



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA TÉRMICA Y DE FLUIDOS
ÁREA DE INGENIERÍA TÉRMICA

PROYECTO FIN DE CARRERA
INGENIERÍA INDUSTRIAL

**ENERGÍA SOLAR Y COGENERACIÓN PARA ACS Y
CLIMATIZACIÓN DE PISCINAS EN CENTRO
ACUÁTICO DEPORTIVO**

AUTOR: DAVID BARES CASTELLANO
TUTOR: SERGIO SÁNCHEZ DELGADO

LEGANÉS, SEPTIEMBRE 2012

Agradecimientos

A Sergio Sánchez, por haberme acogido sin dudar desde el primer momento y haberme dado la oportunidad de realizar este proyecto. Gracias por tu dedicación

A mi familia, por su apoyo incondicional a lo largo de todos estos años de carrera

A los arquitectos y amigos Rafa y Alberto por su ayuda, ya que sin ellos este proyecto no hubiera sido posible realizarlo

A Marta, por estar siempre a mi lado y ser mi mayor motivación para todo



ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	7
1.1. ¿Por qué aprovechar la energía solar?	9
1.2. La energía solar térmica en España	10
1.3. La cogeneración	11
2. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS	15
3. NECESIDADES ENERGÉTICAS	21
3.1. Cálculo de la carga calorífica mensual de ACS	23
3.2. Cálculo de la demanda energética para el calentamiento del agua de las piscinas	27
3.2.1. <i>Pérdidas por radiación</i>	27
3.2.2. <i>Pérdidas por convección</i>	28
3.2.3. <i>Pérdidas por evaporación</i>	35
3.2.4. <i>Pérdidas por renovación del agua del vaso</i>	38
3.2.5. <i>Pérdidas totales en piscinas</i>	39
4. COBERTURA SOLAR DEL ACS Y PISCINAS	41
4.1. Cálculos astronómicos y radiación solar	43
4.1.1. <i>Irradiación solar</i>	43
4.1.2. <i>Inclinación óptima de los paneles solares</i>	43
4.1.3. <i>Cálculos astronómicos</i>	47
4.1.4. <i>Modelo de cielo</i>	50
4.2. Contribución solar mínima según normativa	53
4.3. Parámetros de la instalación	55



4.3.1. <i>Propiedades de los fluidos de la instalación</i>	55
4.3.2. <i>Selección del colector solar y sus parámetros</i>	55
4.3.3. <i>Efectividad de los intercambiadores de calor</i>	56
4.3.4. <i>Grado de estratificación de los acumuladores</i>	57
4.3.5. <i>Introducción al cálculo de los caudales máxicos de la instalación</i>	58
4.3.6. <i>Selección acumuladores primarios ACS</i>	59
4.4. Sistema de ecuaciones de la instalación	60
4.5. Cobertura solar	70
4.5.1. <i>Cobertura solar del ACS</i>	70
4.5.2. <i>Cobertura solar de las piscinas</i>	71
4.5.3. <i>Proceso iterativo y resultados finales</i>	71
4.5.4. <i>Situación de los paneles solares</i>	80
5. ELEMENTOS DEL SISTEMA	83
5.1. Intercambiadores de calor	85
5.2. Interacumulador secundario	86
5.3. Dimensionado de la caldera	87
5.4. Vasos de expansión	89
5.5. Dimensionado equipo de mini-cogeneración	94
5.5.1. <i>Sustitución total de la caldera</i>	94
5.5.2. <i>Apoyo con caldera</i>	95
6. DISEÑO INSTALACIÓN HIDRÁULICA	97
6.1. Introducción	99
6.2. Circuito primario	101
6.3. Circuito secundario ACS	107
6.4. Circuito de retorno ACS	110
6.5. Circuito secundario piscina vaso profundo	112
6.6. Circuito secundario piscina vaso poco profundo	114



6.7. Circuito secundario piscina spa	117
6.8. Circuito caldera ACS	119
6.9. Circuito caldera piscinas	122
7. ANÁLISIS ENERGÉTICO Y AMBIENTAL	125
7.1. Caso 0: Instalación sin placas solares y con caldera	128
7.2. Caso 1: Instalación con placas solares y apoyo con caldera	128
7.3. Caso 2: Instalación con placas solares y apoyo con mini-cogeneración	129
7.3.1. <i>Análisis térmico y ambiental</i>	130
7.3.2. <i>Análisis eléctrico</i>	131
7.4. Caso 3: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera	131
7.4.1. <i>Análisis térmico y ambiental</i>	132
7.4.2. <i>Análisis eléctrico</i>	133
8. ANÁLISIS ECONÓMICO	135
8.1. Presupuesto de la instalación	137
8.1.1. <i>Instalación con placas solares y caldera</i>	137
8.1.2. <i>Instalación con placas solares y mini-cogeneración</i>	140
8.2. Costes adicionales	142
8.2.1. <i>Instalación con placas solares y caldera</i>	142
8.2.2. <i>Instalación con placas solares y mini-cogeneración</i>	142
8.3. Subvenciones	143
8.4. Amortización	143
8.4.1. <i>Caso 1: Instalación con placas solares y apoyo con caldera</i>	144
8.4.2. <i>Caso 2a: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y autoconsumo de electricidad</i>	145
8.4.3. <i>Caso 2b: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y venta de electricidad</i>	146



8.4.4. <i>Caso 3a: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera, y autoconsumo de electricidad</i>	148
8.4.5. <i>Caso 3b: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera, y venta de electricidad</i>	150
9. CONCLUSIONES	155
10. BIBLIOGRAFÍA	161
11. ANEXOS (planos)	167
Plano nº1: Emplazamiento y localización	
Plano nº2: Distribución planta baja	
Plano nº3: Distribución planta alta y sección A-A'	
Plano nº4: Distribución planta cubierta	
Plano nº5: Esquema unifilar de la instalación	
Plano nº6: Instalación hidráulica planta baja	
Plano nº7: Instalación hidráulica planta alta y sección A-A'	
Plano nº8: Situación colectores en planta cubierta	

1. INTRODUCCIÓN

1.1. ¿Por qué aprovechar la energía solar?

1.2. La energía solar térmica en España

1.3. La cogeneración



1. INTRODUCCIÓN

1.1. ¿Por qué aprovechar la energía solar?

Durante los últimos años del siglo XX, surge entre una gran parte de los países desarrollados de nuestro planeta, una creciente preocupación por el estado del ambiente que nos rodea. Los principales Organismos Públicos Mundiales elaboran informes denunciando nuevas problemáticas como el cambio climático y el calentamiento global del planeta que perjudican el estado de nuestro planeta.

A raíz de estos escritos, se convocan cumbres mundiales donde se reúnen los gobernantes de la mayor parte de los países del mundo y debaten acerca de estos y otros problemas que acechan el medioambiente en busca de posibles soluciones.

La cumbre de La Tierra de Río de Janeiro (1992) se convierte en el primer gran evento de estas características. Allí se establecen las bases y los cimientos de nuevas políticas energéticas que pocos años después se concretan con la redacción del Protocolo de Kyoto en 1998. Según este documento los países firmantes se comprometen a reducir sus emisiones contaminantes de CO₂ al nivel de 1990. Unos años después, en el año 2002, la Unión Europea ratifica este tratado, comprometiéndose a reducir en el año 2010 el nivel de emisiones un 8% del nivel de 1990. En el caso de nuestro país, el nivel de emisiones pactado deber ser como máximo un 15% superior al nivel de 1990.

Por último, y en relación a la reducción de emisiones contaminantes y al ahorro de energía, durante la cumbre del Desarrollo Sostenible de Johannesburgo, la Unión Europea se compromete a producir el 12% de la energía necesaria mediante el aprovechamiento de las fuentes de energía renovables.

Nuestro país publica el texto de ratificación el 8 de febrero de 2005. A partir de ese momento, resulta imprescindible la introducción de nuevas medidas y nuevos instrumentos que permitan el desarrollo sostenible de nuestra política energética manteniendo los principios de competitividad, seguridad de suministro y protección del medioambiente. En este texto se busca el empleo de una energía limpia (no contaminante); mejorar la eficiencia energética de las instalaciones; reducir el consumo energético en los edificios; reducir la dependencia energética exterior; y aprovechar un recurso inagotable de nuestro país: el sol.

Medioambientalmente, la energía solar térmica, además de ser una fuente de energía no contaminante, contribuye a mejorar la eficiencia energética de las instalaciones al reducir el consumo de energía y, desde el punto de vista económico, resulta interesante aprovechar la gran cantidad de horas de sol que dispone nuestro país con respecto a otros países de la UE, para reducir la elevada dependencia energética exterior.

Cabe tener en cuenta que nuestro país importa el 80% de los recursos necesario para producir energía frente al 50% de media de la UE. Así, pues ante un incremento del precio del petróleo, esta situación podría generar una tendencia inflacionista e incluso crear desequilibrios macroeconómicos en la economía nacional.

1.2. La energía solar térmica en España

El sector de la energía solar térmica en España actualmente no se encuentra en su mejor momento, y esto más que nada por la dependencia directa que el sector tiene hoy día con la industria de la construcción.

Si se realiza un análisis de los años pasados, es de destacar el crecimiento del sector durante el período 2004 – 2008, donde la capacidad instalada de energía solar térmica en España se multiplicó por cinco. Este escenario ha cambiado radicalmente durante los últimos dos años, con reducciones cercanas al 14% para cada uno de los años.

Situación actual

Durante el año 2010 se han instalado unos 243.6 MWth que equivalen a unos 348 mil m², lo cual implica menos de la mitad de la previsión que en el Plan de Energías Renovables se fijaba para el año.

Del total instalado durante 2010, más del 80% se relaciona de forma directa con el Código Técnico de Edificación (CTE), un 14% instalaciones promovidas por sistemas de ayudas de las Comunidades Autónomas y el resto a captadores destinados a aplicaciones industriales, tal y como se puede ver en la figura 1.1.

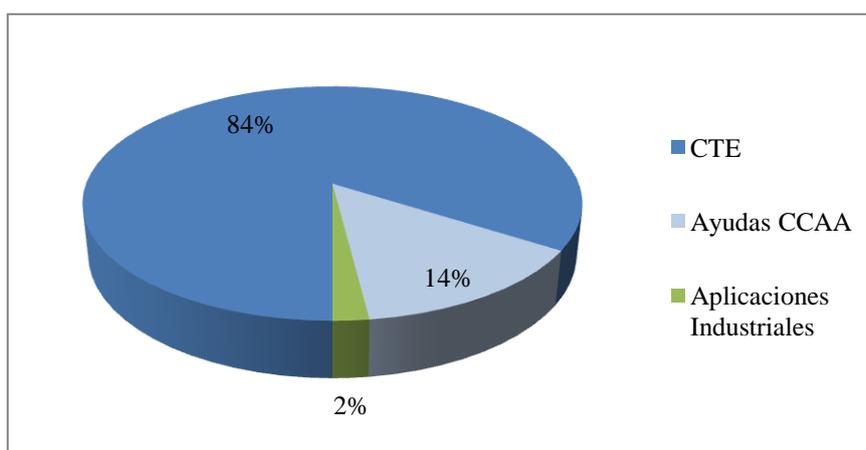


Figura 1.1. Distribución de m² de colectores solares instalados en España

En comparación con la capacidad instalada en Europa, España solo aporta un 9% del total instalado versus un 33% del mercado alemán, país que cuenta con unos niveles de irradiación solar menores a los de España.



Para el 2012 las previsiones por parte de ASIT (Asociación Solar de la Industria Térmica) no son muy alentadoras, más que nada por su dependencia directa de la construcción, sector inmerso en una profunda crisis, donde solo se estima el inicio de 150 mil viviendas en el año, en contraste con las 560 mil viviendas construidas 3 años atrás. Es por ello que las previsiones no son optimistas debido a que el crecimiento del sector de la energía solar térmica depende de la nueva edificación y de los programas de ayuda de las Comunidades Autónomas, los cuales continuarán decayendo otro año más.

Propuestas para un futuro mejor

La ASIT ha propuesto una serie de medidas que ayudarían a cambiar la tendencia negativa de los últimos años y de esta forma potenciar al sector de la energía solar térmica en un futuro cercano.

- Posibilidad de ampliar el alcance fijado en el Código Técnico de Edificación, más allá de su obligatoriedad, en el sentido de incorporar nuevas aplicaciones como ser la climatización y apostar fuertemente por la rehabilitación.
- Mayor relación e incentivos a percibir por parte de las Empresas de Servicios Energéticos (ESE's) de forma que permita un mayor desarrollo del sector.
- La exigencia de mayor eficacia en los programas de ayudas públicas fomentando la eficiencia (o energía útil generada) de las instalaciones, en vez de ayudas al metro cuadrado, como en la actualidad.
- La apertura de nuevos mercados, como el de los Grandes Consumos de Calor mediante el establecimiento de un modelo de "Régimen Especial".
- Y por sobre todas las cosas, el poder contar con un marco regulatorio estable que valore equitativamente la madurez y capacidad de la tecnología solar térmica.

En resumen, si bien la energía solar térmica aporta indudables ventajas, es fundamental que el sector disponga de un sistema regulatorio estable, lo que apoyaría un mayor desarrollo de la tecnología y así tender a la reducción de sus costes de operación, asegurando para los próximos años, el crecimiento de la potencia solar térmica instalada en España.

1.3. La cogeneración

La cogeneración consiste en la producción simultánea de calor y electricidad en el punto de consumo final de energía a partir de un combustible, generalmente gas natural.

La micro-cogeneración se refiere a equipos de pequeña potencia, de menos de 50 kWe, que pueden ser instalados, con facilidad y una inversión reducida, en edificios industriales, del sector terciario y residencial, en edificios públicos, etc. Cuando la cogeneración es a pequeña escala, o mini-cogeneración, se tienen potencias eléctricas comprendidas entre los 50 kWe y los 300 kWe.



Este tipo de generación de energía térmica y de electricidad permite conseguir ahorros de hasta un 40% de energía primaria, ya que se reducen las pérdidas de energía eléctrica en el transporte y distribución de electricidad. Se trata pues de una de las tecnologías que se denomina de generación distribuida.

Los rendimientos de estos equipos son muy elevados, del orden del 85-90%, si se comparan con los de las centrales eléctricas convencionales (del 35% en el caso de las centrales de carbón) y con los de las centrales de ciclo combinado con gas natural (del 85% en las centrales más modernas).

Uno de los requisitos que se precisa para que estas instalaciones sean rentables económicamente es que exista una demanda térmica de varios miles de horas al año, es decir consumo de agua caliente para calefacción y ACS. La energía eléctrica generada es, generalmente, vertida a la red de distribución, ya que ésta energía vendida cuenta con una “prima” al estar contemplada la cogeneración dentro del Régimen Especial de Productores Eléctricos. Debido a la situación económica actual en nuestro país, en enero de 2012 salió el REAL DECRETO 1/2012 por el cual se suprimía dicha “prima”, pero se espera que cuando esta situación económica mejore, se vuelva a introducir.

Actualmente, existen varias tecnologías de micro-cogeneración, pero las más comunes son: las basadas en motores de combustión interna (similares a las de los automóviles), los motores de combustión externa tipo Stirling y las micro-turbinas.

La cogeneración había sido hasta ahora una actividad ligada a la industria, contribuyendo a lograr un sistema productivo eficiente y competitivo, ahorrando energía, emisiones y aportando beneficios a la generación distribuida.

En el contexto actual, de crecientes alzas del precio de la energía, la micro-cogeneración se configura como una tecnología con futuro en los sectores industriales y, también, no industriales, tal y como sucede en Japón y Alemania con más de 20000 y 4000 equipos instaladas anualmente.

Sistemas centralizados vs. Generación distribuida

El fundamento de la alta eficiencia de esta tecnología se basa en que toda producción de electricidad lleva inexorablemente anexa una producción de energía calorífica que si no se utiliza se pierde. Por otro lado, si la energía eléctrica también se consume “in situ”, se evitan pérdidas de transporte que se producirían si la energía eléctrica se tuviera que producir de manera centralizada. Los rendimientos conjuntos entre energía térmica y eléctrica generada rondan el 90% en todas las tecnologías.

También la generación distribuida es útil en zonas en las que la construcción de nuevas líneas es compleja o de mucho coste o en zonas o países con sistemas de transmisión débiles. El desarrollo de la generación distribuida contribuye a dar fiabilidad y robustez al suministro eléctrico.

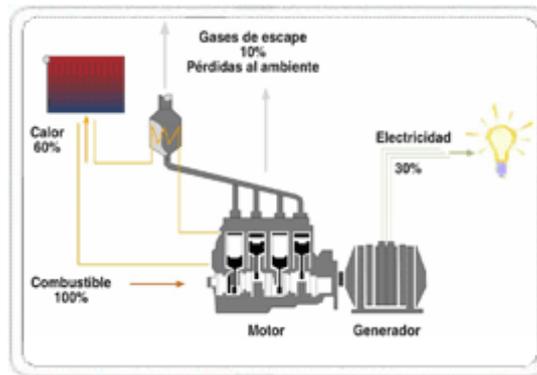


Figura 1.2. Esquema cogeneración

En teoría, en un sistema centralizado de producción exclusiva de electricidad, basado en grandes centrales térmicas, se conseguirían mejores rendimientos y eficiencias genéricas de conversión de energía primaria en electricidad más elevada, pero las eficiencias globales de los sistemas distribuidos de generación combinada de energía calorífica y electricidad pueden producir ahorros de la energía primaria utilizada.

Estas ventajas de la cogeneración han hecho que las Administraciones Públicas españolas la hayan beneficiado con primas y/o incentivos a la producción, así como en la mayoría de los casos prioridad en el despacho eléctrico.

Una de las características propias de la micro-cogeneración es que la totalidad de los elementos que forman la instalación vienen encapsulados de manera compacta, con su aislamiento acústico incluido, de manera que el equipo suele estar listo para ser conectado y puesto en marcha. Por otro lado, los equipos de micro-cogeneración operan con un sistema de regulación y control automáticos y pueden también ser controlados a distancia si fuera necesario.

Cuando se habla de micro-cogeneración, se pueden distinguir tres grandes áreas de aplicación:

Sector residencial

- Áreas residenciales y bloques de viviendas
- Grandes viviendas unifamiliares

Sector terciario

- Hoteles y auditorios
- Residencias de la tercera edad
- Guarderías infantiles
- Centros escolares
- Hospitales
- Polideportivos y piscinas
- Spas y balnearios
- Edificios comerciales
- Edificios industriales en polígonos industriales



Edificios públicos

- Edificios de la Administración

Como ventajas operativas respecto a soluciones convencionales, la micro-cogeneración ocupa espacios reducidos y modulares y no ocupa espacios arquitectónicos que pueden ser utilizados para otros fines. También pudieran utilizarse en caso de emergencia como equipos electrógenos en caso de fallo y suministro de la red.

La micro-cogeneración se diferencia de la cogeneración industrial, no sólo en la capacidad eléctrica instalada de los equipos, sino sobre todo en la modularidad en los mismos. El hecho de que puedan instalar varios módulos compactos en paralelo permite ajustarse a las variaciones de demanda de manera más flexible.

Aspectos medioambientales

Los aspectos medioambientales que deben tenerse en cuenta fundamentalmente en la instalación de motores en micro-cogeneración son las emisiones de CO, NO_x y también de CO₂, así como los ruidos producidos en la instalación y la temperatura de los gases de escape.

En cuanto a la generación de CO, el rango de emisiones de los aparatos comerciales es, en general, menor a 300 mg/Nm³ en cualquier rango de operaciones, incluidos los arranques.

Las emisiones de NO_x son, en general, en los aparatos disponibles en el mercado, menores de 250 mg/Nm³ y las temperaturas de escape de los gases, en torno a 90 °C.

En cuanto a emisiones acústicas, debido a la evolución de las envolventes y la optimización de los sistemas de vibración y silenciadores en los gases de escape, en la actualidad se encuentran en torno a los 50 dB(A) a 1m de la instalación.

Las emisiones de CO₂ dependen de la composición del combustible utilizado, del exceso o pobreza de la mezcla y del régimen de funcionamiento, pero suelen situarse en torno a 250 kg de CO₂/kWh PCI del gas natural.

2. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS



2. MOTIVACIÓN Y OBJETIVOS

Se sabe que la dependencia por los combustibles fósiles no renovables nos está llevando a un punto de quiebre en cuanto a desarrollo y futuro se refiere. Gran parte del efecto invernadero se debe al uso de los combustibles fósiles tanto en la industria como en otros sectores de la economía, y esto ha generado un problema mundial de cambio climático que cada día es más urgente.

Se tiene una fuente de energía diaria procedente del sol gratuita, y el tenerla ya es motivo para intentar desarrollar sistemas que sean capaces de captar dicha energía y emplearla para producir energía. Son rentables y limpios.

Una de las mayores fuentes de contaminación en España es la producida por los aparatos térmicos para la producción de calefacción y agua caliente sanitaria, así como la climatización de aguas en piscinas. Si tenemos en cuenta que con el sol se puede obtener una buena cobertura solar, verificando la normativa fijada por el CTE [1], se puede reducir el consumo de combustible para producir la misma cantidad de energía, así como las emisiones de CO₂. Todo esto nos lleva a elaborar una lista de objetivos a cumplir con el proyecto.

