Los modelos Bionergy del Principado y Nagaterm no solo hacen que el sistema tenga una fracción solar mayor, sino que, además, para fracciones solares mayores que el 50% dicha fracción solar es mayor en CHEQ4 que en TRNSYS. Sin embargo, el modelo Cosmosolar refleja unos resultados más regulares, todos los puntos se encuentran aproximadamente a la misma distancia de la bisectriz (Figura 4-9) y siempre por encima de la misma.

Los errores absolutos máximos y mínimos de cada modelo son:

- Nagaterm: error relativo máximo del 19.35% y error absoluto del 12.097%.
- Bionergy del Principado: error relativo máximo del 13.646% y error absoluto del 8.10%.
- Cosmosolar: error relativo máximo del 23.23% y error absoluto del 7.939%.

Para terminar, si observamos la Tabla 4-12 y la Tabla 4-13 vemos que:

- La mayoría de los casos (120 casos) tienen un error absoluto menor al 5% y un total de 125 casos con un error relativo menor al 10%.
- Tenemos 4 casos en donde el error relativo máximo es mayor al 20%, dichos casos corresponden con el modelo Cosmosolar y para un área de captación de 3.99 m<sup>2</sup> y por tanto tienen un error absoluto muy pequeño (entorno al 4%).
- 5 de los casos tienen un error absoluto mayor al 10%, todos ellos corresponden con el modelo Nagaterm y tienen áreas de captación elevadas (120.4 m<sup>2</sup> y 60.2 m<sup>2</sup>).

Los resultados que obtenemos nos muestran que las diferencias que existen en relación a la fracción solar principalmente son debidas al modelo del captador solar que estamos usando, es por ello que no se puede garantizar qué captador es mejor para la instalación que estemos diseñando. Por ejemplo, se puede dar el caso que utilicemos un modelo X en donde para un año tipo f-CHEQ4 sea del 65% y un modelo Y que de como resultado un f-CHEQ4 del 68%, a priori escogeríamos el modelo Y, sin embargo, es perfectamente posible que dicho modelo Y tenga unos resultados más desfavorables que el modelo X.

Los creadores de CHEQ4 nos avisan de que no se trata de un programa para el diseño de una instalación (conclusión que se deduce de este proyecto) sin embargo, el programa certifica el cumplimiento de CTE, esto es contradictorio porque, como se ha visto, en CHEQ4 existe una gran incertidumbre con respecto a los parámetros que se quieren modelar en una instalación.

CHEQ4 es una herramienta potente y en la mayoría de los casos los resultados se asemejan a la realidad, pero los errores que obtenemos son suficientes para garantizar que CHEQ4 no es capaz de garantizar que una instalación cumple o no con la normativa (en este caso, con la fracción solar mínima).

Por último, subrayar que hemos hecho el estudio para un tipo de instalación, para poder obtener unas conclusiones más firmes, es importante que se haga un trabajo similar al que hemos realizado para otro tipo de instalaciones.

## 6 BIBLIOGRAFÍA

---

- [1] AENOR. (Junio de 2006). Norma UNE- EN 12975. *Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 2: Métodos de ensayo.*
- [2] AIGUASOL. (2011). *MetaSol. Metodología de cálculo para sistemas solares térmicos.*
- [3] Aranda Usón, A., & Zabalza Bribián, I. (2008). *Energía solar térmica.* Zaragoza.
- [4] ASIT. (2010). *GUÍA ASIT DE LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.*
- [5] Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT). (2020). *Guía Técnica de Energía Solar Térmica.*
- [6] IDAE. (s.f.). CHEQ4: Manual de usuario.
- [7] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (4 de 2020). *Informe estadístico de energías renovables.*
- [8] Ministerio de Fomento. (2019). *Documento Básico HE.*
- [9] University of Wisconsin-Madison. (s.f.). TRNSYS 16 Documentation. Madison, Wisconsin, EEUU.

## ANEXO

En este apartado se va a detallar los parámetros, los Inputs y los Outputs de los types utilizados en TRNSYS, es decir, se va a definir el sistema que se ha diseñado.

Véase la Figura 4-1 para comprender mejor la descripción que haremos a continuación.

Debemos tener muy en cuenta que la mayoría de los parámetros varían para cada caso.

Datos climatológicos

Tabla A. 1: Parámetros de los Datos climatológicos

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<i>Data Reader Mode</i>	2
<i>Logical Unit</i>	40
<i>Sky model for diffuse radiation</i>	4
<i>Tracking mode</i>	1

Tabla A. 2: Inputs de los Datos climatológicos

<b>Input</b>	<b>Valor</b>
<i>Ground reflectance</i>	0.2
<i>Slope of surface</i>	Latitud de cada ciudad
<i>Azimuth of surface</i>	0

El lector meteorológico tiene numerosos Outputs, en función de nuestro sistema haremos uso de unos u otros. Vamos a reflejar únicamente los Outputs que necesitamos (Tabla A. 3).

Tabla A. 3: Outputs de los Datos climatológicos

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>	
<i>Ambient temperature</i>	°C	Captador	Tuberías ext
<i>Total radiation on horizontal</i>	KJ/hr m <sup>2</sup>	Captador	
<i>Sky diffuse radiation on horizontal</i>	KJ/hr m <sup>2</sup>	Captador	
<i>Total radiation on tilted surface</i>	KJ/hr m <sup>2</sup>	Captador	Calculadora 2
<i>Angle of incidence for tilted surface</i>	°	Captador	

<i>Slope of tilted surface</i>	$\varrho$	Captador	
--------------------------------	-----------	----------	--

## Captador

Tabla A. 4: Parámetros del campo de captadores

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<i>Number in series</i>	1	-
<i>Collector area</i>	<i>Varía para cada caso</i>	$m^2$
<i>Fluid specific heat</i>	3.994	$KJ/kg\ k$
<i>Efficiency mode</i>	1	-
<i>Tested Flow rate</i>	<i>Varía para cada captador</i>	$Kg/hr\ m^2$
<i>Intercept efficiency</i>	<i>Varía para cada captador</i>	-
<i>Efficiency slope</i>	<i>Varía para cada captador</i>	$W/m^2\ k$
<i>Efficiency curvature</i>	<i>Varía para cada captador</i>	$W/m^2\ k^2$
<i>1st-order IAM</i>	<i>Varía para cada captador</i>	
<i>2nd-orde IAM</i>	0	-

Tabla A. 5: Inputs del campo de captadores

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<i>Inlet temperature</i>	-	$\varrho C$
<i>Inlet flowrate</i>	<i>Varía para cada caso</i>	$Kg/hr$
<i>Ambient temperature</i>	-	$\varrho C$
<i>Incident radiation</i>	-	$KJ/hr\ m^2$
<i>Total horizontal radiation</i>	-	$KJ/hr\ m^2$
<i>Horizontal diffuse radiation</i>	-	$KJ/hr\ m^2$
<i>Ground reflectance</i>	0.2	-
<i>Incidence angle</i>	-	$\varrho$
<i>Collector slope</i>	0	$\varrho$

Tabla A. 6:Outputs del campo de captadores

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>	
Outlet temperature	°C	Tubería ext	Controlador 1
Outlet flowrate	KJ/hr m <sup>2</sup>	Tubería ext	
Useful energy gain	KJ/hr		

### Circuito de tuberías

Los 4 tramos de tuberías tienen los mismos parámetros (difieren en función de si el tramo está en el exterior o en el interior), los mismos Inputs y los mismos Outputs.

Tabla A. 7: Parámetros del circuito de tuberías

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Inside diameter	Varía para cada caso	m
Pipe length	5	m
Loss coefficient	Varía para cada caso	KJ/kg k
Fluid density	997.02	W/m <sup>2</sup> k
Fluid specific heat	3.918	Kg/m <sup>3</sup>
Initial fluid temperature	-	°C

Tabla A. 8:Inputs del circuito de tuberías

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Inlet temperature	-	°C
Inlet flowrate	Varía para cada caso	Kg/hr
Ambient temperature	Si la tubería es externa varía para cada hora. Si la tubería es interna: 20	°C

Tabla A. 9:Outputs del circuito de tuberías

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>			
Outlet temperature	°C	Tubería int o ext	Controlador 1	Bomba 1	Intercambiador

Outlet flowrate	KJ/hr m <sup>2</sup>	Tubería int o ext			
-----------------	----------------------	-------------------	--	--	--

## Intercambiador

Tabla A. 10:Parámetros del intercambiador

Parámetro	Valor	Unidades
Heat exchanger effectiveness	0.8	-
Specific heat of hot side fluid	3.918	KJ/kg k
Specific heat of cold side fluid	4.212	KJ/kg k

Tabla A. 11:Inputs del intercambiador

Input	Valor	Unidades
Hot side inlet temperature	-	°C
Hot side flow rate	Varía para cada caso	Kg/hr
Hot side inlet temperature	-	°C
Hot side flow rate	Varía para cada caso	Kg/hr

Tabla A. 12:Outputs del intercambiador

Output	Unidades	Destino
Hot side outlet temperature	°C	Tubería int-2
Hot side flow rate	Kg/hr	Tubería int-2
Cold side outlet temperature	°C	Acumulador
Cold side flow rate	Kg/hr	Acumulador