Objetivos

- Estudio de las necesidades energéticas para el suministro de agua caliente sanitaria (ACS) y para la climatización del agua de las piscinas en un centro acuático deportivo.
- Análisis de la radiación solar que llega a nuestros paneles solares.
- Cálculo de la instalación y de la cobertura solar del ACS y piscinas.
- Diseño de la instalación térmica solar.
- Estudio energético y ambiental (emisiones de CO₂) al introducir distintas fuentes de energía auxiliar (caldera; equipo de mini-cogeneración o conjuntamente equipo de mini-cogeneración y caldera), comparándola con la instalación sin colectores solares y por lo tanto sin aprovechar la energía procedente del sol.
- Análisis económico de las distintas opciones de instalación (según la fuente auxiliar introducida), viendo cuál es la más rentable.

Todo esto nos lleva a buscar una eficiencia energética, ahorro económico, rentabilidad, sostenibilidad y reducción del impacto ambiental.

Descripción del centro acuático deportivo

El centro acuático deportivo está situado en Ciudad Real (latitud 39°), en la Av. de las Tablas de Daimiel s/n, 13004. En la figura 2.1 se puede apreciar la explanada donde se situará el edificio y el mismo en proceso de construcción.

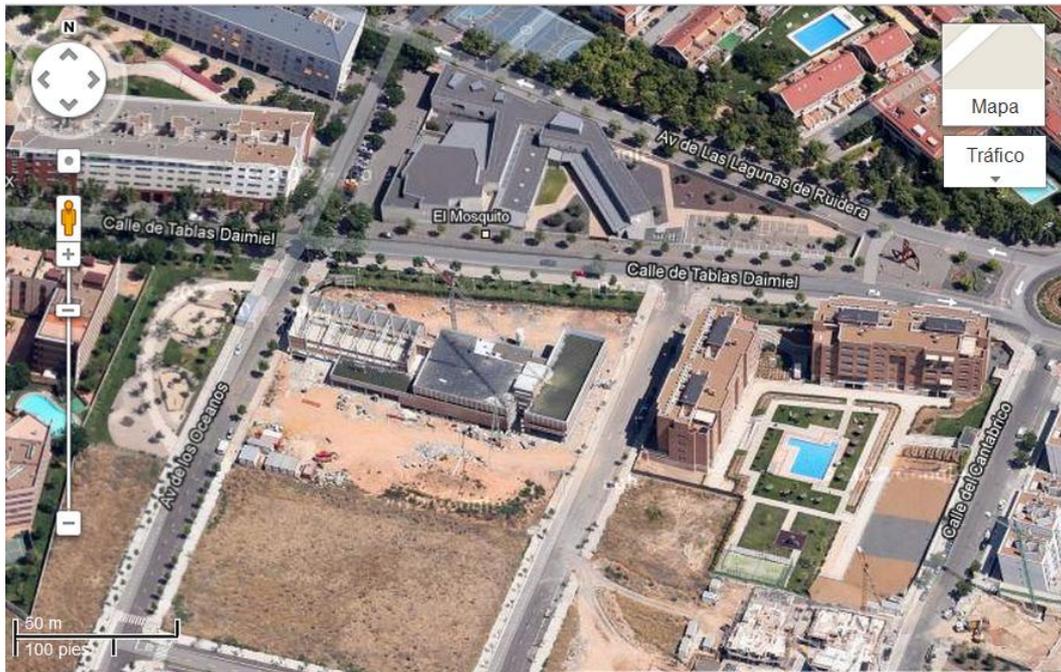


Figura 2.1. Imagen aérea del centro acuático deportivo en construcción

El día del comienzo de la elaboración de este Proyecto Fin de Carrera, dicho centro acuático deportivo estaba aún en obras. El sábado día 14 de Abril se inauguró el centro.

Se dio la oportunidad de elaborar el proyecto sobre un edificio ya construido o sobre uno de propia elaboración. Debido a la dificultad de encontrar planos reales de edificios ya existentes, se decidió tomar los planos del centro en pdf y pasarlos a AutoCAD, por lo que el edificio no es exactamente igual al que se puede encontrar en realidad.

El edificio, tal y como se puede ver en los planos, está formado por dos plantas (planta baja y planta alta).

La planta baja dispone de:

- Piscina de competición (vaso profundo)
- Piscina de calentamiento (vaso poco profundo)
- Piscina Spa
- Sauna
- Sala gimnasio de 564 m²
- Vestuarios
- Cafetería con una capacidad para 29 personas
- Gabinete médico
- Fisioterapeuta
- Cabina de estética



La planta superior dispone de:

- Salas gimnasio de 673 m² y 332 m²
- Sala spinning de 461 m²
- Vestuarios

Características de las piscinas y sus recintos

Humedad relativa: 65%

Piscina de competición (vaso profundo)

- Superficie del vaso: 25 x 20 m
- Volumen del vaso: 845.69 m³
- Temperatura del vaso: 25 °C
- Temperatura del ambiente: 27 °C

Piscina de calentamiento (vaso poco profundo)

- Superficie del vaso: 25 x 12 m
- Volumen del vaso: 448.64 m³
- Temperatura del vaso: 25 °C
- Temperatura del ambiente: 27 °C

Piscina Spa

- Superficie del vaso: 32 x 11 m
- Volumen del vaso: 334.7 m³
- Temperatura del vaso: 27 °C
- Temperatura del ambiente: 29 °C

3. NECESIDADES ENERGÉTICAS

3.1. Cálculo de la carga calorífica mensual de ACS

3.2. Cálculo de la demanda energética para el calentamiento del agua de las piscinas

3. NECESIDADES ENERGÉTICAS

3.1. Cálculo de la carga calorífica mensual de ACS

Para el cálculo de la carga calorífica de ACS que se necesita cada mes, empleamos la expresión (3.1).

$$Q_1 = C_p \cdot N_{\text{días}} \cdot \rho_{\text{agua}} \cdot L_{\text{tACS}} \cdot (T_{\text{acum}} - T_{\text{red}}) \quad (3.1)$$

, donde:

C_p : Calor específico del agua

$N_{\text{días}}$: Número de días del mes

ρ_{agua} : Densidad del agua

L_{tACS} : Demanda de litros al día

T_{acum} : Temperatura de servicio

T_{red} : Temperatura media del agua de red

Para ello hay que calcular el valor de la demanda de litros al día que requiere la instalación.

La tabla 3.1 del Documento Básico HE del CTE [1], nos fija los criterios de demanda a seguir, según el tipo de instalación que se tenga.

criterio de demanda	Litros de ACS/día a 60 °C	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hotel ****	70	por cama
Hotel ***	55	por cama
Hotel/Hostal **	40	por cama
Camping	40	por emplazamiento
Hostal/Pensión *	35	por cama
Residencia (ancianos, estudiantes, etc)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Administrativos	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3 a 5	por kilo de ropa
Restaurantes	5 a 10	por comida
Cafetería	1	por almuerzo

Tabla 3.1. Demanda de ACS al día a 60 °C según el tipo de edificación

En el centro deportivo se tienen duchas colectivas, una cafetería y personal administrativo. Se analiza cada uno de ellos por separado.

Demanda en duchas

Suponemos que a la hora se producen 80 duchas y que el tiempo de apertura del centro deportivo es de 16 horas. Teniendo en cuenta los litros por servicio existente en duchas colectivas, se obtendrían los litros al día que se requieren.

$$L_{\text{duchas}} = 80 \frac{\text{duchas}}{\text{hora}} \cdot 16 \text{ horas} \cdot 15 \frac{\text{l}}{\text{ducha} \cdot \text{día}} = 19200 \frac{\text{l}}{\text{día}}$$

Demanda en cafetería

Para la cafetería se tendrá en cuenta la capacidad de la misma, su horario de apertura, el tiempo aproximado de duración de cada almuerzo, así como el tanto por cierto de ocupación.

La cafetería tiene una capacidad de 29 personas. Suponemos que el tiempo que tarda cada persona en almorzar es de 30 minutos.

Por la mañana, la duración del período de desayuno es de 2 horas, y la ocupación durante las mismas es de un 30% del total de la cafetería. Al medio día, a la hora del almuerzo se supone una ocupación del 100% y una duración de 2 horas. Por la tarde-noche, se supone una ocupación de la cafetería del 20% y un tiempo de 2 horas que dura el período de cena.

De forma matemática se tendría que:

$$t_{\text{desay}} = t_{\text{alm}} = t_{\text{cena}} = 2 \text{ horas}$$

$$t_{\text{almuerzo}} = 30 \text{ minutos}$$

$$\text{Capacidad} = 29 \text{ personas}$$

$$\% \text{ocup}_{\text{desay}} = 0.3$$

$$\% \text{ocup}_{\text{alm}} = 1$$

$$\% \text{ocup}_{\text{cena}} = 0.2$$

Todos estos datos nos permite determinar el número de almuerzos que se estima tendrá la cafetería al día.

$$n^{\circ} \text{ almuerzos} = \frac{t_{\text{desay}} \cdot \% \text{ocup}_{\text{desay}} + t_{\text{alm}} \cdot \% \text{ocup}_{\text{alm}} + t_{\text{cena}} \cdot \% \text{ocup}_{\text{cena}}}{t_{\text{almuerzo}}} \cdot \text{Capacidad}$$

, lo que resultaría una cantidad de almuerzos al día igual a:

$$n^{\circ} \text{ almuerzos} = 174 \text{ almuerzos}$$

Teniendo en cuenta los litros por almuerzo que fija la tabla 3.1, se tendría que los litros al día requeridos por la cafetería son:

$$L_{\text{cafetería}} = 174 \text{ almuerzos} \cdot 1 \frac{1}{\text{almuerzo} \cdot \text{día}} = 174 \frac{1}{\text{día}}$$

Demanda de administrativos

Suponiendo 20 personas administrativas trabajando en las instalaciones deportivas, y viendo lo que la tabla 3.1. nos fija para este grupo de demanda, se tendrían los siguientes litros al día de demanda:

$$L_{\text{administrativos}} = 20 \text{ personas} \cdot 3 \frac{1}{\text{persona} \cdot \text{día}} = 60 \frac{1}{\text{día}}$$

Esto hace una cantidad total de litros al día de:

$$L_{\text{ACS}} = L_{\text{ duchas}} + L_{\text{cafetería}} + L_{\text{administrativos}} = 19430 \frac{1}{\text{día}}$$

Este valor se multiplica por un factor de seguridad ($V_{\text{consdía}}$), según la variación media del consumo. Dicho factor es obtenido de [2], aplicado a viviendas, pero se introduce en el centro deportivo, al tener en cuenta que durante los meses de verano es cuando menos personas acudirán al mismo y siendo los meses de invierno aquellos donde la fluencia de gente es mayor.

En la tabla 3.2 se puede ver el resultado que se tendría para cada uno de los meses.

Mes	L_{ACS} (l/día)	$V_{\text{consdía}}$ %	L_{tACS} (l/día)
Enero	19430	1.12	21762
Febrero	19430	1.08	20984
Marzo	19430	1.03	20013
Abril	19430	1.09	21179
Mayo	19430	1.04	20207
Junio	19430	1.02	19819
Julio	19430	0.9	17487
Agosto	19430	0.79	15350
Septiembre	19430	0.91	17681
Octubre	19430	0.94	18264
Noviembre	19430	1.02	19819
Diciembre	19430	1.08	20984

Tabla 3.2. Demanda de ACS corregida para cada mes

Una vez determinada la demanda de ACS al día, se determina mes a mes la energía que se requiere para elevar dicha cantidad de agua a 60 °C, teniendo en cuenta la temperatura del agua de red.

La temperatura del agua de red se obtiene de [3]. Aplicando la expresión (3.1) se tendría para cada uno de los meses la energía y potencia que se requiere, donde $T_{acum} = 60$ °C.

Mes	L_{tACS} (l/día)	$N_{días}$ (días)	T_{red} (°C)	Q_{ACS} (MJ)	P_{ACS} (kW)
Enero	21762	31	5	155092.7	57.90
Febrero	20984	28	6	132624.8	54.82
Marzo	20013	31	8	134850.1	50.35
Abril	21179	30	10	132790.4	51.23
Mayo	20207	31	11	128304.0	47.90
Junio	19819	30	12	119292.1	46.02
Julio	17487	31	13	106500.4	39.76
Agosto	15350	31	12	95472.7	35.65
Septiembre	17681	30	11	108644.5	41.92
Octubre	18264	31	10	118333.8	44.18
Noviembre	19819	30	8	129233.1	49.86
Diciembre	20984	31	5	149553.7	55.84

Tabla 3.3. Necesidades del ACS

Graficando mes a mes obtenemos la siguiente representación:

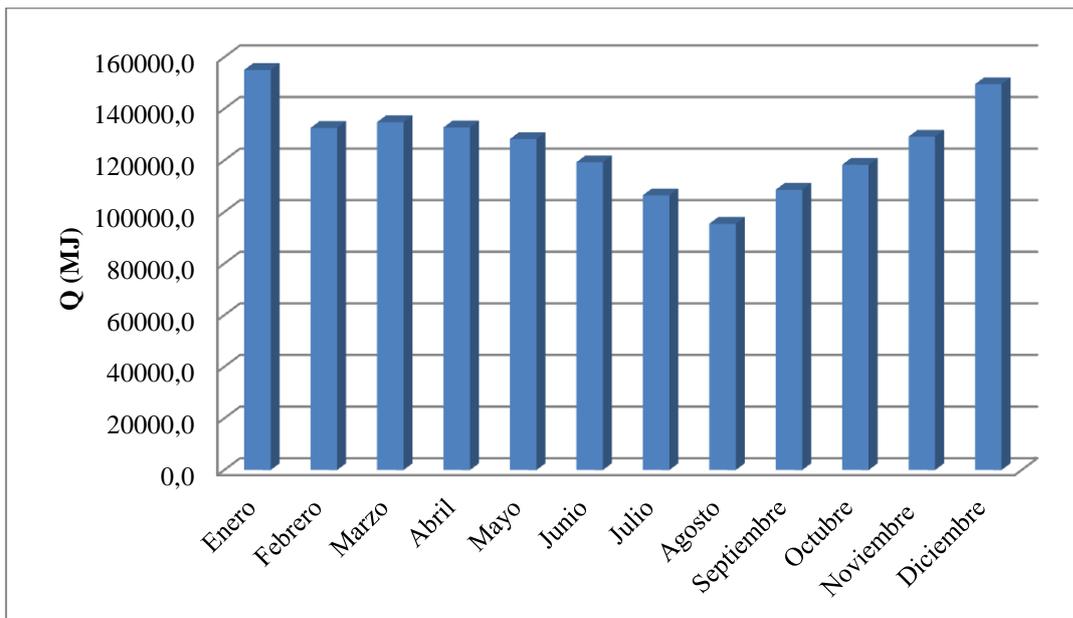


Figura 3.1. Necesidades de ACS en MJ

3.2. Cálculo de la demanda energética para el calentamiento del agua de las piscinas

Tal y como se define en [3], el cálculo de la demanda energética en instalaciones de calentamiento de piscinas depende de las pérdidas térmicas en la pila de la piscina.

Las pérdidas o ganancias en piscinas cubiertas vienen dadas por:

- Pérdidas por radiación
- Pérdidas por convección
- Pérdidas por evaporación
- Pérdidas por renovación del agua del vaso

Cada una de ellas se analizará por separado.

3.2.1. Pérdidas por radiación

Las pérdidas por radiación son las existentes entre el agua de los vasos y los cerramientos que rodean los mismos. Se determinan aplicando la ecuación general de transmisión de calor por radiación.

$$P_{\text{rad}} = \sigma \cdot \varepsilon \cdot S \cdot (T_w^4 - T_c^4) \quad (3.2)$$

, donde:

σ : Constante de Stefan – Boltzman ($\sigma = 5.678 \cdot 10^{-8} \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^4$)

ε : Emisividad del agua

S: Superficie del vaso

T_w : Temperatura del agua del vaso

T_c : Temperatura de los cerramientos

A través de los cerramientos existen pérdidas de calor y son debidas a que los cerramientos están a una temperatura inferior a la del ambiente del recinto. Por ello, el agua de las piscinas tendrá pérdidas por radiación con los cerramientos del recinto.

Si se realizase un cálculo preciso habría que determinar los factores de forma del recinto, pero al ser las pérdidas por radiación muy pequeñas en comparación con el resto de las pérdidas, suponemos una temperatura fija constante para todos los cerramientos, y aplicamos la expresión genérica de transmisión de calor por radiación. Si la temperatura más pequeña del agua es de 25 °C, suponemos que los cerramientos están a una temperatura inferior. Las características de cada uno de los vasos se recogen en las siguientes tablas.

Superficie de cada vaso	S (m ²)
Vaso profundo	497.03
Vaso poco profundo	300.06
Piscina Spa	334.7

Tabla 3.4. Superficie de cada vaso

Temperatura de cada vaso	T_w (°C)
Vaso profundo	25
Vaso poco profundo	25
Piscina Spa	27

Tabla 3.5. Temperatura de cada vaso

Temperatura cerramientos	T_c (°C)
Vaso profundo	24
Vaso poco profundo	24
Piscina Spa	26

Tabla 3.6. Temperatura cerramientos de cada vaso

Por otro lado, el valor de la emisividad del agua es de:

$$\varepsilon = 0.95$$

Para cada uno de los vasos se aplica la expresión (3.2) de pérdidas por radiación, obteniendo los siguientes resultados:

Pérdidas por radiación	P_{rad} (kW)
Vaso profundo	2.82
Vaso poco profundo	1.70
Piscina Spa	1.94

Tabla 3.7. Pérdidas por radiación

3.2.2. Pérdidas por convección

Las pérdidas por convección son las existentes entre el aire que rodea a cada una de las piscinas y el agua de las mismas. Se determinan con la expresión de transmisión de calor por convección.

$$P_{\text{conv}} = h \cdot S \cdot (T_w - T_a) \quad (3.3)$$

, donde:

h: Coeficiente de película

S: Superficie del vaso

T_w: Temperatura del agua del vaso

T_a: Temperatura del ambiente

Para poder aplicar las correlaciones correctamente suponemos que la temperatura de los vasos se mantiene uniforme y que tanto el aire como el vapor de agua son gases ideales.

Para calcular el coeficiente de película, hay que determinar previamente el número de Nusselt, mediante la expresión (3.4).

$$\text{Nu} = \frac{h \cdot L}{k_f} \rightarrow h = \frac{\text{Nu} \cdot k_f}{L} \quad (3.4)$$

Se tiene una convección libre de flujo externo, donde la superficie del agua se podría considerar una placa plana horizontal. La superficie superior es el aire, que es la caliente, y la inferior es el agua que estaría a una temperatura menor y sería la superficie fría. Por ello se emplea la correlación (3.5), obtenida de [4].

$$\overline{\text{Nu}}_L = C \cdot \text{Ra}_L^n \quad (3.5)$$

, donde:

Tipo de flujo	Ra_L	C	n
Laminar	$10^4 - 10^7$	0.54	1/4
Turbulento	$10^7 - 10^{11}$	0.15	1/3

Tabla 3.8. Coeficientes C y n según el tipo de flujo

, y donde el número de Rayleigh es obtenido de [5], cuya expresión es:

$$\text{Ra} = \text{Gr} \cdot \text{Pr} = \frac{g \cdot (\rho_s - \rho_\infty) \cdot L^3}{\rho \cdot \alpha \cdot \nu} \quad (3.6)$$

, con:

$$L = S/p \quad \text{y} \quad \rho = \frac{\rho_s + \rho_\infty}{2}$$

, donde:

L: Longitud característica

S: Superficie del vaso

P: Perímetro del vaso

ρ_s : Densidad de la superficie del vaso

ρ_∞ : Densidad del ambiente

g: Aceleración de la gravedad

α : Difusividad térmica

ν : Viscosidad cinemática

Hay que tener en cuenta que se tiene en el aire del recinto de las piscinas un fluido no homogéneo y por lo tanto, las diferencias de densidad se deben a los efectos

combinados de las diferencias de temperatura y de concentración (se tiene aire con vapor), con lo cual, se emplean las correlaciones de convección de masa (3.6).

En el caso de que tuviéramos fluidos homogéneos, sin gradientes de concentración (es decir, únicamente aire), se aplicarían las correlaciones de transmisión de calor por convección.

La mezcla aire - vapor de agua del ambiente es diluida y como consecuencia, pueden usarse las propiedades del aire seco para la mezcla, a la temperatura promedio entre el ambiente y la temperatura del agua de cada vaso.

$$T_m = \frac{T_a + T_w}{2}$$

Vaso	T _w (°C)	T _a (°C)	T _m (°C)
Profundo	25	27	26
Poco profundo	25	27	26
Piscina Spa	27	29	28

Tabla 3.9. Temperatura de los vasos, aire y la media de ambas

La presión a la que se encuentra el recinto de la piscina es de 1 atm, lo que equivale a 101325 Pa. Para cada vaso se pueden determinar las propiedades del aire seco a cada temperatura promedio, y determinar así los valores de “ α ” y “ v ”.

Acudimos a las tablas de [4] e interpolamos para cada temperatura media, al no estar tabuladas exactamente dichas temperaturas. En la tabla 3.10 adjunta se pueden ver los valores de “ α ” y “ v ” obtenidos para cada temperatura media.

Vaso	T _m (°C)	$\alpha \cdot 10^6$ (m ² /s)	$v \cdot 10^6$ (m ² /s)
Profundo	26	21.536	15.704
Poco profundo	26	21.536	15.704
Piscina Spa	28	21.808	15.892

Tabla 3.10. Propiedades “ α ” y “ v ” del aire a la temperatura media de cada vaso

Se procede a determinar las densidades de la mezcla en la interface agua-aire y lejos de la superficie, para poder llevar su diferencia a la expresión (3.6). La densidad de una mezcla en un lugar es igual a la suma de las densidades de sus constituyentes en ese lugar, determinándose con las expresiones (3.7) y (3.8).

$$\rho_s = \rho_{v,s} + \rho_{a,s} \quad (3.7)$$

, donde:

$\rho_{v,s}$: Densidad del vapor de agua en la superficie del vaso

$\rho_{a,s}$: Densidad del aire seco en la superficie del vaso

Por otro lado:

$$\rho_{\infty} = \rho_{v,\infty} + \rho_{a,\infty} \quad (3.8)$$

, donde:

$\rho_{v,\infty}$: Densidad del vapor de agua en el ambiente

$\rho_{a,\infty}$: Densidad del aire seco en el ambiente

Para poder determinar las densidades se aplica la Ley de los Gases Ideales (3.9) tanto al vapor como al aire, y para ello, hay que calcular todas y cada una de las presiones tanto en el ambiente como en la superficie.

$$\rho = \frac{p}{R_g \cdot T} \quad (3.9)$$

Al igual que con las densidades, se verifica que la diferencia entre la presión atmosférica que se tiene en el recinto de la piscina, y la presión de vapor determina la presión del aire sobre la superficie y en el ambiente.

$$p_{\text{recinto}} = p_{v,s} + p_{a,s} \quad (3.10)$$

$$p_{\text{recinto}} = p_{v,\infty} + p_{a,\infty} \quad (3.11)$$

La " p_{recinto} " tal y como se dijo anteriormente es 1 atm. Se determinan las presiones de vapor sobre la superficie de las piscinas y sobre el ambiente ($p_{v,s}$ y $p_{v,\infty}$). En la superficie de la piscina se tiene, por cada vaso, una determinada temperatura, y una presión de vapor, cuyo valor se obtiene de las tablas de [4], interpolando sus valores. En la tabla 3.11 se adjuntan dichos valores.

Vaso	T_w (°C)	$p_{v,s}$ (Pa)
Profundo	25	3169
Poco profundo	25	3169
Piscina Spa	27	3600

Tabla 3.11. Presión de vapor sobre las superficies de los vasos

Se calculan las presiones de vapor sobre el ambiente, llamado " ∞ ", teniendo en cuenta que el recinto tiene una humedad del 65%, con la expresión (3.12).

$$p_{v,\infty} = \phi \cdot p_{\text{sat a } T_\infty} \quad (3.12)$$

, donde:

ϕ : Humedad relativa

$p_{\text{sat a } T_\infty}$: Presión de saturación del agua a la temperatura del ambiente

Para cada vaso, se tendrá una presión de saturación del agua distinta, según su temperatura del ambiente. En la siguiente tabla (tabla 3.12) se indican las presiones de saturación y la presión de vapor del ambiente, calculadas con (3.12).

Vaso	ϕ (%)	T_a (°C)	$p_{\text{sat a } T_\infty}$ (Pa)	$p_{v,\infty}$ (Pa)
Profundo	65	27	3599.8	2340
Poco profundo	65	27	3599.8	2340
Piscina Spa	65	29	4030.6	2620

Tabla 3.12. Presiones de saturación y de vapor sobre el ambiente de los vasos

Finalmente, conocida la presión del recinto se determinan las presiones del aire seco sobre la superficie del agua y en el ambiente (3.10) y (3.11). Las presiones quedan resumidas en la siguiente tabla.

Vaso	$p_{v,s}$ (Pa)	$p_{v,\infty}$ (Pa)	$p_{a,s}$ (Pa)	$p_{a,\infty}$ (Pa)
Profundo	3169	2340	98156	98985
Poco profundo	3169	2340	98156	98985
Piscina Spa	3600	2620	97725	98705

Tabla 3.13. Presiones de vapor y en el aire seco sobre la superficie y en el ambiente

Una vez conocidas todas las presiones, aplicando la ecuación (3.9), se determinan las densidades.

Densidad de vapor y del aire seco sobre la superficie de los vasos

Aplicando la ecuación (3.9) se tendría que:

$$\rho_{a,s} = \frac{p_{a,s}}{R_a \cdot T_s} \quad \text{y} \quad \rho_{v,s} = \frac{p_{v,s}}{R_v \cdot T_s}$$

, donde:

$$R_a = \frac{R}{PM(\text{aire})} \quad \text{y} \quad R_v = \frac{R}{PM(H_2O)}$$

, con:

$$R = 8.314 \text{ J/K} \cdot \text{mol} \quad PM(\text{aire}) = 28.84 \text{ g/mol} \quad PM(H_2O) = 18 \text{ g/mol}$$

En la siguiente tabla se introducen todas las variables necesarias.

Vaso	T_s (°C)	R_a (J/kg·K)	R_v (J/kg·K)	$p_{a,s}$ (Pa)	$p_{v,s}$ (Pa)
Profundo	25	288.3	461.9	98156	3169
Poco profundo	25	288.3	461.9	98156	3169
Piscina Spa	27	288.3	461.9	97725	3600

Tabla 3.14. Resumen de presiones calculadas sobre la superficie

Con la expresión (3.9) se determinan las densidades sobre la superficie y con (3.7), se tendría el siguiente resultado final (ver tabla 3.15).

Vaso	$\rho_{a,s}$ (kg/m ³)	$\rho_{v,s}$ (kg/m ³)	ρ_s (kg/m ³)
Profundo	1.143	0.023	1.166
Poco profundo	1.143	0.023	1.166
Piscina Spa	1.130	0.026	1.156

Tabla 3.15. Densidad del aire seco, del vapor y la total sobre la superficie de los vasos

Densidad de vapor y del aire seco sobre el ambiente

De igual forma se procede con el ambiente.

Aplicando la Ley de los Gases Ideales se tendría que:

$$\rho_{a,\infty} = \frac{p_{a,\infty}}{R_a \cdot T_\infty} \quad \text{y} \quad \rho_{v,\infty} = \frac{p_{v,\infty}}{R_v \cdot T_\infty}$$

, donde:

$$R_a = \frac{R}{PM(\text{aire})} \quad \text{y} \quad R_v = \frac{R}{PM(\text{H}_2\text{O})}$$

, con:

$$R = 8.314 \frac{\text{J}}{\text{K} \cdot \text{mol}}$$

$$PM(\text{aire}) = 28.84 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \quad \text{y} \quad PM(\text{H}_2\text{O}) = 18 \frac{\text{g}}{\text{mol}}$$

En la siguiente tabla se introducen todas las variables calculadas.

Vaso	T_∞ (°C)	R_a (J/kg·K)	R_v (J/kg·K)	$p_{a,\infty}$ (Pa)	$p_{v,\infty}$ (Pa)
Profundo	27	288.3	461.9	98985	2340
Poco profundo	27	288.3	461.9	98985	2340
Piscina Spa	29	288.3	461.9	98705	2620

Tabla 3.16. Resumen de presiones calculadas sobre el ambiente

Con la expresión (3.9) se determinan las densidades sobre el ambiente y con (3.8), se tendría el siguiente resultado final (ver tabla 3.17).

Vaso	$\rho_{a,\infty}$ (kg/m ³)	$\rho_{v,\infty}$ (kg/m ³)	ρ_{∞} (kg/m ³)
Profundo	1.145	0.017	1.161
Poco profundo	1.145	0.017	1.161
Piscina Spa	1.134	0.019	1.153

Tabla 3.17. Densidad del aire seco, del vapor y la total sobre el ambiente

Únicamente falta por determinar:

$$L = S/p \qquad \rho = \frac{\rho_s + \rho_{\infty}}{2}$$

, para obtener el valor del n° de Rayleigh.

Vaso	S (m ²)	P (m)	L (m)
Profundo	497.03	89.72	5.54
Poco profundo	300.06	73.89	4.06
Piscina Spa	334.7	84.37	3.97

Tabla 3.18. Superficie, perímetro y longitud característica de cada vaso

Vaso	ρ_s (kg/m ³)	ρ_{∞} (kg/m ³)	ρ (kg/m ³)
Profundo	1.166	1.161	1.164
Poco profundo	1.166	1.161	1.164
Piscina Spa	1.156	1.153	1.154

Tabla 3.19. Densidad sobre la superficie, ambiente y la media de ambas

En la tabla 3.20 se resume todas las variables necesarias para calcular el número de Rayleigh (3.6), así como su valor para cada uno de los vasos.

Vaso	ρ_s (kg/m ³)	ρ_{∞} (kg/m ³)	ρ (kg/m ³)	L (m)	$\alpha \cdot 10^6$ (m ² /s)	$\nu \cdot 10^6$ (m ² /s)	Ra
Profundo	1.166	1.161	1.164	5.54	21.536	15.704	$1.77 \cdot 10^{10}$
Poco profundo	1.166	1.161	1.164	4.06	21.536	15.704	$6.96 \cdot 10^9$
Piscina Spa	1.156	1.153	1.154	3.97	21.808	15.892	$5.24 \cdot 10^9$

Tabla 3.20. Resumen de todas las variables necesarias para calcular el número de Rayleigh y su valor

Según la tabla 3.8 el tipo de flujo que se tiene es turbulento, por lo que los valores de “C” y de “n” corresponderán a dicho tipo de flujo.

Con estos valores, se puede determinar para cada vaso el número de Nusselt (3.5), cuyos valores se especifican en la tabla 3.21.

Vaso	C	n	Ra	Nu
Profundo	0.15	1/3	$1.77 \cdot 10^{10}$	390.64
Poco profundo	0.15	1/3	$6.96 \cdot 10^9$	286.35
Piscina Spa	0.15	1/3	$5.24 \cdot 10^9$	260.59

Tabla 3.21. Valores del número de Rayleigh y de Nusselt

Con el valor del n° de Nusselt, y los valores de la conductividad térmica del aire a la temperatura promedio, se determinan los coeficientes de película para cada vaso (3.4), obteniendo los resultados siguientes:

Vaso	Nu	k_f (W/m·K)	L (m)	h (W/m ² ·K)
Profundo	390.64	0.0256	5.54	1.804
Poco profundo	286.35	0.0256	4.06	1.804
Piscina Spa	260.59	0.0257	3.97	1.690

Tabla 3.22. Coeficiente de película para cada vaso y sus variables

Finalmente las pérdidas/ganancias de calor por convección en las piscinas, se obtienen mediante la expresión de la ecuación general de transmisión de calor por convección (3.3).

Los resultados son:

Vaso	h (W/m ² ·K)	S (m ²)	T _w (°C)	T _a (°C)	P _{conv} (kW)
Profundo	1.804	497.03	25	27	-1.8
Poco profundo	1.804	300.06	25	27	-1.1
Piscina Spa	1.690	334.7	27	27	-1.1

Tabla 3.23. Ganancias de calor por convección de cada vaso

Los resultados son negativos puesto que las piscinas ganan calor por convección al estar el aire que rodea las superficies más calientes que la propia superficie de los vasos.

3.2.3. Pérdidas por evaporación

Cuando el agua se evapora del vaso de la piscina se absorbe calor por lo que se produce un enfriamiento del resto del agua de la piscina que no se evapora.

Las pérdidas por evaporación “P_{evap}” se calculan con la expresión:

$$P_{\text{evap}} = \dot{m}_v \cdot L_w \quad (3.13)$$

, donde:

\dot{m}_{evap} : Cantidad de agua que se evapora

L_w: Calor latente de vaporización del agua

Para el cálculo de la cantidad de agua que se evapora, se emplean las correlaciones de la teoría de la transferencia de masa [5]. Para poder aplicar las correlaciones correctamente, suponemos que la temperatura de los vasos se mantiene uniforme y que tanto el aire como el vapor de agua son gases ideales.

La cantidad de agua evaporada viene dada por la expresión:

$$\dot{m}_v = h_{\text{masa}} \cdot S \cdot (\rho_{v,s} - \rho_{v,\infty}) \quad (3.14)$$

El coeficiente de película se determinaría con el número de Sherwood (3.15).

$$\text{Sh} = \frac{h_{\text{masa}} \cdot L}{D_{AB}} \quad (3.15)$$

, siendo “ D_{AB} ” la difusividad de masa y “ L ” la longitud característica.

Al igual que con las pérdidas por convección, la superficie de las piscinas se consideran como una placa horizontal, cuya superficie superior es la caliente y la inferior es la fría. En una convección natural, para un régimen turbulento, se emplearía la correlación siguiente:

$$\text{Sh} = 0.15 \cdot (\text{Gr} \cdot \text{Sc})^{1/3} \quad (3.16)$$

Para calcular el valor de Gr se emplea (3.17),

$$\text{Gr} = \text{Ra} / \text{Pr} \quad (3.17)$$

, donde el n° de Prandtl es:

$$\text{Pr} = \frac{\nu}{\alpha} \quad (3.18)$$

El número de Rayleigh está determinado en las pérdidas de calor por convección (tabla 3.20), por lo que únicamente sería necesario determinar el valor del número de Prandtl con (3.18).

Por otro lado, el valor del número de Schmidt es:

$$\text{Sc} = \frac{\nu}{D_{AB}} \quad (3.19)$$

Las propiedades de viscosidad cinemática, “ ν ” y difusividad térmica, “ α ”, también están calculadas en las pérdidas de calor por convección (tabla 3.10), por lo que el cálculo del número de Prandtl con (3.18) es inmediato.

La difusividad de la masa depende de la temperatura media promedio previamente calculada en las pérdidas por convección, y su valor se obtiene de [5].

Se introducen todos los valores necesarios para determinar las variables de la pérdida de masa en la siguiente tabla:

Vaso	$\alpha \cdot 10^6$ (m ² /s)	$\nu \cdot 10^6$ (m ² /s)	Ra	D_{AB} (m ² /s)
Profundo	21.536	15.704	$1.77 \cdot 10^{10}$	$2.52 \cdot 10^{-5}$
Poco profundo	21.536	15.704	$6.96 \cdot 10^9$	$2.52 \cdot 10^{-5}$
Piscina Spa	21.808	15.892	$5.24 \cdot 10^9$	$2.55 \cdot 10^{-5}$

Tabla 3.24. Variables necesarias para calcular la pérdida de masa

Una vez calculado el valor del número de Prandtl se determina el valor del número de Grashof (3.17) y con ellos dos el número de Sherwood (3.16). Conocida la longitud característica definida en las pérdidas de convección como el cociente entre el área de superficie de los vasos y sus correspondientes perímetros, y la difusividad, finalmente el valor del coeficiente de película de transferencia de masa.

Vaso	Pr	Gr	Sc	Sh
Profundo	0.7292	$2.42 \cdot 10^{10}$	0.6237	370.803
Poco profundo	0.7292	$9.54 \cdot 10^9$	0.6237	271.814
Piscina Spa	0.7287	$7.20 \cdot 10^9$	0.6222	247.226

Tabla 3.25. Variables para el cálculo del número de Sherwood

Vaso	Sh	D_{AB} (m ² /s)	L (m)	h_{masa} (m/s)
Profundo	370.803	$2.52 \cdot 10^{-5}$	5.54	$1.69 \cdot 10^{-3}$
Poco profundo	271.814	$2.52 \cdot 10^{-5}$	4.06	$1.69 \cdot 10^{-3}$
Piscina Spa	247.226	$2.55 \cdot 10^{-5}$	3.97	$1.59 \cdot 10^{-3}$

Tabla 3.26. Variables necesarias para el cálculo del coeficiente de pérdida de masa y su valor

Finalmente se obtiene la cantidad de agua que se evapora con (3.14), y por último la potencia que hay que tener en cuenta por el agua que se evapora con (3.13).

Vaso	h_{masa} (m/s)	S (m ²)	$\rho_{v,s}$ (kg/m ³)	$\rho_{v,\infty}$ (kg/m ³)	\dot{m}_v (kg/s)
Profundo	$1.69 \cdot 10^{-3}$	497.03	0.023	0.017	$5.14 \cdot 10^{-3}$
Poco profundo	$1.69 \cdot 10^{-3}$	300.06	0.023	0.017	$3.104 \cdot 10^{-3}$
Piscina Spa	$1.59 \cdot 10^{-3}$	334.7	0.026	0.019	$3.834 \cdot 10^{-3}$

Tabla 3.27. Variables necesarias para el cálculo del flujo de agua evaporada y su valor

Vaso	\dot{m}_v (kg/s)	L_w (kJ/kg)	P_{evap} (kW)
Profundo	$5.14 \cdot 10^{-3}$	2500	12.853
Poco profundo	$3.104 \cdot 10^{-3}$	2500	7.759
Piscina Spa	$3.834 \cdot 10^{-3}$	2500	9.585

Tabla 3.28. Pérdidas por evaporación de cada vaso

3.2.4. Pérdidas por renovación del agua del vaso

Para ello se emplea la siguiente expresión, donde el agua entrada de red, debe ser calentada hasta la temperatura de cada vaso.

$$P_{renov} = L_{renov} \cdot \rho_w \cdot C_p \cdot (T_w - T_{red}) \quad (3.20)$$

, donde:

L_{renov} : Caudal de agua a reponer

ρ_w : Densidad del agua

C_p : Calor específico del agua

T_w : Temperatura del agua del vaso

T_{red} : Temperatura del agua de red

Según [6] y [7], en piscinas públicas deberá haber una aportación de agua nueva diaria del 5% del volumen del agua del vaso, por lo que conocido el volumen de cada uno de los vaso, se determina el caudal de agua a aportar.

Vaso	V (m ³)	L_{renov} (m ³ /s)	T_w (°C)
Profundo	845.693	$4.89 \cdot 10^{-4}$	25
Poco profundo	448.64	$2.60 \cdot 10^{-4}$	25
Piscina Spa	334.7	$1.94 \cdot 10^{-4}$	27

Tabla 3.29. Volumen, caudal de agua a reponer y temperatura del vaso de cada piscina

La temperatura del agua de red la obtenemos del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura [3], y la temperatura de cada uno de los vasos se conoce.

Siendo $\rho_w = 1000 \text{ kg/m}^3$ y $C_p = 4180 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$, se calcula el valor de la potencia de renovación de cada uno de los vasos, que para cada mes tendrá un valor distinto, al ser el agua de red cada mes distinta.

Mes	T_r (°C)	$P_{\text{renov prof.}}$ (kW)	$P_{\text{renov poco prof.}}$ (kW)	$P_{\text{renov pisc. spa}}$ (kW)	$P_{\text{renov total}}$ (kW)
Enero	5	40.9	21.7	17.8	80.4
Febrero	6	38.9	20.6	17.0	76.5
Marzo	8	34.8	18.4	15.4	68.6
Abril	10	30.7	16.3	13.8	60.7
Mayo	11	28.6	15.2	13.0	56.8
Junio	12	26.6	14.1	12.1	52.8
Julio	13	24.5	13.0	11.3	48.9
Agosto	12	26.6	14.1	12.1	52.8
Septiembre	11	28.6	15.2	13.0	56.8
Octubre	10	30.7	16.3	13.8	60.7
Noviembre	8	34.8	18.4	15.4	68.6
Diciembre	5	40.9	21.7	17.8	80.4

Tabla 3.30. Pérdidas por renovación del agua de los vasos cada mes

3.2.5. Pérdidas totales en piscinas

Las pérdidas totales de las piscinas son la suma de cada una de ellas.

$$P_{\text{piscinas}} = P_{\text{rad}} + P_{\text{conv}} + P_{\text{evap}} + P_{\text{renov}} \quad (3.21)$$

Mes	$N_{\text{días}}$ (días)	P_{rad} (kW)	P_{conv} (kW)	P_{evap} (kW)	P_{renov} (kW)	P_{piscinas} (kW)	Q_{piscinas} (MJ)
Enero	31	6.5	-4.0	30.20	80.4	113.1	302873.7
Febrero	28	6.5	-4.0	30.20	76.5	109.1	264030.2
Marzo	31	6.5	-4.0	30.20	68.6	101.3	271210.1
Abril	30	6.5	-4.0	30.20	60.7	93.4	242033.4
Mayo	31	6.5	-4.0	30.20	56.8	89.4	239546.6
Junio	30	6.5	-4.0	30.20	52.8	85.5	221605.3
Julio	31	6.5	-4.0	30.20	48.9	81.6	218437.6
Agosto	31	6.5	-4.0	30.20	52.8	85.5	228992.1
Septiembre	30	6.5	-4.0	30.20	56.8	89.4	231819.3
Octubre	31	6.5	-4.0	30.20	60.7	93.4	250101.1
Noviembre	30	6.5	-4.0	30.20	68.6	101.3	262461.4
Diciembre	31	6.5	-4.0	30.20	80.4	113.1	302873.7

Tabla 3.31. Resumen de todas las pérdidas de las piscinas

En la figura 3.2 se representan las necesidades de cada una de las piscinas por separado.