## Bomba 1

Tabla A. 13:Parámetros de la bomba 1

Parámetro	Valor	Unidades
Maximum Flow rate	Varía para cada caso	Kg/hr
Fluid specific heat	3.918	KJ/kg k

<i>Maximum power</i>	0	KJ/hr
<i>Conversion coefficient</i>	0	-
<i>Power coefficient</i>	0	-

Tabla A. 14:Inputs de la bomba 1

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<i>Inlet fluid temperature</i>	-	°C
<i>Inlet mass Flow rate</i>	Varía para cada caso	Kg/hr
<i>Control signal</i>	1 o 0	-

Tabla A. 15:Outputs de la bomba 1

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>
Outlet fluid temperature	°C	Captador
Outlet Flow rate	Kg/hr	Captador

## Bomba 2

Tabla A. 16:Parámetros de la bomba 2

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Maximum Flow rate	Varía para cada caso	Kg/hr
Fluid specific heat	4.212	KJ/kg k
Maximum power	0	KJ/hr
Conversion coefficient	0	-
Power coefficient	0	-

Tabla A. 17:Inputs de la bomba 2

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<i>Inlet fluid temperature</i>	-	°C
<i>Inlet mass Flow rate</i>	Varía para cada caso	Kg/hr
<i>Control signal</i>	1 o 0	-

Tabla A. 18:Outputs de la bomba 2

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>
Outlet fluid temperature	°C	Intercambiador
Outlet Flow rate	Kg/hr	Intercambiador

### Acumulador

No tenemos calentador auxiliar en nuestro depósito, por lo que no mostraremos los parámetros de éste. Basta con indicar al acumulador de que no disponemos del mismo.

Tabla A. 19:Parámetros del acumulador

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
User-specified inlet positions	2	-
Tank volume	Varía para cada caso	m <sup>3</sup>
Tank height	Varía para cada caso	m
Tank perimeter	Varía para cada caso	m
Height of flow inlet 1	Varía para cada caso	m
Height of flow outlet 1	Varía para cada caso	m
Height of flow inlet 2	Varía para cada caso	m
Height of flow outlet 1	Varía para cada caso	m
Fluid specific heat	4.212	KJ/Kg K
Fluid density	992.4	Kg/m <sup>3</sup>
Tank los coefficient	Varía para cada caso	W/m <sup>2</sup> k
Fluid thermal conductivity	0.5948	W/m k
Destratification conductivity	0	KJ/hr m k
Boiling temperature	99	°C

Tabla A. 20:Inputs del acumulador

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Flow rate at inlet 1	Varía para cada caso	Kg/hr
Flow rate at outlet 1	-2	Kg/hr
Flow rate at inlet 2	Varía para cada caso	Kg/hr

Flow rate at outlet 2	Varía para cada caso	Kg/hr
Temperature at inlet 1	Varía para cada caso	°C
Temperature at inlet 2	Varía para cada caso	°C
Environment temperature	22	°C

Tabla A. 21:Outputs del acumulador

Output	Unidades	Destino			
Flowrate at outlet 1	Kg/hr	Bomba 2			
Flowrate a outlet 2	Kg/hr			Apoyo	
Temperature of outlet flow 1	°C	Bomba 2	Controlador 1		
Temperature of outlet flow 2	°C		Controlador 1	Apoyo	Válvula 1

### Temperatura

La temperatura del agua de red para todas las horas del año varía en función de la ciudad.

A modo de ejemplo, se muestran la temperatura correspondiente a Bilbao.

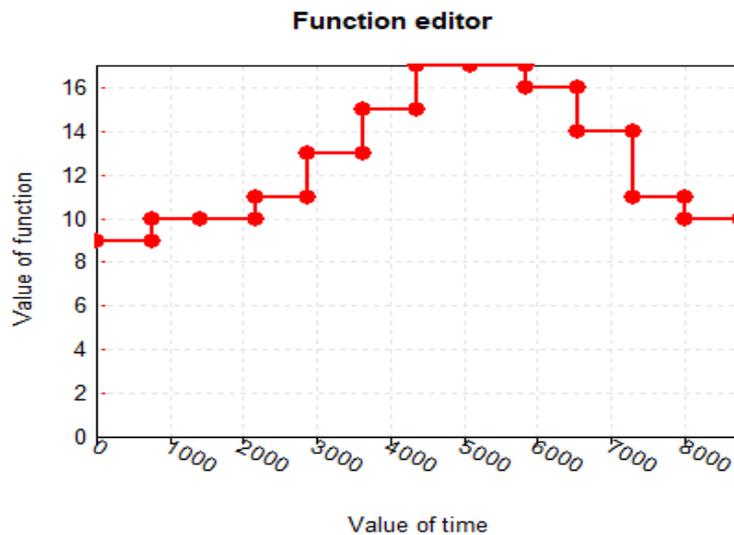


Figura A. 1: Temperaturas del agua de red durante el año

Tabla A. 22:Outputs de la Temperatura

Output	Unidades	Destino
Instantaneous temperature	°C	Calculadora 1

**Calculadora 1**

La calculadora 1 calculará el caudal de demanda para cada hora del año.