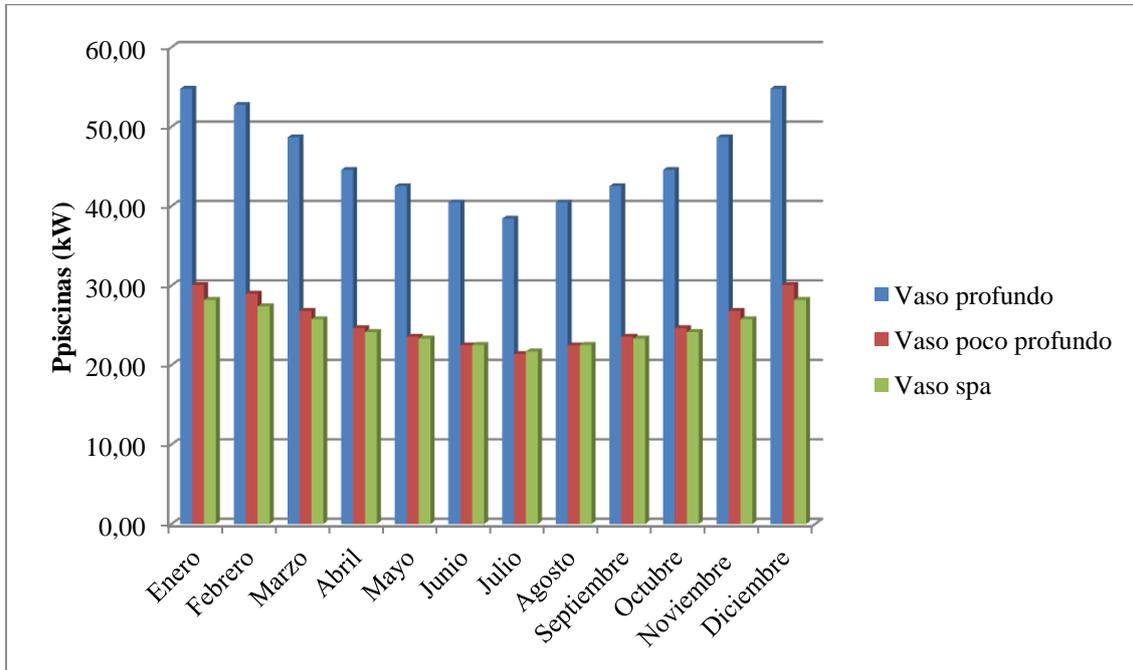


Figura 3.2. Necesidades de cada uno de los vasos en unidades de potencia

En la figura 3.3 se unen las necesidades térmicas de A.C.S. y las de las piscinas.

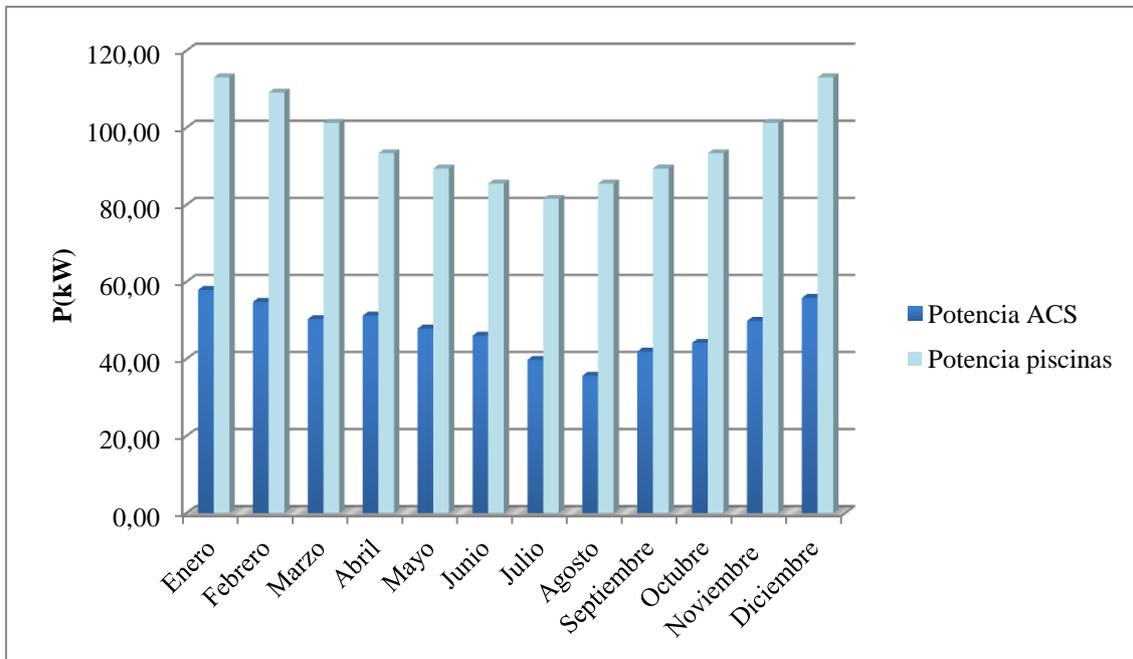


Figura 3.3. Necesidades del ACS y piscinas en unidades de potencia

4. COBERTURA SOLAR DEL ACS Y PISCINAS

4.1. Cálculos astronómicos y radiación solar

4.2. Contribución solar mínima según normativa

4.3. Parámetros de la instalación

4.4. Sistema de ecuaciones de la instalación

4.5. Cobertura solar

4. COBERTURA SOLAR DEL ACS Y PISCINAS

4.1. Cálculos astronómicos y radiación solar

4.1.1. Irradiación solar

Antes de analizar la astronomía del sol y su posición para un mayor aprovechamiento de la energía solar, acudimos a fuentes de centros astronómicos, donde nos facilitan los datos de irradiación solar mes a mes. En la página web [8] se obtienen los valores de la irradiación solar total diaria media de cada mes sobre un plano horizontal, así como su relación con la difusa. Dichos valores para la localización donde se está, se pueden ver en la tabla 4.1.

Mes	I (Wh/m ²)	D/G	I _d (Wh/m ²)
Enero	2150	0,47	1011
Febrero	3190	0,36	1148
Marzo	4620	0,37	1709
Abril	5790	0,34	1969
Mayo	6620	0,35	2317
Junio	7790	0,26	2025
Julio	7990	0,23	1838
Agosto	7060	0,25	1765
Septiembre	5340	0,29	1549
Octubre	3800	0,34	1292
Noviembre	2560	0,39	998
Diciembre	2120	0,5	1060

Tabla 4.1. Irradiación total y difusa

, donde:

I: Irradiación total diaria media de cada mes sobre un plano horizontal

D/G: Ratio que relaciona la irradiación solar difusa con la total sobre plano horizontal

I_d: Irradiación difusa media de cada mes sobre un plano horizontal

Para determinar la radiación solar que le llega al panel solar de una forma precisa es necesario fijar la inclinación del panel solar y realizar un estudio de cielo, estudio que se hará en el apartado 4.1.4. En el apartado siguiente se fijará la inclinación de los paneles solares.

4.1.2. Inclinación óptima de los paneles solares

Tal y como se ha determinado, la irradiación total diaria media de cada mes sobre un plano en Ciudad Real es de:

Mes	I (Wh/m ²)	I (MJ/m ²)
Enero	2150	7.7
Febrero	3190	11.5
Marzo	4620	16.6
Abril	5790	20.8
Mayo	6620	23.8
Junio	7790	28.0
Julio	7990	28.8
Agosto	7060	25.4
Septiembre	5340	19.2
Octubre	3800	13.7
Noviembre	2560	9.2
Diciembre	2120	7.6

Tabla 4.2. Irradiación total diaria media

En [3] se aportan factores de corrección para distintos ángulos de inclinación, según la latitud donde se esté colocando la instalación solar.

Ciudad Real tiene una latitud de:

$$\Phi = 39^\circ$$

El Código Técnico de la Edificación [1] nos fija una inclinación mínima y máxima, en función del ángulo de azimut (figura 4.1) y de la latitud.

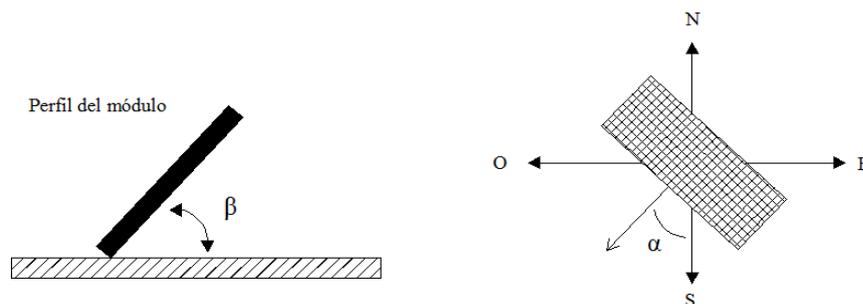


Figura 4.1. Esquema de los ángulos del colector

Ángulo de azimut, “ α ”, es el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del captador y el meridiano. En nuestro caso tiene un valor igual a:

$$\alpha = 0^\circ$$

El sur está a 14° con respecto a la posición horizontal del edificio. Las placas, en principio estarán colocadas 14° respecto de la posición horizontal hacia el Oeste, para estar así orientadas hacia el Sur.

Se determinan los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecida, para ver si dicha inclinación es correcta o no.

Las pérdidas máximas son del 10%, para superposición, del 20% y para integración arquitectónica, del 40%. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

Viendo la figura 4.2 adjunta, procedente del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de baja temperatura [3],

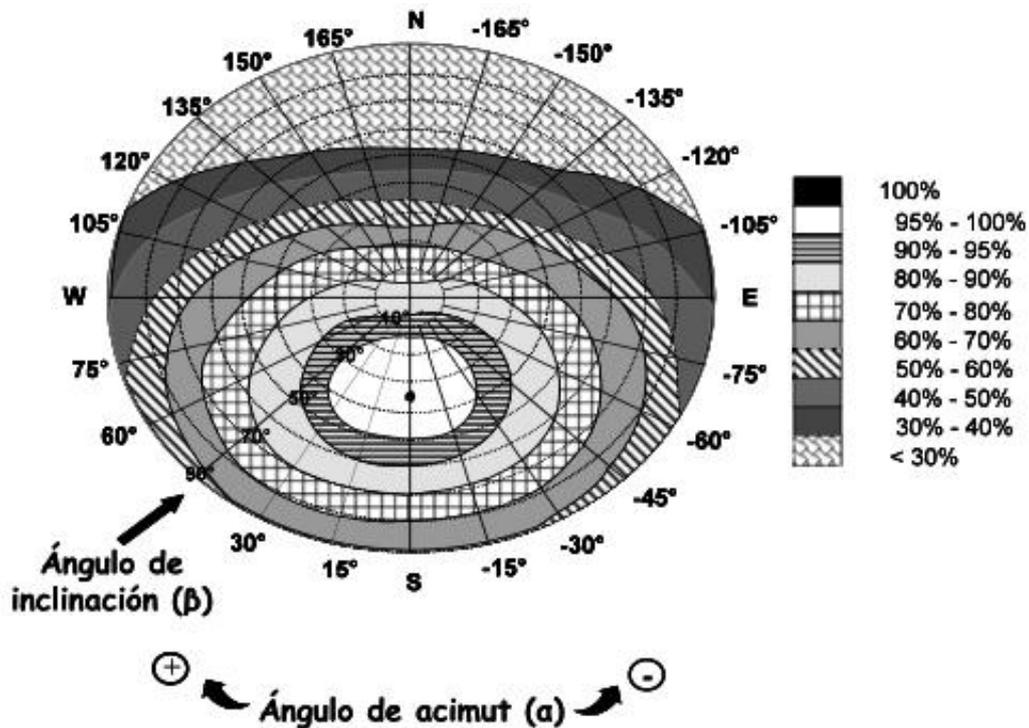


Figura 4.2. Gráfico para la determinación de los límites para la inclinación

, se tendría que los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10% (borde exterior de la región 90%-95%), máximo para el caso general, me proporcionan los valores:

- Inclinación máxima = 60°
- Inclinación mínima = 7°

Se corrige para la latitud del lugar: Ciudad Real.

$$\text{Incli}_{\text{máx}} = 60^{\circ} - (41^{\circ} - \Phi) = 58^{\circ}$$

$$\text{Incli}_{\text{mín}} = 7^{\circ} - (41^{\circ} - \Phi) = 5^{\circ}$$

El rango admisible de inclinación de las placas solares vendría dado por dichos valores. Puesto que 5° es un valor muy pequeño, se analizan inclinaciones desde los 20° hasta los 55° . Para cada una de las inclinaciones se tendrán unos factores de corrección,

que se pueden ver en la tabla 4.3, y para cada factor un nuevo valor de irradiación solar, esta vez sobre un plano inclinado, con una inclinación dada por el ángulo del factor de corrección con el que está multiplicado (tabla 4.4)

Mes	k (20°)	k (25°)	k (30°)	k (35°)	k (40°)	k (45°)	k (50°)	k (55°)
Enero	1.25	1.29	1.33	1.35	1.37	1.38	1.39	1.38
Febrero	1.2	1.23	1.25	1.27	1.27	1.27	1.26	1.25
Marzo	1.14	1.15	1.16	1.16	1.15	1.14	1.12	1.09
Abril	1.07	1.07	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.93
Mayo	1.03	1.02	1	0.97	0.94	0.9	0.86	0.81
Junio	1.01	1	0.97	0.94	0.91	0.87	0.82	0.77
Julio	1.03	1.02	1	0.98	0.94	0.9	0.86	0.81
Agosto	1.08	1.08	1.08	1.06	1.04	1.01	0.98	0.94
Septiembre	1.16	1.18	1.19	1.2	1.19	1.18	1.16	1.13
Octubre	1.25	1.29	1.33	1.35	1.37	1.37	1.37	1.36
Noviembre	1.31	1.36	1.41	1.45	1.48	1.5	1.51	1.51
Diciembre	1.29	1.35	1.4	1.43	1.46	1.48	1.5	1.5

Tabla 4.3. Factores de corrección para distintas inclinaciones de los colectores

Mes	I (MJ/m ²)	I (20°)	I (25°)	I (30°)	I (35°)	I (40°)	I (45°)	I (50°)	I (55°)
Enero	7.7	9.7	10.0	10.3	10.4	10.6	10.7	10.8	10.7
Febrero	11.5	13.8	14.1	14.4	14.6	14.6	14.6	14.5	14.4
Marzo	16.6	19.0	19.1	19.3	19.3	19.1	19.0	18.6	18.1
Abril	20.8	22.3	22.3	22.3	21.9	21.5	20.8	20.2	19.4
Mayo	23.8	24.5	24.3	23.8	23.1	22.4	21.4	20.5	19.3
Junio	28.0	28.3	28.0	27.2	26.4	25.5	24.4	23.0	21.6
Julio	28.8	29.6	29.3	28.8	28.2	27.0	25.9	24.7	23.3
Agosto	25.4	27.4	27.4	27.4	26.9	26.4	25.7	24.9	23.9
Septiembre	19.2	22.3	22.7	22.9	23.1	22.9	22.7	22.3	21.7
Octubre	13.7	17.1	17.6	18.2	18.5	18.7	18.7	18.7	18.6
Noviembre	9.2	12.1	12.5	13.0	13.4	13.6	13.8	13.9	13.9
Diciembre	7.6	9.8	10.3	10.7	10.9	11.1	11.3	11.4	11.4

Tabla 4.4. Irradiación solar corregida para distintas inclinaciones de los colectores

Todos estos valores se representan en la figura 4.3 que nos ayudará a ver cuál es la mejor inclinación para nuestras placas solares.

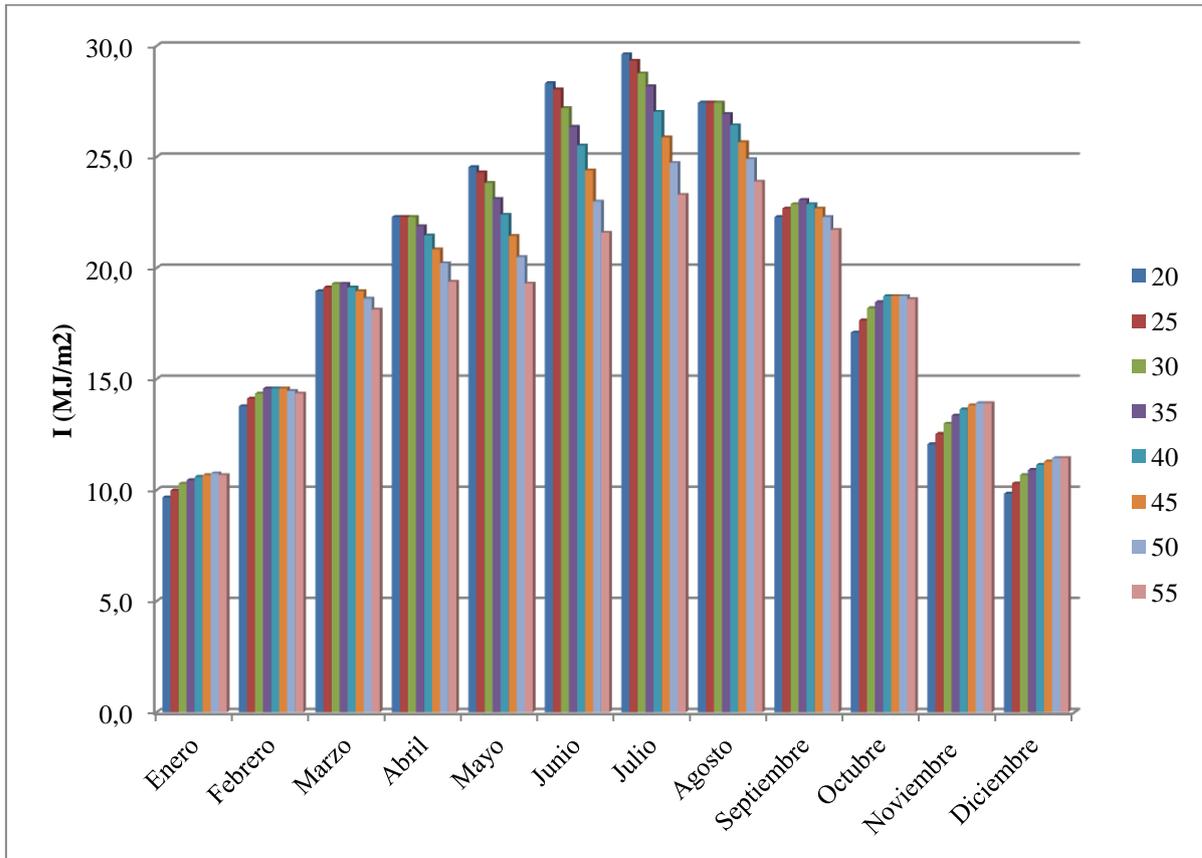


Figura 4.3. Irradiación solar según el ángulo de inclinación de las placas solares

Se puede ver que cuanto más estén inclinados los paneles solares mayor irradiación se captará durante los meses de invierno. Esto es debido a que el sol no está tan perpendicular al suelo, con lo cual, al estar más inclinado, se aprovechará más irradiación. Sin embargo en verano no se aprovecharía tanto el sol al llegar los rayos más perpendicularmente a los paneles. Por el contrario, si se introduce una inclinación pequeña, es en verano cuando se tendrá una mayor absorción de irradiación solar.

Hay que tener en cuenta que es en invierno cuando más energía requiero aportar con paneles solares a mi instalación, al ser dichos meses los más críticos, tal y como se puede ver en la figura 3.3. Se puede apreciar que a partir de los 45° prácticamente se obtiene la misma energía en comparación con ángulos mayores, con lo cual no va a influir notablemente un aumento de la inclinación en el aprovechamiento solar. Viendo que en verano es cuando menos energía necesito, optimizo la inclinación de los paneles a:

$$\beta = 45^\circ$$

4.1.3. Cálculos astronómicos

Una vez determinado el valor de la irradiación solar en el plano inclinado se calcula el valor de la radiación solar sobre el plano inclinado, y para ello hace falta

saber las horas solares sobre el mismo y a su vez de los ángulos horarios de salida y puesta de sol, que dependen de la declinación.

La declinación “ δ ” es el ángulo que forma la dirección de los rayos de sol y el ecuador. Se determina mediante la expresión:

$$\delta_i = 23.45^\circ \cdot \sin \left[\frac{360^\circ}{365} \cdot (284 + n_i) \right] \quad (4.1)$$

, siendo “ n_i ” el día representativo dentro del año. Dicho valor se calcula teniendo en cuenta los días que tiene cada mes, con la expresión:

$$n_i = \left(\sum_{\text{mes}=1}^i \text{diasmes}_{\text{mes}} \right) - \frac{\text{diasmes}_i}{2} \quad (4.2)$$

, con

$i = 1 \dots 12$, según los meses del año

diasmes_i : número de días del mes “ i ” considerado

Una vez calculada la declinación para cada uno de los meses con (4.1) se determina el ángulo horario de salida y puesta del sol sobre un plano horizontal e inclinado, indicado con la letra “ Z ” y “ T ” respectivamente.

$$\omega_{sz_i} = \text{acos}(-\tan(\phi) \cdot \tan(\delta_i)) \quad (4.3)$$

$$\omega_{sT_i} = \text{acos}(-\tan(\phi - \beta) \cdot \tan(\delta_i)) \quad (4.4)$$

De los valores obtenidos con (4.3) y (4.4), para cada mes se elige el mínimo para así estar en la situación más crítica, definiendo así los valores de “ ω_{srT} ” (salida del sol para el captador inclinado) y “ ω_{ssT} ” (puesta de sol para el captador inclinado), respectivamente.

Los valores obtenidos con (4.3) y (4.4) se tabulan a continuación (tabla 4.5).

Mes	ω_{sz} (rad)	ω_{sT} (rad)
Enero	1.252	1.612
Febrero	1.373	1.596
Marzo	1.534	1.576
Abril	1.705	1.553
Mayo	1.852	1.535
Junio	1.927	1.525
Julio	1.894	1.53
Agosto	1.768	1.545
Septiembre	1.602	1.567
Octubre	1.431	1.589
Noviembre	1.286	1.607
Diciembre	1.214	1.616

Tabla 4.5. Ángulos horarios de puesta y salida del sol sobre panel plano e inclinado

Las horas de sol sobre el plano inclinado se determinan sumando los ángulos de salida y puesta, para tener los grados a lo largo del día en los que da el sol al panel solar y teniendo en cuenta que una vuelta del sol supone 360° y tarda en realizarla 24 horas.

$$h_{sT_i} = (\omega_{srT_i} + \omega_{ssT_i}) \cdot \frac{24hr}{360^\circ} \quad (4.5)$$

Por lo que se tendrían las siguientes horas de sol, empleando la ecuación (4.5).

Mes	$N_{días}$ (días)	ω_{srT} (rad)	ω_{ssT} (rad)	h_{sT} (seg)
Enero	31	1.252	1.252	$3.442 \cdot 10^4$
Febrero	28	1.373	1.373	$3.777 \cdot 10^4$
Marzo	31	1.534	1.534	$4.218 \cdot 10^4$
Abril	30	1.705	1.705	$4.272 \cdot 10^4$
Mayo	31	1.852	1.852	$4.221 \cdot 10^4$
Junio	30	1.927	1.927	$4.195 \cdot 10^4$
Julio	31	1.894	1.894	$4.206 \cdot 10^4$
Agosto	31	1.768	1.768	$4.250 \cdot 10^4$
Septiembre	30	1.602	1.602	$4.309 \cdot 10^4$
Octubre	31	1.431	1.431	$3.935 \cdot 10^4$
Noviembre	30	1.286	1.286	$3.536 \cdot 10^4$
Diciembre	31	1.214	1.214	$3.338 \cdot 10^4$

Tabla 4.6. Ángulos de salida y puesta del sol y las horas de sol sobre el plano inclinado

Únicamente falta determinar la irradiación sobre el plano inclinado de forma precisa y dividirla entre las horas de sol sobre el plano inclinado para obtener así la

radiación solar sobre el plano inclinado y con ella la potencia por unidad de área que se obtiene en los paneles solares.

4.1.4. Modelo de cielo

El modelo de cielo divide la radiación global en directa, difusa isotrópica, difusa circumsolar, difusa del horizonte y reflejada o albedo y para ello hay que determinar previamente la energía extraterrestre que llega al planeta.

Irradiación extraterrestre diaria

La energía extraterrestre es la energía solar recibida por unidad de tiempo en una superficie de área unidad perpendicular a la dirección de propagación de la radiación y situada fuera de la atmósfera a la distancia media entre la Tierra y el Sol y viene dada por la expresión:

$$G_{0n_i} = 1367 \cdot \left(1 + 0.033 \cdot \cos\left(\frac{360^\circ \cdot n_i}{365}\right) \right) \quad (4.6)$$

La irradiación solar incidente sobre el exterior de la atmósfera se puede calcular conociendo la posición (Φ), el día del año (δ) y el tiempo solar (ω), según (4.7).

$$I_{0_i} = 2 \cdot \frac{12 \cdot 3600 \cdot G_{0n_i}}{\pi} \cdot (\cos(\phi) \cdot \cos(\delta_i) \cdot \sin(\omega_{sz_i}) + \omega_{sz_i} \cdot \sin(\phi) \cdot \sin(\delta_i)) \quad (4.7)$$

Y la energía diaria incidente sobre el plano inclinado viene dada por la expresión:

$$I_{0T_i} = 2 \cdot \frac{12 \cdot 3600 \cdot G_{0n_i}}{\pi} \cdot (\cos(\phi - \beta) \cdot \cos(\delta_i) \cdot \sin(\omega_{ssT_i}) + \omega_{ssT_i} \cdot \sin(\phi - \beta) \cdot \sin(\delta_i)) \quad (4.8)$$

Modelo anisotrópico

Los modelos de cielo separan la irradiación difusa en fracciones manejables partiendo de ciertas hipótesis simplificadoras. Una de ellas es el modelo anisotrópico, modelo HDKR (Hay, Davies, Klucher & Reindl) de distribución de la irradiación difusa entre las contribuciones circumsolar, la del cielo, la del horizonte y la reflejada.

Para ello se definen tres coeficientes. Por un lado el coeficiente “A” que relaciona la energía directa y la energía incidente extraterrestre. La energía directa “ I_b ” viene determinada por la diferencia entre la energía total y la difusa, estando ambos valores tabulados en la tabla 4.1.

Por otro lado el coeficiente “F”, que relaciona la energía directa procedente del sol y la total, ambas tabuladas en la tabla 4.1.

Por último, el coeficiente “T_b” que relaciona la radiación extraterrestre sobre un plano inclinado y la radiación extraterrestre total.

$$A_{i_i} = \frac{I_{b_i}}{I_{0_i}} \quad f_i = \sqrt{\frac{I_{b_i}}{I_i}} \quad T_{b_i} = \frac{I_{0T_i}}{I_{0_i}}$$

Por lo que la irradiación sobre el plano inclinado por el modelo anisotrópico viene dado por la suma de las irradiaciones directa, difusa circunsolar, difusa del cielo, difusa del horizonte y la reflejada (ecuación 4.9).

$$I_{T_i} = I_{T_directa_i} + I_{T_difusa_circun_i} + I_{T_difusa_cielo_i} + I_{T_difusa_horizonte_i} + I_{T_reflejada_i} \quad (4.9)$$

, donde:

$$I_{T_directa_i} = I_{b_i} \cdot T_{b_i}$$

$$I_{T_difusa_circun_i} = I_{d_i} \cdot A_{i_i} \cdot T_{b_i}$$

$$I_{T_difusa_cielo_i} = I_{d_i} \cdot (1 - A_{i_i}) \cdot \frac{1 + \cos(\beta)}{2}$$

$$I_{T_difusa_horizonte_i} = I_{d_i} \cdot (1 - A_{i_i}) \cdot f_i \cdot \text{sen}\left(\frac{\beta}{2}\right)^3$$

$$I_{T_reflejada_i} = I_i \cdot \rho_g \cdot \frac{1 - \cos(\beta)}{2}$$

En la tabla adjunta (tabla 4.7) se añaden los valores de las irradiaciones extraterrestre sobre un plano horizontal (4.7) y sobre el plano inclinado (4.8), irradiación total e irradiación directa.

Mes	I ₀ (J/m ²)	I _{0T} (J/m ²)	I (J/m ²)	I _b (J/m ²)
Enero	1.565·10 ⁷	3.599·10 ⁷	7.7·10 ⁶	4.1·10 ⁶
Febrero	2.067·10 ⁷	3.777·10 ⁷	11.5·10 ⁶	7.3·10 ⁶
Marzo	2.777·10 ⁷	3.795·10 ⁷	16.6·10 ⁶	10.5·10 ⁶
Abril	3.489·10 ⁷	3.560·10 ⁷	20.8·10 ⁶	13.8·10 ⁶
Mayo	3.983·10 ⁷	3.263·10 ⁷	23.8·10 ⁶	15.5·10 ⁶
Junio	4.182·10 ⁷	3.092·10 ⁷	28.0·10 ⁶	20.8·10 ⁶
Julio	4.081·10 ⁷	3.153·10 ⁷	28.8·10 ⁶	22.1·10 ⁶
Agosto	3.681·10 ⁷	3.407·10 ⁷	25.4·10 ⁶	19.1·10 ⁶
Septiembre	3.038·10 ⁷	3.679·10 ⁷	19.2·10 ⁶	13.6·10 ⁶
Octubre	2.295·10 ⁷	3.775·10 ⁷	13.7·10 ⁶	9.0·10 ⁶
Noviembre	1.689·10 ⁷	3.638·10 ⁷	9.2·10 ⁶	5.6·10 ⁶
Diciembre	1.419·10 ⁷	3.513·10 ⁷	7.6·10 ⁶	3.8·10 ⁶

Tabla 4.7. Irradiación extraterrestre sobre plano horizontal e inclinado, irradiación total y directa

En la siguiente tabla, los valores de los tres coeficientes.

Mes	A_i	F	T_b
Enero	0.262	0.728	2.3
Febrero	0.356	0.8	1.828
Marzo	0.377	0.794	1.367
Abril	0.394	0.812	1.02
Mayo	0.389	0.806	0.819
Junio	0.496	0.86	0.739
Julio	0.543	0.877	0.773
Agosto	0.518	0.866	0.926
Septiembre	0.449	0.843	1.211
Octubre	0.393	0.812	1.645
Noviembre	0.333	0.781	2.154
Diciembre	0.269	0.707	2.477

Tabla 4.8. Coeficientes correctivos de la irradiación solar

Y los valores de cada una de las radiaciones sobre el plano inclinado, así como la final en la tabla 4.9.

Mes	$I_{T_directa}$ (MJ/m ²)	$I_{T_difusa_circun}$ (MJ/m ²)	$I_{T_difusa_cielo}$ (MJ/m ²)	$I_{T_difusa_horizonte}$ (MJ/m ²)	$I_{T_reflejada}$ (MJ/m ²)	I_T (MJ/m ²)
Enero	9.43	2.193	2.293	0.1096	0.2267	14.25
Febrero	13.43	2.686	2.273	0.1194	0.3364	18.85
Marzo	14.32	3.174	3.269	0.1704	0.4871	21.42
Abril	14.04	2.852	3.665	0.1955	0.6105	21.36
Mayo	12.69	2.658	4.351	0.2303	0.698	20.63
Junio	15.34	2.674	3.135	0.1771	0.8214	22.15
Julio	17.11	2.774	2.583	0.1488	0.8425	23.46
Agosto	17.65	3.046	2.615	0.1487	0.7444	24.2
Septiembre	16.53	3.035	2.621	0.145	0.5631	22.9
Octubre	14.85	3.011	2.408	0.1284	0.4007	20.8
Noviembre	12.11	2.576	2.046	0.1049	0.2699	17.11
Diciembre	9.451	2.542	2.381	0.1105	0.2235	14.71

Tabla 4.9. Resumen todas las irradiaciones y cálculo de la total

Para determinar finalmente la radiación solar sobre el plano inclinado, se toma la irradiación solar sobre el plano inclinado, calculada con (4.9) y se divide entre las horas de sol que presenta el plano inclinado (4.5). Dichos valores se recogen en la tabla siguiente.

Mes	I_T (MJ/m ²)	h_{sT} (seg)	HW_T (W/m ²)
Enero	14.25	$3.442 \cdot 10^4$	414.059
Febrero	18.85	$3.777 \cdot 10^4$	499.079
Marzo	21.42	$4.218 \cdot 10^4$	507.92
Abril	21.36	$4.272 \cdot 10^4$	499.976
Mayo	20.63	$4.221 \cdot 10^4$	488.736
Junio	22.15	$4.195 \cdot 10^4$	527.947
Julio	23.46	$4.206 \cdot 10^4$	557.697
Agosto	24.2	$4.250 \cdot 10^4$	569.435
Septiembre	22.9	$4.309 \cdot 10^4$	531.364
Octubre	20.8	$3.935 \cdot 10^4$	528.656
Noviembre	17.11	$3.536 \cdot 10^4$	483.757
Diciembre	14.71	$3.338 \cdot 10^4$	440.695

Tabla 4.10. Cálculo de la radiación solar sobre el plano inclinado

4.2. Contribución solar mínima según normativa

Antes de realizar el balance energético sobre la instalación y determinar la cobertura solar del ACS y de las piscinas se mira la cobertura que la normativa nos fija tanto para el ACS como para las piscinas.

El centro acuático deportivo está situado en Ciudad Real, que según el siguiente mapa de zonas climáticas solares, estaría en una zona IV (ver figura 4.4).



Figura 4.4. Zonas climáticas solares en España

El [1] nos fija una contribución solar mínima para el ACS y para las piscinas. La contribución solar mínima para el ACS depende de la demanda total de ACS del edificio y de la zona climática, tal y como se puede ver en la tabla 4.11.

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50-5000	30	30	50	60	70
5000-6000	30	30	55	65	70
6000-7000	30	35	61	70	70
7000-8000	30	45	63	70	70
8000-9000	30	52	65	70	70
9000-10000	30	55	70	70	70
10000-12500	30	65	70	70	70
12500-15000	30	70	70	70	70
15000-17500	35	70	70	70	70
17500-20000	45	70	70	70	70
> 20000	52	70	70	70	70

Tabla 4.11. Contribución solar mínima para el ACS según zona climática

Según se determinó en el apartado 3.1., la demanda total de ACS del edificio al día es de 19430 l/día, y estando en una zona climática IV, la contribución solar mínima es del 70%.

Para las piscinas cubiertas climatizadas, el CTE nos fija que:

	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
Piscinas cubiertas	30	30	50	60	70

Tabla 4.12. Contribución solar mínima para las piscinas cubiertas climatizadas

Para una zona IV se requiere una cobertura del 60%.

Por lo que nuestra misión será lograr ambas coberturas anuales, haciendo que todo el sistema funcione al completo. Para ello habrá que realizar un balance energético a la instalación.

Por otro lado, la normativa nos fija que no se puede sobrepasar ningún mes una cobertura de 110% y no se pueden tener más de tres meses seguidos con una cobertura superior al 100%.

4.3. Parámetros de la instalación

4.3.1. Propiedades de los fluidos de la instalación

La instalación está formada principalmente por dos tipos distintos de fluidos. Por el circuito primario circula una disolución de agua con propilenglicol al 35%, y por el resto de la instalación se tiene agua. Las propiedades son las siguientes, según [2].

Disolución agua con propilenglicol al 35% (circuito primario)

$$C_{p1} = 3850 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$$

$$\rho_1 = 1025 \text{ kg/m}^3$$

Agua (resto de circuitos)

$$C_{p2} = 4180 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$$

$$\rho_2 = 1000 \text{ kg/m}^3$$

4.3.2. Selección del colector solar y sus parámetros

La instalación a introducir es de grandes dimensiones, al tener demandas elevadas de ACS al día y climatización del agua de las piscinas. Se colocan paneles solares de gran formato, aptos para instalaciones solares de gran tamaño.

Por ello se seleccionan los paneles solares Vitosol 200F XL5 de la marca comercial Viessmann.

La expresión genérica del rendimiento de un colector solar tiene la forma:

$$\eta_c = a_0 - a_1 \cdot T^* - a_2 \cdot T^{*2} \quad (4.10)$$

, donde:

$$T^* = \frac{T_m - T_a}{HW_T} \quad , \text{ con} \quad T_m = \frac{T_{co} + T_{ci}}{2}$$

, donde:

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{ci} : Temperatura de entrada del fluido al colector

T_a : Temperatura del ambiente

HW_T : Radiación solar sobre el plano inclinado

Según el fabricante, para el colector solar seleccionado, se tendrían los siguientes coeficientes:

$$a_0 = 0.804$$

$$a_1 = 3.908 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$$

$$a_2 = 0.011 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}^2$$

4.3.3. Efectividad de los intercambiadores de calor

Uno de los parámetros importantes a determinar es la efectividad de los intercambiadores de calor de la instalación. En un intercambiador se tiene un fluido caliente (circuito primario) que se va a enfriar para calentar un segundo fluido (circuito secundario). De forma genérica se definen las temperaturas de entrada y salida de cada uno de los fluidos según la figura 4.5 (para el caso específico del intercambiador de calor del ACS). La efectividad del intercambiador se define en la expresión 4.11.

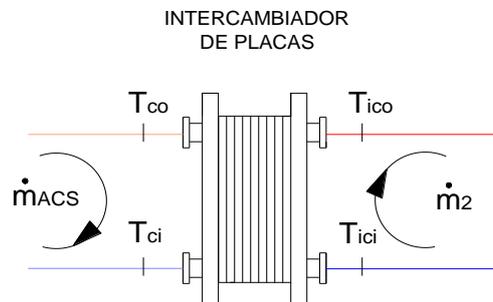


Figura 4.5. Intercambiador de calor de placas

$$\varepsilon_{ic} = \frac{\dot{m}_2 \cdot C_{p2} \cdot (T_{ico} - T_{ici})}{C_{\min} \cdot (T_{co} - T_{ici})} \quad (4.11)$$

, con:

$$C_{\min} = \min[\dot{m}_{ACS} \cdot C_{p1}, \dot{m}_2 \cdot C_{p2}]$$

, donde:

\dot{m}_{ACS} , \dot{m}_2 : Caudales máxicos del circuito primario y secundario respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{ici} : Temperatura de entrada al intercambiador del fluido circuito secundario

T_{ico} : Temperatura de salida del intercambiador del fluido circuito secundario

Los intercambiadores de calor a introducir en las instalaciones son de la marca comercial Comeval. En los catálogos comerciales de los intercambiadores de calor se puede apreciar que los distintos modelos están basados en unos parámetros de temperaturas. Dichos parámetros nos permite determinar el valor de la efectividad que dichos intercambiadores de calor tienen. Según el fabricante, están basados en:

Circuito primario: Temperatura 85 °C / 69 °C

Circuito secundario: Temperatura 15 °C / 50 °C

, de donde se puede especificar las siguientes temperaturas:

- $T_{co} = 85 \text{ °C}$
- $T_{ci} = 69 \text{ °C}$
- $T_{ico} = 50 \text{ °C}$
- $T_{ici} = 15 \text{ °C}$

Por otro lado, al tener densidades parecidas los fluidos primario (propilenglicol) y secundario (agua) y al ser el caudal del secundario siempre el menor, según el catálogo del fabricante, se tendría que la efectividad únicamente depende de las diferencias de temperaturas de la expresión (4.11).

$$\varepsilon_{ic} = \frac{(T_{ico} - T_{ici})}{(T_{co} - T_{ici})} = 0.50$$

, para todos los intercambiadores.

4.3.4. Grado de estratificación de los acumuladores

El grado de estratificación de un acumulador es una medida de lo bien distribuida que está la temperatura dentro del mismo. Dentro de un acumulador se tienen distintos niveles de temperatura bien diferenciados, con la parte superior más caliente que la inferior, debido a diferencias de densidades.

Con los acumuladores se persigue enviar agua a servicio lo más caliente posible y devolver agua a los captadores lo más fría posible para aumentar su rendimiento.

Una mala estratificación reduce la capacidad efectiva de almacenamiento de energía sensible. Por definición se define como:

$$E_t = \frac{T_{\text{cons}} - T_t}{T_{\text{ico}} - T_t} \quad (4.12)$$

, con:

$$T_t = \frac{\dot{m}_2 \cdot T_{\text{ico}} + \dot{m}_{\text{cons}} \cdot T_{\text{red}}}{\dot{m}_2 + \dot{m}_{\text{cons}}}$$

, donde:

$\dot{m}_2, \dot{m}_{\text{cons}}$: Caudal circuito secundario y consumo respectivamente

T_t : Temperatura media dentro del depósito

T_{ico} : Temperatura de salida del intercambiador del fluido circuito secundario

T_{red} : Temperatura del agua de red

T_{cons} : Temperatura del agua de consumo

Puesto que los fabricantes no suelen especificar los grados de estratificación de sus depósitos acumuladores, al ser un valor comprendido entre 0 y 1, suponemos un grado de estratificación del:

$$E_t = 0.5$$

4.3.5. Introducción al cálculo de los caudales máxicos de la instalación

En este apartado se definen los caudales que se tendrán en la instalación. Dichos valores no se conocerán exactamente, hasta que no se hayan colocado todos los paneles solares y se haya optimizado la instalación, con los intercambiadores seleccionados incluidos.

El fabricante de los paneles solares nos dice que el valor del caudal nominal es de:

$$\dot{m}_{\text{fabr}} = 15 \text{ l/hr} \cdot \text{m}^2$$

Es decir, que el caudal máxico total que se tenga dependerá de los paneles solares que se introduzcan en la instalación. Por otro lado, para no trabajar con el caudal nominal dado por el fabricante se trabajará con el 80% de su valor, de tal forma que:

$$\dot{m}_{\text{colectores}} = \dot{m}_{\text{paneles}} \cdot 0.8 = \dot{m}_{\text{fabr}} \cdot A_{\text{colectores}} \cdot 0.8$$

Dicho flujo másico se repartirá entre el circuito primario del ACS y el de las piscinas. El reparto es realizado por la válvula de tres vías, que reparte el caudal hacia un circuito u otro.

El valor del grado de apertura de la válvula habrá que optimizarlo cuando se hayan introducido todas las ecuaciones del balance energético de la instalación. Se define una variable (α) que indica el tanto por ciento de disolución de agua con propilenglicol que va hacia el circuito de ACS, de tal forma que:

$$\dot{m}_{ACS} = \dot{m}_{colectores} \cdot \alpha$$

$$\dot{m}_{pisc} = \dot{m}_{colectores} \cdot (1 - \alpha)$$

Una vez que el caudal másico del circuito solar se ha dividido entre el que va hacia el intercambiador de ACS y el circuito de las piscinas, este último se vuelve a dividir a su vez en tres, uno para cada una de las piscinas. Al tener que calentar ambas piscinas y aportar gran cantidad de energía, no se realiza un reparto específico, dividiendo el flujo másico en tres, de tal forma que:

$$\dot{m}_{vp} = \dot{m}_{pisc} \cdot 0.33$$

$$\dot{m}_{vpp} = \dot{m}_{pisc} \cdot 0.33$$

$$\dot{m}_{vsp} = \dot{m}_{pisc} \cdot 0.34$$

, donde “vp” es el vaso profundo, “vpp” es el vaso poco profundo, y “vsp” es el vaso piscina spa.