$$Q = \frac{PC}{23.8} \times \frac{60 - T_{red}}{45 - T_{red}} \times Caudal \quad (8)$$

donde:

Q = Caudal de demanda real a 40 °C.

PC = Perfil de consumo (Tabla 4-5).

T<sub>red</sub> = Temperatura del agua de red.

Caudal = El caudal de demanda que tendríamos si la temperatura de consumo fuera 60°C.

Tabla A. 23:Inputs de la calculadora 1

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
T <sub>red</sub>	Varía para cada caso	°C
Caudal	Varía para cada caso	Kg/hr

Tabla A. 24:Outputs de la calculadora 1

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>
Q	Kg/hr	Válvula 1

**Válvula 1**

Tabla A. 25:Parámetros de la válvula 1

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Tempering valve mode	4	-
Nb.of oscillations allowed	7	-

Tabla A. 26:Inputs de la válvula 1

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Inlet temperature	-	°C
Inlet Flow rate	-	Kg/hr
Het source temperature	-	°C
Set point temperature	45	°C

Tabla A. 27:Outputs de la válvula 1

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>
Temperature at outlet 1	°C	Acumulador
Flowrate at outlet 1	Kg/hr	Acumulador
Temperature at outlet 2	°C	Válvula 2
Flowrate at outlet 2	Kg/hr	Válvula 2

## Válvula 2

Tabla A. 28:Parámetros de la válvula 2

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Tempering valve mode	1	-

Tabla A. 29:Inputs de la válvula 2

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
Temperature at inlet 1	-	°C
Flowrate at inlet 1	-	Kg/hr
Temperature at inlet 2	-	°C
Flowrate at inlet 2	-	Kg/hr

Tabla A. 30:Outputs de la válvula 2

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>
Outlet temperature	°C	-
Outlet Flow rate	Kg/hr	-

## Controlador 1

Tabla A. 31:Parámetros del controlador 1

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
No. Of oscillations	5	-
High limit cut-out	90	°C

Tabla A. 32:Inputs del controlador 1

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<i>Upper input temperatura Th</i>	-	°C
<i>Lower input temperatura Tl</i>	-	°C
<i>Monitoring temperatura Tin</i>	-	°C
<i>Input controlfunction</i>	0	-
<i>Upper dead band dT</i>	7	°C
<i>Lower dead band dT</i>	2	°C

Tabla A. 33:Outputs del controlador 1

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>	
<i>Output controlfunction</i>	-	<i>Calculadora 2</i>	<i>Controlador 1</i>

## Controlador 2

Tabla A. 34:Parámetros del controlador 2

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<i>No. Of oscillations</i>	5	-
<i>High limit cut-out</i>	No se tiene en cuenta	-

Tabla A. 35:Inputs del controlador 2

<b>Input</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidades</b>
<i>Upper input value</i>	-	W/m <sup>2</sup>
<i>Lower input value</i>	0	W/m <sup>2</sup>
<i>Monitoring value</i>	-	-
<i>Input controlfunction</i>	0	-
<i>Upper dead band</i>	300	W/m <sup>2</sup>
<i>Lower dead band</i>	250	W/m <sup>2</sup>

Tabla A. 36:Outputs del controlador 2

<b>Output</b>	<b>Unidades</b>	<b>Destino</b>	
<i>Output controlfunction</i>	-	<i>Calculadora 2</i>	<i>Controlador 2</i>

### Calculadora 2

La función de la calculadora 2 es combinar los dos controladores:

$$\text{Señal de control} = \text{Señal 1} \times \text{Señal 2} \quad (9)$$

donde:

Señal 1 = La señal de control que proviene del controlador 1.

Señal 2: Señal de control que proviene del controlador 2.

La calculadora 2 tiene como Input la radiación total incidente sobre la superficie del captador (Output de Datos meteorológicos) para tener la radiación en W/m<sup>2</sup> (será el Input del controlador 2).

$$\text{Radiación} \left( \frac{W}{m^2} \right) = \text{Radiación} \left( \frac{KJ}{hrxm^2} \right) \times \frac{1000}{3600} \quad (10)$$

La Señal de control se enviará a las bombas del circuito primario y secundario.