4.3.6. Selección acumuladores primarios ACS

Según [1], el volumen de acumulador solar deberá ser similar a la demanda diaria estimada, y se recomienda incrementar la estimación de la demanda diaria un 20%, de modo que cumpla la condición:

$$0,8 \cdot M < V < M$$

, con:

M: Demanda energética al día, en l/día

V: Volumen del depósito acumulador

Para el ACS se estimó que al día se requieren 19430 l/día, por lo que se tendrá que el volumen de acumulador solar debe estar comprendido entre los valores:



$$15544 \text{ l} < V < 19430 \text{ l}$$

Por lo que se tomará el máximo volumen, aproximándolo a 20000 litros.

Puesto que en el mercado no existen acumuladores de tanto volumen, se tomarán cuatro acumuladores de 5000 litros cada uno.

Los acumuladores seleccionados son: **5000 - IN E de ROCA.**

4.4. Sistema de ecuaciones de la instalación

Si se toma la instalación entera, se puede dividir en diferentes circuitos a los que se le puede hacer un balance energético. Junto a dichos balances se introducen conceptos básicos, lo que va a determinar en su conjunto un sistema de ecuaciones con incógnitas. Las ecuaciones se obtienen de:

- Balance energético en el captador solar
- Balance energético en el intercambiador de calor circuito ACS
- Valor de la efectividad del intercambiador de calor del circuito ACS
- Balance energético en los acumuladores solares
- Temperatura en el centro de los acumuladores solares
- Grado de estratificación de los acumuladores solares
- Fracción solar estimada
- Balance energético en el intercambiador de calor circuito vaso profundo
- Valor de la efectividad del intercambiador de calor circuito vaso profundo
- Balance energético en el intercambiador de calor circuito vaso poco profundo
- Valor de la efectividad del intercambiador de calor circuito vaso poco profundo
- Balance energético en el intercambiador de calor circuito vaso piscina spa
- Valor de la efectividad del intercambiador de calor circuito vaso piscina spa

Lo que determinará en su conjunto 13 ecuaciones, con 13 incógnitas. Se detallan cada una de las ecuaciones en los siguientes apartados.

Se señala que en el balance energético de la instalación, no se han tenido en cuenta las pérdidas en tuberías y acumuladores, así como los transitorios del sistema.

Balance energético en el captador solar

Al captador solar le llega una radiación solar procedente del sol, ya calculada en apartados anteriores. No toda la radiación es aprovechada como calor útil para calentar el fluido que circula por los paneles solares, si no que existirán pérdidas hacia el exterior, pérdidas por acumulación de calor en los paneles, por pérdidas de calor por convección de calor por efecto del viento, así como las pérdidas en condiciones normalizadas.

El balance energético en el captador solar vendría dado por la expresión 4.13.

$$\dot{Q}_u = R \cdot A - \dot{Q}_p \quad (4.13)$$

, donde:

Q_u : Calor útil

R: Radiación solar

A: Área de los colectores

Q_p : Pérdidas de calor

El calor útil es lo que se calienta el fluido cuando circula por los paneles solares.

$$\dot{Q}_u = \dot{m}_{\text{colectores}} \cdot C_{p1} \cdot (T_{co} - T_{ci}) \quad (4.14)$$

, donde:

$\dot{m}_{\text{colectores}}$: Caudal másico de los colectores

C_{p1} : Calor específico del fluido primario

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{ci} : Temperatura de entrada del fluido del colector

Por otro lado, el rendimiento del colector solar se define uniendo (4.10) con (4.14) y (4.13), como:

$$\eta_c = a_0 - a_1 \cdot T^* - a_2 \cdot T^{*2} = \frac{\dot{Q}_u}{R \cdot A} = \frac{\dot{m}_{\text{colectores}} \cdot C_{p1} \cdot (T_{co} - T_{ci})}{R \cdot A} = \frac{R \cdot A - \dot{Q}_p}{R \cdot A} = 1 - \frac{\dot{Q}_p}{R \cdot A}$$

, donde:

$$T^* = \frac{T_m - T_a}{HW_T} \quad , \text{ con } \quad T_m = \frac{T_{co} + T_{ci}}{2}$$

Si se despeja el valor de las pérdidas en función del rendimiento del colector se tendría que:

$$\dot{Q}_p = R \cdot A \cdot (1 - \eta_c) \quad (4.15)$$

Se lleva esta expresión (4.15) a la ecuación del balance energético sobre los colectores (4.13), se sustituye también la expresión del calor útil (4.14) en ella, obteniendo la ecuación (4.16), descrita a continuación.

$$\dot{m}_{\text{colectores}} \cdot C_{p1} \cdot (T_{co} - T_{ci}) = R \cdot A - R \cdot A \cdot (1 - \eta_c) = R \cdot A \cdot \eta_c$$

$$\dot{m}_{\text{colectores}} \cdot C_{p1} \cdot (T_{\text{co}} - T_{\text{ci}}) = R \cdot A \cdot [a_0 - a_1 \cdot T^* - a_2 \cdot T^{*2}] \quad (4.16)$$

, donde:

$$T^* = \frac{T_m - T_a}{HW_T} \quad , \text{ con} \quad T_m = \frac{T_{\text{co}} + T_{\text{ci}}}{2}$$

Incógnitas: T_{co} , T_{ci}

Balance energético en el intercambiador de calor circuito ACS

El balance energético establece que el calor cedido por el fluido primario es el mismo que el absorbido por el fluido del circuito secundario.

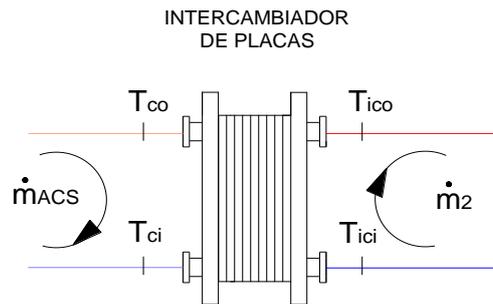


Figura 4.6. Intercambiador de calor del circuito del ACS

$$\dot{m}_{\text{ACS}} \cdot C_{p1} \cdot (T_{\text{co}} - T_{\text{ci}}) = \dot{m}_2 \cdot C_{p2} \cdot (T_{\text{ico}} - T_{\text{ici}}) \quad (4.17)$$

, donde:

\dot{m}_{ACS} , \dot{m}_2 : Caudales máxicos del circuito primario y secundario respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{ci} : Temperatura de entrada del fluido del colector

T_{ici} : Temperatura de entrada al intercambiador ACS del fluido circuito secundario

T_{ico} : Temperatura de salida del intercambiador ACS del fluido circuito secundario

El caudal que circula por el circuito secundario se determina con una simple regla de tres, puesto se conocen los caudales nominales de cada intercambiador, facilitados en los catálogos de los mismos. Conocido el caudal nominal del primario y del secundario, y el caudal real que se tiene en el primario, se determina el caudal del circuito secundario.

Incógnitas: T_{co} , T_{ci} , T_{ico} , T_{ici}

Efectividad del intercambiador de calor circuito ACS

La efectividad del intercambiador de calor ya se vio en el apartado 4.3.3., donde se estableció que:

$$\varepsilon_{icACS} = \frac{\dot{m}_2 \cdot C_{p2} \cdot (T_{ico} - T_{ici})}{C_{\min} \cdot (T_{co} - T_{ici})} \quad (4.18)$$

, con:

$$C_{\min} = \min[\dot{m}_{ACS} \cdot C_{p1}, \dot{m}_2 \cdot C_{p2}]$$

, donde:

\dot{m}_{ACS} , \dot{m}_2 : Caudales máxicos del circuito primario y secundario respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{ici} : Temperatura de entrada al intercambiador ACS del fluido circuito secundario

T_{ico} : Temperatura de salida del intercambiador ACS del fluido circuito secundario

Incógnitas: T_{co} , T_{ico} , T_{ici}

Balance energético en acumuladores solares

Se tienen cuatro depósitos acumuladores en la instalación, según se determinó en el apartado 4.3.6. El fluido primario intercambiará calor con agua procedente de los acumuladores, por lo que se tiene una corriente de agua que sale de los acumuladores, circulando por el intercambiador de ACS calentándose, y volviendo a los acumuladores. Posteriormente, el agua de los mismos, saldrá de ellos para ir al depósito interacumulador secundario, donde si es necesario se calentará gracias al aporte de la fuente auxiliar de energía.

Para facilitar los cálculos se supone que en los cuatro acumuladores se produce el mismo intercambio de calor, no considerando pérdidas en tuberías ni en los propios depósitos. Por lo que la corriente de agua procedente del intercambiador de calor del ACS (\dot{m}_2) se divide en cuatro corrientes iguales, una para cada depósito, y de cada depósito saldrá también la misma cantidad de fluido.

El balance energético se hará suponiendo la situación más crítica y es aquella en la que todos los depósitos acumuladores están enviando agua al circuito, con un caudal según la demanda de ACS al día calculada. Es decir, se supone que de los cuatro depósitos sale agua y al unirse todas, se tiene el valor del caudal de consumo determinado en el apartado 3.1 ($\dot{m}_{cons} = \rho_{agua} \cdot L_{tACS}$).

Cada depósito evacuará la cuarta parte de dicho caudal máximo. Por otro lado, al consumirse todo el caudal de demanda de ACS, los depósitos tendrán que rellenarse con agua de red, no llegando nada del circuito de retorno. En la figura 4.7 se puede ver dichos caudales, así como el nombre de las temperaturas en cada punto, y en la expresión 4.19 el balance energético.

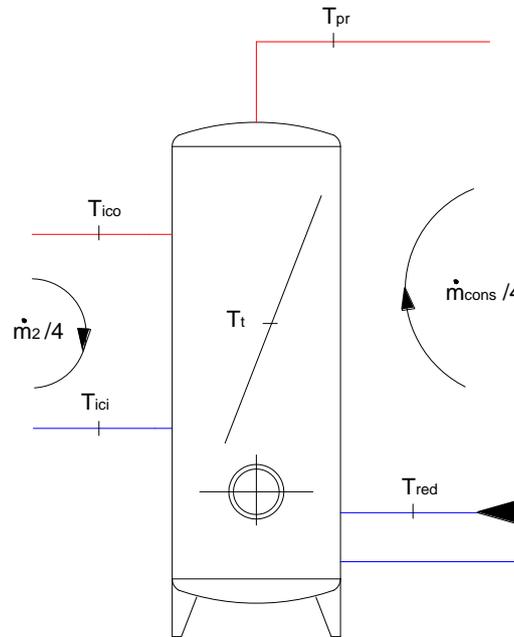


Figura 4.7. Acumulador solar

$$\dot{m}_2/4 \cdot C_{p2} \cdot (T_{ico} - T_{ici}) = \dot{m}_{cons}/4 \cdot C_{p2} \cdot (T_{pr} - T_{red}) \quad (4.19)$$

, donde:

$\dot{m}_2, \dot{m}_{cons}$: Caudales máxicos del circuito secundario y consumo respectivamente

C_{p2} : Calor específico del fluido secundario

T_{ici} : Temperatura de entrada al intercambiador ACS del fluido circuito secundario

T_{ico} : Temperatura de salida del intercambiador ACS del fluido circuito secundario

T_{pr} : Temperatura salida acumuladores solares/primarios

T_{red} : Temperatura de red

Incógnitas: T_{ico}, T_{ici}, T_{pr}

Temperatura en el centro de los acumuladores solares

La temperatura en el centro del acumulador se determina con la media de las temperaturas del depósito, teniendo en cuenta los caudales máxicos que se tienen (expresión 4.20).

$$T_t = \frac{\dot{m}_2 \cdot T_{ico} + \dot{m}_{cons} \cdot T_{red}}{\dot{m}_2 + \dot{m}_{cons}} \quad (4.20)$$

, donde:

\dot{m}_2 , \dot{m}_{cons} : Caudales máxicos del circuito secundario y consumo respectivamente

T_{ico} : Temperatura de salida del intercambiador ACS del fluido circuito secundario

T_{red} : Temperatura de red

Incógnitas: T_{ico} , T_t

Grado de estratificación de los acumuladores solares

El grado de estratificación de un depósito acumulador ya se determinó en el apartado 4.3.4., cuya expresión es:

$$E_t = \frac{T_{cons} - T_t}{T_{ico} - T_t} \quad (4.21)$$

, donde:

T_{ico} : Temperatura de salida del intercambiador ACS del fluido circuito secundario

T_{cons} : Temperatura de consumo (60 °C)

T_t : Temperatura en el centro del acumulador

Incógnitas: T_{ico} , T_t

Fracción solar estimada para el ACS

El valor de la fracción solar estimada es el valor que establece mes a mes, la cobertura solar que se tiene. Dicho valor es muy importante, puesto que el dimensionado de la instalación está limitada por el cumplimiento, según [1], de la condición de que en ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110% de la demanda energética y en no más de tres meses el 100%.

$$f = \frac{T_{pr} - T_{red}}{T_{ico} - T_{red}} \quad (4.22)$$

, donde:

T_{ico} : Temperatura de salida del intercambiador ACS del fluido circuito secundario

T_{pr} : Temperatura salida acumuladores solares/primarios

T_{red} : Temperatura de red

Incógnitas: T_{ico} , T_{pr} , f

Balance energético en el intercambiador de calor circuito vaso profundo

El balance energético en el intercambiador de calor del circuito de la piscina profunda tiene el mismo análisis que el realizado para el intercambiador de calor del circuito de ACS. Tal y como se dijo en 4.3.5. el caudal que llega a dicho intercambiador es un tercio del caudal total del circuito primario de las piscinas.

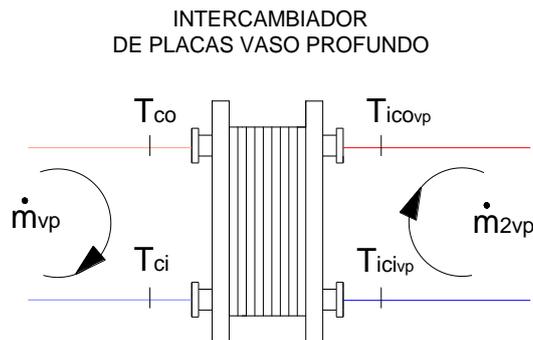


Figura 4.8. Intercambiador de calor circuito vaso profundo

$$\dot{m}_{vp} \cdot C_{p1} \cdot (T_{co} - T_{ci}) = \dot{m}_{2vp} \cdot C_{p2} \cdot (T_{icovp} - T_{icivp}) \quad (4.23)$$

, donde:

\dot{m}_{vp} , \dot{m}_{2vp} : Caudales máxicos del circuito primario y secundario respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{ci} : Temperatura de entrada del fluido del colector

T_{icivp} : Temperatura de entrada al intercambiador vaso profundo del fluido circuito secundario

T_{icovp} : Temperatura de salida del intercambiador vaso profundo del fluido circuito secundario

El caudal que circula por el circuito secundario se determina con una simple regla de tres, puesto se conocen los caudales nominales de cada intercambiador, facilitados en los catálogos de los mismos. Conocido el caudal nominal del primario y del secundario, y el caudal real que se tiene en el primario, se determina el caudal del circuito secundario.

Incógnitas: T_{co} , T_{ci} , T_{icovp} , T_{icivp}

Efectividad del intercambiador de calor circuito vaso profundo

La efectividad del intercambiador de calor del circuito vaso profundo viene dada por la expresión 4.24.

$$\varepsilon_{icvp} = \frac{\dot{m}_{2vp} \cdot C_{p2} \cdot (T_{icovp} - T_{icivp})}{C_{mínvp} \cdot (T_{co} - T_{icivp})} \quad (4.24)$$

, con:

$$C_{mínvp} = \min[\dot{m}_{vp} \cdot C_{p1}, \dot{m}_{2vp} \cdot C_{p2}]$$

, donde:

\dot{m}_{vp} , \dot{m}_{2vp} : Caudales máxicos del circuito primario y secundario respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{icivp} : Temperatura de entrada al intercambiador vaso profundo del fluido circuito secundario

T_{icovp} : Temperatura de salida del intercambiador vaso profundo del fluido circuito secundario

Incógnitas: T_{co} , T_{icovp} , T_{icivp}

Balance energético en el intercambiador de calor circuito vaso poco profundo

El balance energético en el intercambiador de calor del circuito de la piscina profunda tiene el mismo análisis que el realizado para el intercambiador de calor del circuito de ACS.

Tal y como se dijo en 4.3.5. el caudal que llega a dicho intercambiador es un tercio del caudal total del circuito primario de las piscinas.

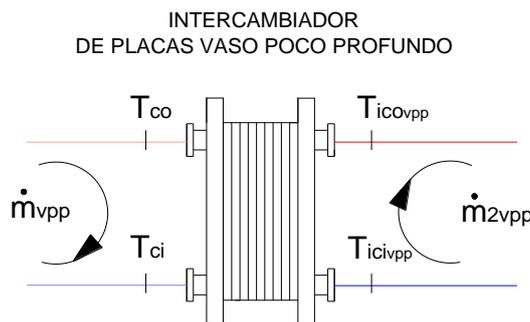


Figura 4.9. Intercambiador de calor circuito vaso poco profundo

Lo que se calienta el agua procedente del agua del vaso poco profundo es lo que se enfría el fluido del circuito primario, lo que determina la ecuación 4.25.

$$\dot{m}_{vpp} \cdot C_{p1} \cdot (T_{co} - T_{ci}) = \dot{m}_{2vpp} \cdot C_{p2} \cdot (T_{icovpp} - T_{icivpp}) \quad (4.25)$$

, donde:

\dot{m}_{vpp} , \dot{m}_{2vpp} : Caudales máxicos del circuito primario y secundario respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{ci} : Temperatura de entrada del fluido del colector

T_{icivpp} : Temperatura de entrada al intercambiador vaso poco profundo del fluido circuito secundario

T_{icovpp} : Temperatura de salida del intercambiador vaso poco profundo del fluido circuito secundario

El caudal que circula por el circuito secundario se determina con una simple regla de tres, puesto se conocen los caudales nominales de cada intercambiador, facilitados en los catálogos de los mismos. Conocido el caudal nominal del primario y del secundario, y el caudal real que se tiene en el primario, se determina el caudal del circuito secundario.

Incógnitas: T_{co} , T_{ci} , T_{icovpp} , T_{icivpp}

Efectividad del intercambiador de calor circuito vaso poco profundo

La efectividad del intercambiador se define igual que con el circuito del ACS y del vaso profundo, cambiando las temperaturas por las de este vaso, tal y como se aprecia en la expresión 4.26.

$$\varepsilon_{icvpp} = \frac{\dot{m}_{2vpp} \cdot C_{p2} \cdot (T_{icovpp} - T_{icivpp})}{C_{mínvpp} \cdot (T_{co} - T_{icivpp})} \quad (4.26)$$

, con:

$$C_{mínvpp} = \min[\dot{m}_{vpp} \cdot C_{p1}, \dot{m}_{2vpp} \cdot C_{p2}]$$

, donde:

\dot{m}_{vpp} , \dot{m}_{2vpp} : Caudales máxicos del circuito primario y secundario respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{icivpp} : Temperatura de entrada al intercambiador vaso profundo del fluido circuito secundario

T_{icovpp} : Temperatura de salida del intercambiador vaso profundo del fluido circuito secundario

Incógnitas: T_{co} , T_{icovpp} , T_{icivpp}

Balance energético en el intercambiador de calor circuito vaso piscina spa

El balance energético en el intercambiador de calor del circuito de la piscina profunda tiene el mismo análisis que el realizado para el intercambiador de calor del circuito de ACS y las otras piscinas.

Tal y como se dijo en 4.3.5. el caudal que llega a dicho intercambiador es un tercio del caudal total del circuito primario de las piscinas.

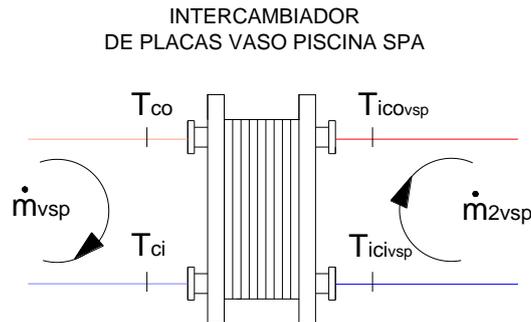


Figura 4.10. Intercambiador de calor vaso piscina spa

$$\dot{m}_{vsp} \cdot C_{p1} \cdot (T_{co} - T_{ci}) = \dot{m}_{2vsp} \cdot C_{p2} \cdot (T_{icovsp} - T_{icivsp}) \quad (4.27)$$

, donde:

\dot{m}_{vsp} , \dot{m}_{2vsp} : Caudales máxicos del circuito primario y secundario respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{ci} : Temperatura de entrada del fluido del colector

T_{icivsp} : Temperatura de entrada al intercambiador vaso piscina spa del fluido circuito secundario

T_{icovsp} : Temperatura de salida del intercambiador vaso piscina spa del fluido circuito secundario

El caudal que circula por el circuito secundario se determina con una simple regla de tres, puesto se conocen los caudales nominales de cada intercambiador, facilitados en los catálogos de los mismos. Conocido el caudal nominal del primario y del secundario, y el caudal real que se tiene en el primario, se determina el caudal del circuito secundario.

Incógnitas: T_{co} , T_{ci} , T_{icovsp} , T_{icivsp}

Efectividad del intercambiador de calor circuito vaso piscina spa

Al igual con el circuito de ACS, la efectividad del intercambiador viene dada por:

$$\varepsilon_{icvsp} = \frac{\dot{m}_{2vsp} \cdot C_{p2} \cdot (T_{icovsp} - T_{icivsp})}{C_{mínvsp} \cdot (T_{co} - T_{icivsp})} \quad (4.28)$$

, con:

$$C_{mínvsp} = \min[\dot{m}_{vsp} \cdot C_{p1}, \dot{m}_{2vsp} \cdot C_{p2}]$$

, donde:

\dot{m}_{vsp} , \dot{m}_{2vsp} : Caudales máxicos del circuito primario y secundario respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{icivsp} : Temperatura de entrada al intercambiador vaso piscina spa del fluido circuito secundario

T_{icovsp} : Temperatura de salida del intercambiador vaso piscina spa del fluido circuito secundario

Por lo que las incógnitas que se tienen son: T_{co} , T_{icovsp} , T_{icivsp}

En su conjunto se tienen 13 ecuaciones (de la (4.16) a la (4.28)) con 13 incógnitas (T_{co} , T_{ci} , T_{ico} , T_{ici} , T_{pr} , T_t , f , T_{icovp} , T_{icivp} , T_{icovpp} , T_{icivpp} , T_{icovsp} , T_{icivsp}).

Introduciendo dichas ecuaciones en el programa informático Mathcad, se determinan dichas incógnitas realizando un proceso iterativo, asignando previamente valores a dichas incógnitas.

4.5. Cobertura solar

Se debe verificar una cobertura solar anual para el ACS (del 70%) y para las piscinas (del 60%). Se analizan las expresiones para el cálculo de dicha cobertura solar del circuito del ACS y el circuito de las piscinas, por separado.

4.5.1. Cobertura solar del ACS

Para determinar la cobertura solar anual de la instalación para el ACS, se realiza el cociente entre la suma de la potencia obtenida con los colectores solares mes a mes y la suma de la potencia necesaria de consumo en cada mes (expresión 4.29). Dicho cociente dará como resultado la cobertura solar del ACS y deberá ser igual o mayor al 70% para poder verificar lo fijado por el Código Técnico de la Edificación.

$$f_{\text{anualACS}} = \frac{\sum_{i=1}^{12} P_{\text{ACS}_i}}{\sum_{i=1}^{12} P_{\text{cons}_i}} \quad (4.29)$$

, con:

$$P_{ACS} = \dot{m}_{ACS} \cdot C_{p1} \cdot (T_{co} - T_{ci}) \quad \text{y} \quad P_{cons} = \dot{m}_{cons} \cdot C_{p2} \cdot (T_{cons} - T_{red})$$

, donde:

\dot{m}_{ACS} , \dot{m}_{cons} : Caudales máxicos del circuito primario ACS y de consumo respectivamente

C_{p1} , C_{p2} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} : Temperatura de salida del fluido del colector

T_{ci} : Temperatura de entrada del fluido del colector

T_{cons} : Temperatura del agua de consumo (60 °C)

T_{red} : Temperatura del agua de red

4.5.2. Cobertura solar de las piscinas

Para la cobertura solar de las piscinas, hay que tener en cuenta la potencia suministrada por los colectores a la instalación de las piscinas (teniendo en cuenta que no todo el caudal se deriva a la instalación gracias a la válvula de tres vías), y la potencia de pérdidas de las piscinas ($P_{piscinas}$), que son las que se tienen que vencer.

$$f_{\text{anual}_{piscinas}} = \frac{\sum_{i=1}^{12} P_{\text{colpisc}_i}}{\sum_{i=1}^{12} P_{\text{piscinas}_i}} \quad (4.30)$$

Las pérdidas de las piscinas ya fueron determinadas en el apartado 3.2.5. y la potencia desarrollada por los colectores para la derivación de las piscinas viene dada por:

$$P_{\text{colpisc}} = \dot{m}_{\text{pisc}} \cdot C_{p1} \cdot (T_{co} - T_{ci})$$

, donde:

\dot{m}_{pisc} : Caudales máxicos del circuito primario de las piscinas

C_{p1} : Calor específico del fluido primario y secundario respectivamente

T_{co} , T_{ci} : Temperatura de salida y entrada del fluido al colector respectivamente

4.5.3. Proceso iterativo y resultados finales

Para realizar el proceso iterativo se sigue el siguiente proceso:

1. Se introduce un número aleatorio de placas solares
2. Se fija el grado de apertura de la válvula de tres vías. Teniendo en cuenta que se requiere más energía para las piscinas que para el ACS, tendrá un valor inferior al 50%, para que así circule más caudal hacia la instalación de las piscinas.
3. Se selecciona los intercambiadores de calor, teniendo en cuenta el valor del caudal del circuito del ACS y de las piscinas (Q_{ACS} , Q_{vp} , Q_{vpp} , Q_{vsp}), que



- dependerán del número de placas introducidas en el paso 1. En el catálogo del fabricante viene indicado para cada modelo, el caudal del circuito primario y secundario. Se aproxima el intercambiador a aquel inmediatamente superior al caudal obtenido. Para no tener que ir cambiando sucesivamente los intercambiadores, se fija uno que trabaje a elevado caudal.
4. Se determinan los caudales de los circuitos secundarios de los intercambiadores de calor del ACS, vaso profundo, vaso poco profundo y vaso piscina spa, aplicando simples reglas de tres (Q_2 , Q_{2vp} , Q_{2vpp} , Q_{2vsp}).
 5. Se mira el resultado obtenido en las fracciones solares anuales de ACS (4.29) y de las piscinas (4.30), así como las de mes a mes, para verificar que se cumple la normativa.
 6. En caso de que no, se vuelve al punto nº1.

Ajustes del intercambiador de calor circuito ACS

Una vez fijado el número de colectores solares, el grado de apertura de la válvula de tres vías, y los intercambiadores de calor de la instalación, se debe realizar una última iteración. Esta viene dada por la capacidad que nuestros intercambiadores tienen en los casos más críticos.

Para el intercambiador de ACS, la situación más crítica estará cuando la válvula de tres vías, esté totalmente abierta para el circuito del ACS ($\alpha = 1$). Introduciendo dicho grado de apertura, se mira el caudal máximo que iría al intercambiador de ACS, y se selecciona el que sea capaz de intercambiar calor con un caudal superior al obtenido.

En dicha situación se tendría un caudal igual a: $Q_{ACS} = 7.987 \text{ m}^3/\text{h}$. Se elige por tanto el intercambiador **Comeval modelo S4A-26TL**, cuyas características técnicas son:

Potencia: 123000 kcal/h = 143 kW
Caudal primario: 8.39 m ³ /h
ΔP primario: 0.376 bar
Caudal secundario: 3.53 m ³ /h
ΔP secundario: 0.073 bar
S: 1.02 m ²

Modelo S4A-26TL

Por otro lado, según [1], ha de verificarse que la potencia del intercambiador cumpla la condición $P \geq 500 \cdot A$.

Para ello se requiere determinar el número aproximado de placas solares que están destinadas al circuito del ACS. De las ecuaciones del balance energético, se toman las que afectan al ACS, y se resuelve por separado, viendo que aproximadamente con unos 55 paneles solares, cumplimos el CTE, con una cobertura anual del 72%, sin sobrepasar el 110% en ningún mes del año, y no obteniendo más de tres meses seguidos con más de un 100% de cobertura mensual.



Dichos paneles solares harían un área de cobertura total igual a 252 m^2 , y según la normativa una potencia de $P = 126 \text{ kW}$.

Como nuestro intercambiador tiene una potencia igual a 143 kW , estaría correctamente seleccionado.

Se introduce el intercambiador seleccionado, y si es distinto al que en una primera instancia se había determinado en el proceso iterativo, se cambia y se ve si se ha visto afectado el caudal en el secundario y las coberturas anuales y mensuales. En caso de que se hayan modificado los valores, habrá que ajustar de nuevo todo y realizar de nuevo el sistema iterativo.

Ajustes intercambiadores de calor circuito piscinas

Al igual que con el ACS, también hay que ver qué pasaría si todo el fluido del circuito primario se invirtiera en calentar las piscinas. En dicha situación se estaría en el punto más crítico, y habrá que elegir los intercambiadores de calor para ese caso. Si todo el circuito primario se deriva a la instalación de las piscinas, es porque la válvula de tres vías está totalmente cerrada para el circuito de ACS ($\alpha = 0$).

Para dicha situación se tendría que los caudales que llegan a cada intercambiador de calor serían de:

$$Q_{vp} = Q_{vp} = 2.636 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_{vsp} = 2.715 \text{ m}^3/\text{h}$$

Al igual que con el intercambiador del ACS, también se verifica lo que [1] fija que $P \geq 500 \cdot A$.

Aproximadamente la diferencia entre las placas obtenidas para el complejo y las necesarias para el ACS, determinarían las de las piscinas. Para cada intercambiador un tercio de las mismas, es decir que aproximadamente 33 placas solares para cada intercambiador.

Determinarían un área igual a 151 m^2 , y una potencia igual a 75.5 kW . Seleccionamos por lo tanto un intercambiador que trabaje con más caudal que el obtenido anteriormente, y con una potencia mayor a 75.5 kW .

Potencia: $68000 \text{ kcal/h} = 79 \text{ kW}$

Caudal primario: $4.64 \text{ m}^3/\text{h}$

ΔP primario: 0.242 bar

Caudal secundario: $1.95 \text{ m}^3/\text{h}$

ΔP secundario: 0.06 bar

S: 0.3 m^2

Modelo S1-21TLA

En caso de que haya modificado los valores de los caudales y no se cumpla la normativa, se volverá a realizar el proceso iterativo.

Realizando dichas iteraciones, se llega al resultado final. En la tabla 4.13, se pueden ver los resultados obtenidos para cada iteración, señalando en negrita aquellos resultados que verifican el CTE, llegando al resultado final.

Pasos	Nº placas	α (%)	Q_{ACS} (m ³ /h)	Q_{pisc} (m ³ /h)	Q_2 (m ³ /h)	Q_{2vp} (m ³ /h)	Q_{2vpp} (m ³ /h)	Q_{2vsp} (m ³ /h)	$f_{anualACS}$ (%)	$f_{anualpisc}$ (%)
1	70	40	1.542	2.313	0.65	0.32	0.32	0.33	47.8	35.7
2	100	40	2.203	3.305	0.93	0.46	0.46	0.47	60.7	45.3
3	130	40	2.846	4.296	1.2	0.6	0.6	0.61	70.9	53
4	140	40	3.084	4.627	1.3	0.64	0.64	0.66	74.1	55.3
5	140	35	2.699	5.012	1.14	0.7	0.7	0.72	68.7	63.5
6	140	38	2.93	4.781	1.23	0.66	0.66	0.68	71.9	58.4
7	145	38	3.035	4.952	1.285	0.69	0.69	0.71	73.6	59.7
8	145	35	2.795	5.191	1.18	0.72	0.72	0.74	70.1	64.8

Tabla 4.13. Resultados obtenidos en las iteraciones

Fijando la válvula de apertura de la válvula de 3 vías en un 35% ($\alpha = 0.35$), e introduciendo un número total de colectores solares igual a **145 colectores**, se tendrían las siguientes coberturas solares anuales de ACS y de las piscinas.

$$f_{anual ACS} = \mathbf{70.1\%}$$

$$f_{anual piscinas} = \mathbf{64.8\%}$$

Ambas coberturas solares anuales verifican la normativa fijada por [1] (para el ACS una cobertura anual mínima del 70%; y para las piscinas una cobertura anual mínima del 60%)

En la figura 4.11 se puede ver la cobertura solar mensual del circuito de ACS.

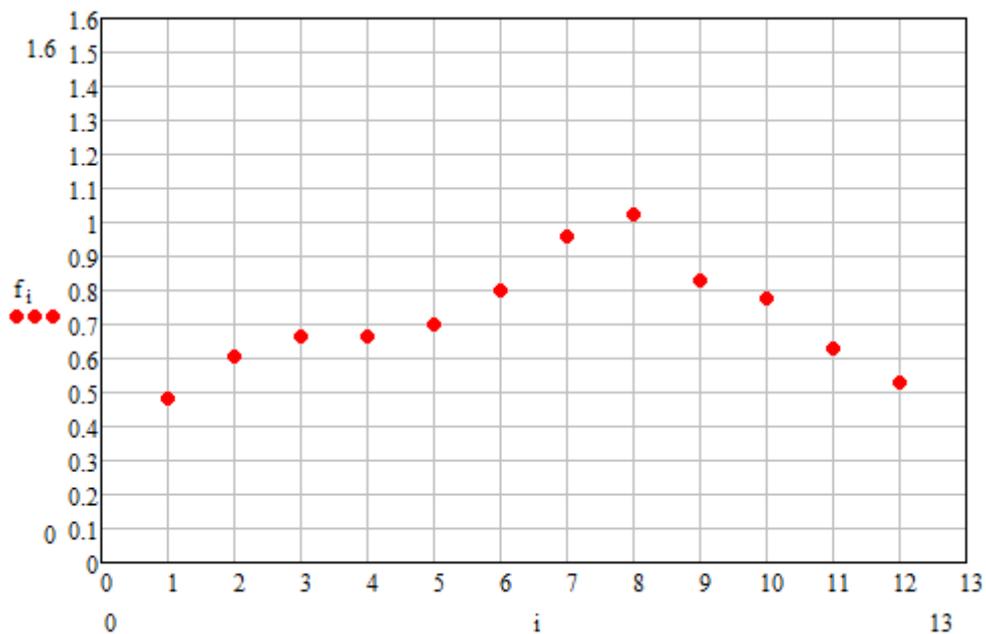


Figura 4.11. Cobertura solar mensual del ACS

Como se puede apreciar, en ningún mes superamos el 110% de cobertura, y tampoco se tienen más de tres meses seguidos con una cobertura superior al 100%, por lo que cumplimos la normativa.

Por otro lado, la cobertura solar de las piscinas se puede apreciar en la siguiente figura (figura 4.12).

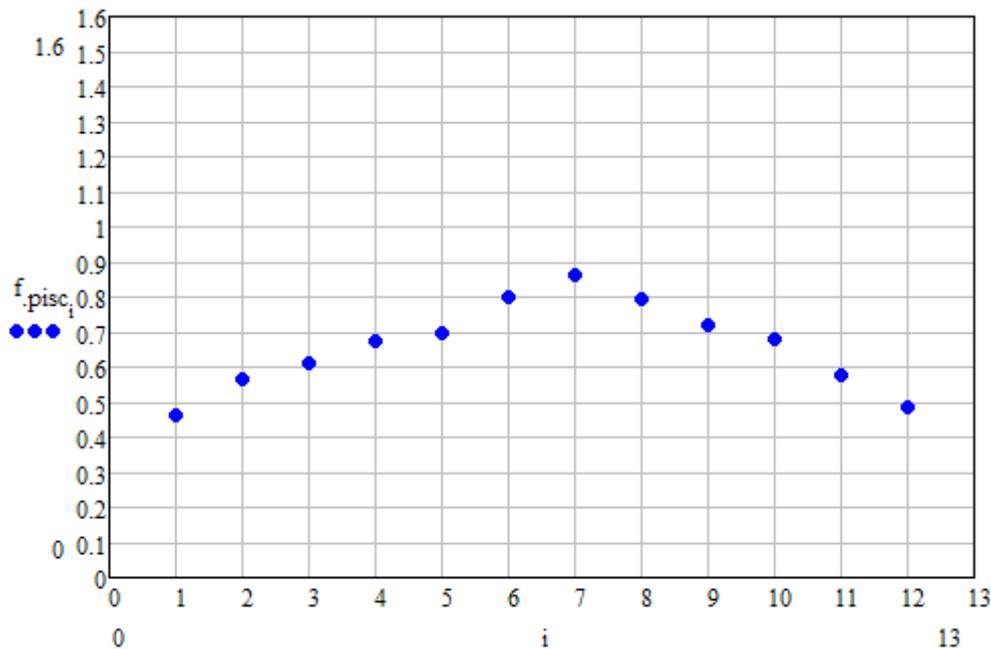


Figura 4.12. Cobertura solar mensual de las piscinas

De nuevo volvemos a cumplir la normativa, al no sobrepasar el 110% ningún mes del año y no existir más de tres meses que superen el 100% de la cobertura solar mensual.

En la figura 4.13 se representan las evoluciones de las distintas temperaturas de nuestro sistema.

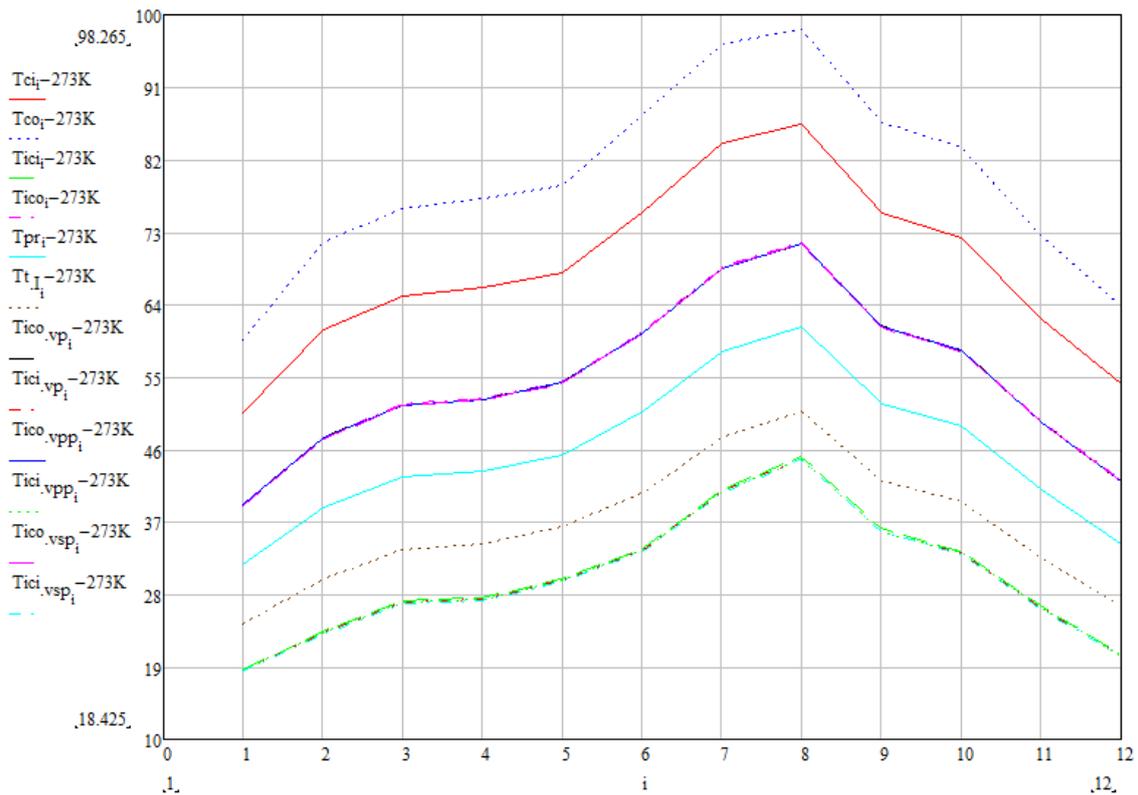


Figura 4.13. Temperaturas del sistema

Se puede apreciar que las temperaturas obtenidas en cada circuito secundario de los intercambiadores son parecidas entre sí.

Para poder ver mejor dichas temperaturas se representan por separado las temperaturas de entrada a los intercambiadores de calor de los circuitos secundarios (figura 4.14) y las temperaturas de salida (figura 4.15).

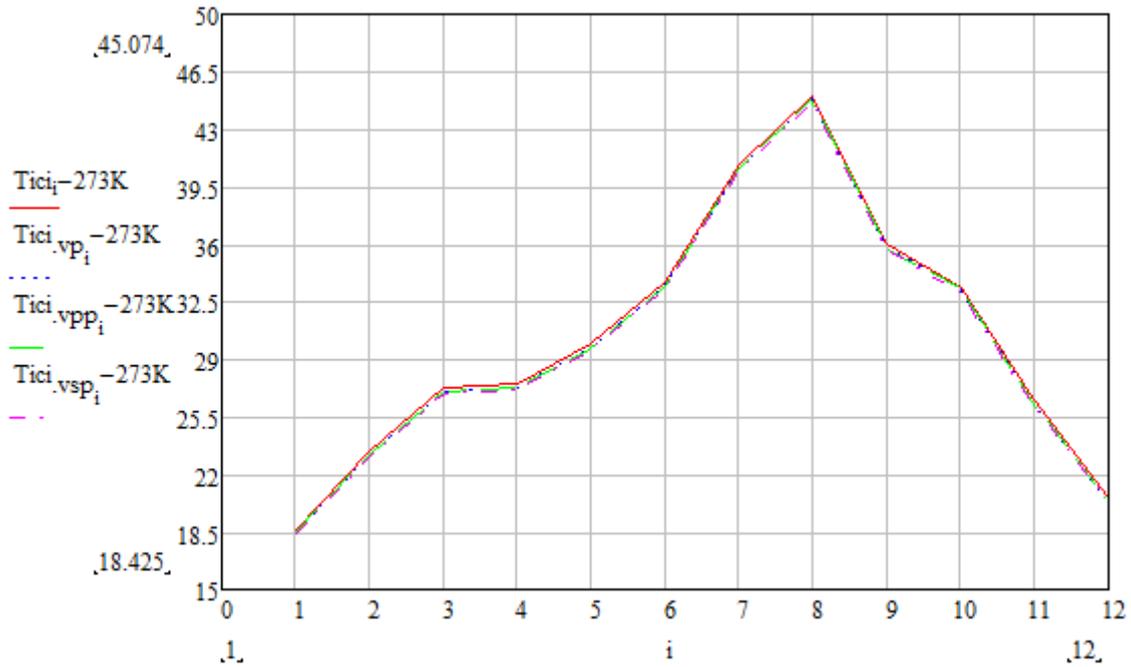


Figura 4.14. Temperaturas de entrada a los intercambiadores de calor circuitos secundarios

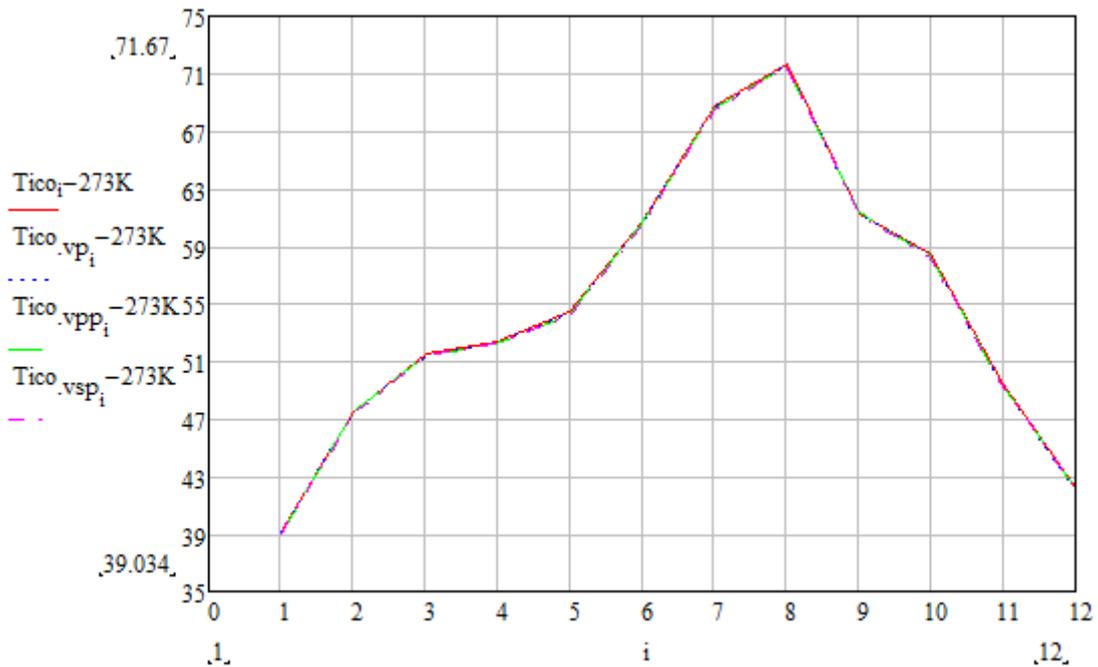


Figura 4.15. Temperaturas de salida de los intercambiadores de calor circuitos secundarios

Las potencias y energías generadas por las placas para cada circuito, así como la generada por las placas solares, se resume en las siguientes tablas (tabla 4.14 y tabla 4.15).



Mes	P_{ACS} (kW)	$P_{piscinas}$ (kW)	$P_{placas ACS}$ (kW)	$P_{placas pisc.}$ (kW)
Enero	57.90	113.08	28.04	52.08
Febrero	54.82	109.14	33.09	61.44
Marzo	50.35	101.26	33.3	61.91
Abril	51.23	93.38	34.02	63.18
Mayo	47.90	89.44	33.47	62.16
Junio	46.02	85.50	36.94	68.6
Julio	39.76	81.56	38.03	70.63
Agosto	35.65	85.50	36.44	67.67
Septiembre	41.92	89.44	34.67	64.39
Octubre	44.18	93.38	34.3	63.7
Noviembre	49.86	101.26	31.45	58.4
Diciembre	55.84	113.08	29.62	55.01

Tabla 4.14. Potencias necesarias de ACS y piscinas, y potencias aportadas por las placas al ACS y piscinas

Mes	Q_{ACS} (MJ)	$Q_{piscinas}$ (MJ)	$Q_{placas ACS}$ (MJ)	$Q_{placas pisc.}$ (MJ)
Enero	155092.7	302873.7	75102.3	139491.1
Febrero	132624.8	264030.2	80051.3	148635.6
Marzo	134850.1	271210.1	89190.7	165819.7
Abril	132790.4	242033.4	88179.8	163762.6
Mayo	128304.0	239546.6	89646.0	166489.3
Junio	119292.1	221605.3	95748.5	177811.2
Julio	106500.4	218437.6	101859.6	189175.4
Agosto	95472.7	228992.1	97600.9	181247.3
Septiembre	108644.5	231819.3	89864.6	166898.9
Octubre	118333.8	250101.1	91869.1	170614.1
Noviembre	129233.1	262461.4	81518.4	151372.8
Diciembre	149553.7	302873.7	79334.2	147338.8

TOTAL	1510692.4	3035984.6	1059965.6	1968656.8
--------------	-----------	-----------	-----------	-----------

TOTAL NECESIDADES ACS + PISCINAS (MJ)	4546676.96
TOTAL PLACAS ACS + PISCINAS (MJ)	3028622.40

TOTAL APOORTE DE APOYO (MJ)	1518054.56
------------------------------------	------------

Tabla 4.15. Energía de ACS y piscinas, y la aportada por las placas al ACS y piscinas

En las figuras 4.16 y 4.17 se puede ver para cada circuito por separado, el valor de la potencia aportada para cada circuito de los colectores solares, y la potencia a vencer (en el ACS será la de consumo de ACS, y en las piscinas será la de las pérdidas de las mismas).

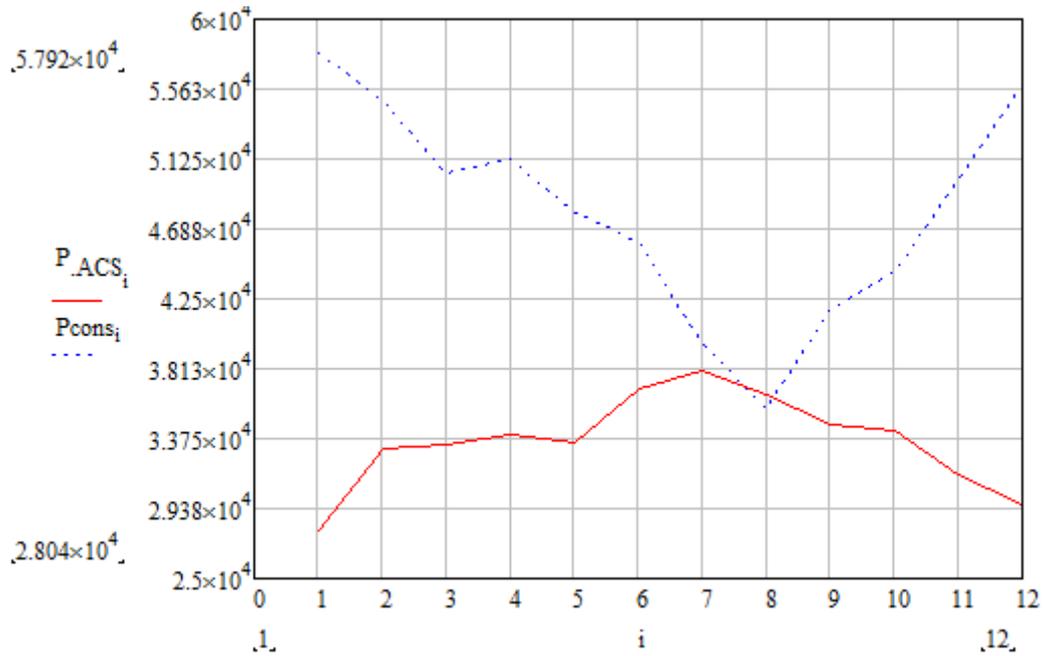


Figura 4.16. Potencias de consumo de ACS y de los colectores del circuito del ACS

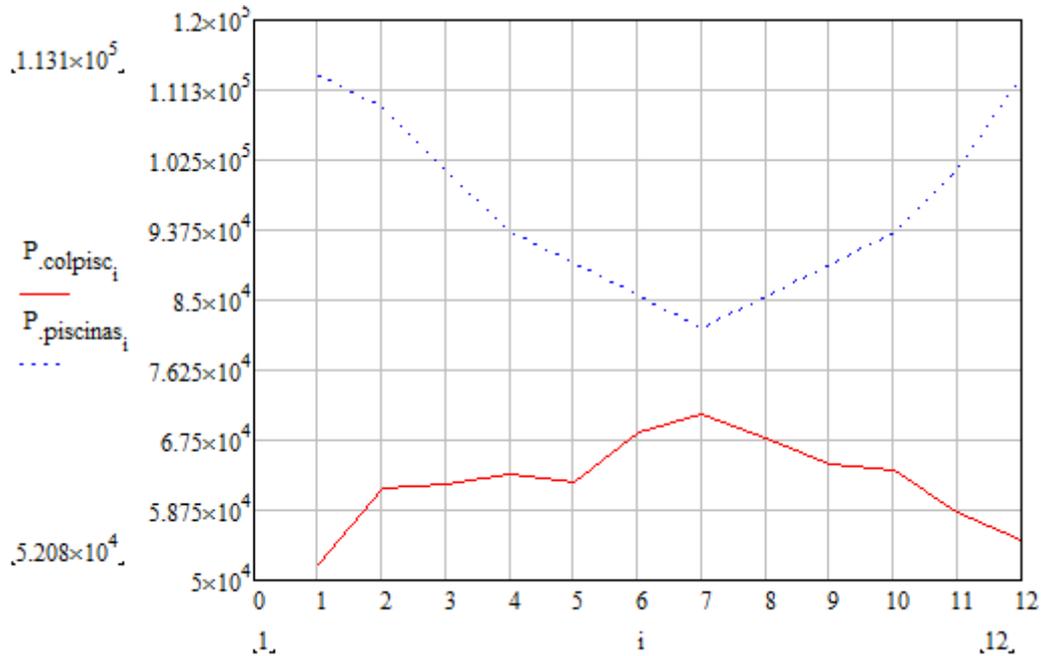


Figura 4.17. Potencias de las piscinas y de los colectores del circuito de piscinas

En términos energéticos se tendría que:

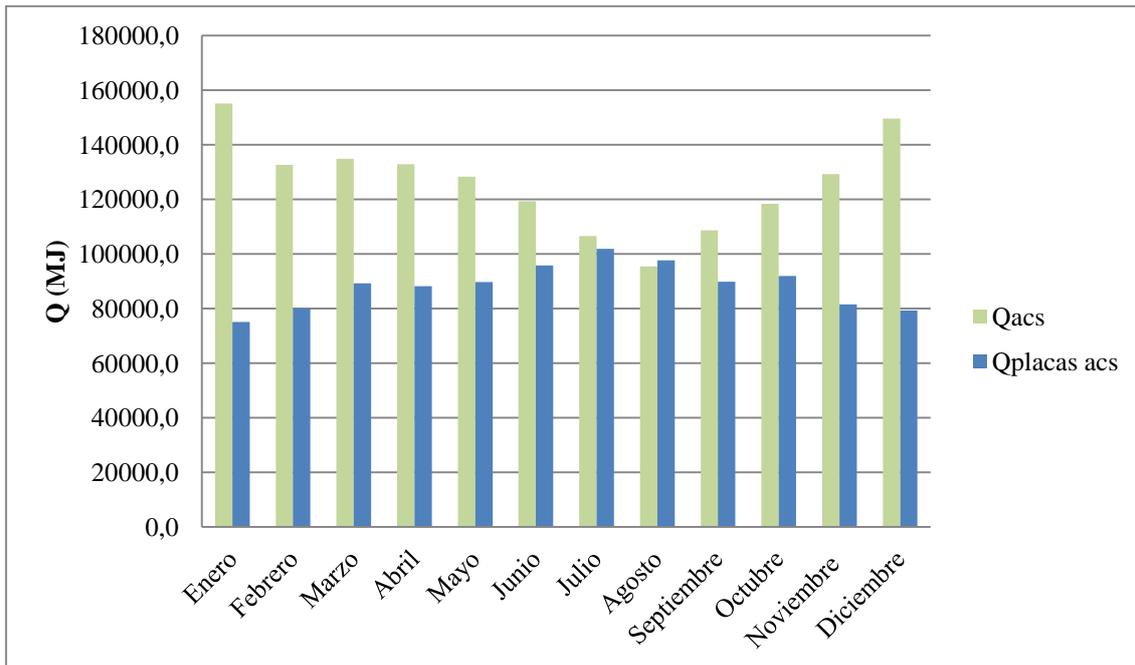


Figura 4.18. Necesidades energéticas de ACS y energía aportada por las placas al ACS

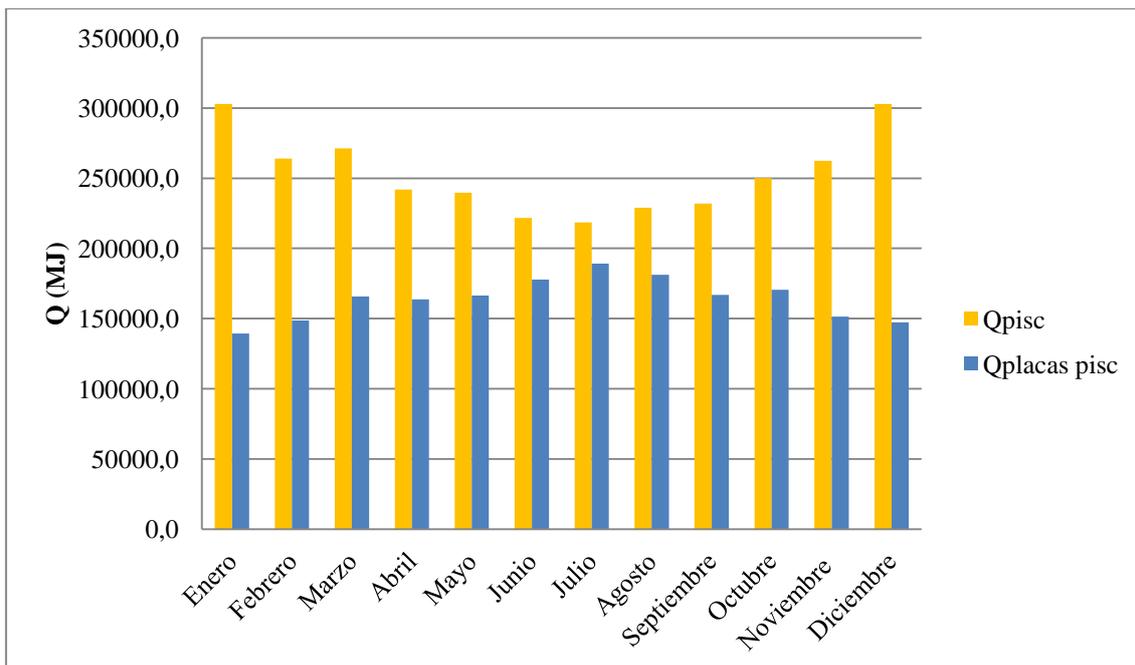


Figura 4.19. Necesidades energéticas de las piscinas y energía aportada por las placas a las piscinas

4.5.4. Situación de los paneles solares

Se tienen que introducir en la cubierta del edificio 145 colectores solares. Según el catálogo de fabricante se pueden introducir hasta 110 m² de colectores en paralelo con reducidas pérdidas de presión. Viendo el tamaño de los colectores solares, en nuestro caso cada uno de 5.04 m², esto supondría un total de 22 colectores solares en paralelo en una misma fila.

Por otro lado, hay que tener en cuenta el cálculo de pérdidas de radiación solar por sombras, según [1]. Se estudia la distancia mínima entre filas de captadores.

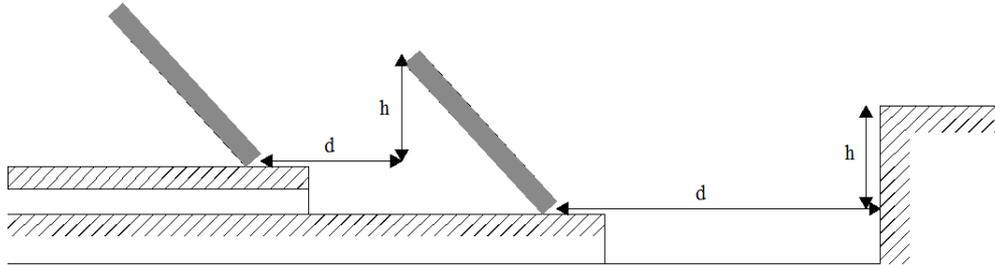


Figura 4.20. Esquema de las distancias a obstáculos

La distancia “d”, medida sobre la horizontal, entre una fila de captadores y un obstáculo de altura “h”, que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia “d” será superior al valor obtenido por la expresión que después se analizará.

En la cubierta de la piscina se tiene una altura de borde de 0.39 m (para determinar “d₁”). El borde en la cubierta del resto del edificio es de 1.28 m (para determinar “d₂”). Luego, el borde entre la cubierta de la piscina y el resto de cubierta se tiene una altura de 1.86 m (para determinar “d₄”). Por otro lado, cada placa solar colocada, tiene una longitud de 2.441 m, por lo que si tiene una inclinación de 45°, lo que haría una altura de cada panel solar de 1.459 m para determinar “d₃”.

Según [1], para determinar las distancias se emplea la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (4.31)$$

, lo que daría las siguientes distancias:

- Distancia de la primera fila de placas al borde cubierta piscina: d₁ = 0.965 m
- Distancia de la primera fila de placas al borde resto cubierta: d₂ = 3.168 m
- Distancia entre filas de placas: d₃ = 3.612 m
- Distancia de la primera fila de placas al borde que separa al cubierta piscina y resto cubierta: d₄ = 4.604 m

Con dichas distancias se toman los planos de la cubierta y se agrupan los paneles cerca de la acometida de subida y bajada, teniendo en cuenta que todas las filas de colectores se conectan en paralelo y como mucho en una fila se tendrán 22 colectores. Surgen de esta forma 8 filas de colectores (1ª fila con 7 colectores; 2ª fila con 16 colectores; 3ª, 4ª, 5ª con 22 colectores cada una; 6ª fila con 21 colectores; 7ª fila con 22 colectores; 8ª fila con 13 colectores), tal y como se puede apreciar en el plano n° 8 del anexo de planos.

5. ELEMENTOS DEL SISTEMA

5.1. Intercambiadores de calor

5.2. Interacumulador secundario

5.3. Dimensionado de la caldera

5.4. Vasos de expansión

5.5. Dimensionado equipo de mini-cogeneración



5. ELEMENTOS DEL SISTEMA

5.1. Intercambiadores de calor

La selección de los intercambiadores de calor se hará en función del caudal que se tenga en el circuito primario de los mismos. Se tomará el que tenga el caudal inmediatamente superior al que se tiene en la instalación. Se introducen intercambiadores de calor en el circuito primario del ACS, de las piscinas y en el circuito de las calderas para la climatización de apoyo a las piscinas. Se analizan cada uno de ellos por separado.

Circuito ACS

El intercambiador del circuito del ACS se determinó en el apartado 4.5.3., cuyas características técnicas se pueden ver en el siguiente recuadro.

Potencia: 123000 kcal/h = 143 kW	
Caudal primario: 8.39 m ³ /h	
ΔP primario: 0.376 bar	Comeval S4A-26TL
Caudal secundario: 3.53 m ³ /h	
ΔP secundario: 0.073 bar	
S: 1.02 m ²	

Circuito piscinas

Los intercambiadores del circuito de las piscinas, se determinaron en el apartado 4.5.3. Las características técnicas se pueden ver en el siguiente recuadro.

Potencia: 68000 kcal/h = 79 kW	
Caudal primario: 4.64 m ³ /h	
ΔP primario: 0.242 bar	Comeval S1-21TLA
Caudal secundario: 1.95 m ³ /h	
ΔP secundario: 0.06 bar	
S: 0.3 m ²	

Circuito caldera

Los intercambiadores a introducir dependerán del caudal que le llega procedente del circuito primario. Dichos caudales son los determinados en el análisis conjunto de ACS + piscinas.

Para ello suponemos que se tiene el máximo caudal posible circulando por el circuito primario de los intercambiadores de las piscinas en el caso de que todo el fluido



del circuito primario solar se derive a las piscinas. Conocido el máximo caudal que llegaría a cada uno de los intercambiadores de calor del circuito de las piscinas, se puede determinar los caudales que circularían por el secundario de cada uno de ellos. Dichos valores son:

$$Q_{\text{sec.vp}} = 1.11 \text{ m}^3/\text{h} \text{ para el vaso profundo}$$

$$Q_{\text{sec.vpp}} = 1.11 \text{ m}^3/\text{h} \text{ para el vaso poco profundo}$$

$$Q_{\text{sec.vsp}} = 1.14 \text{ m}^3/\text{h} \text{ para el vaso piscina spa}$$

Dichos caudales, serían los que circularían por el circuito secundario de los intercambiadores del circuito de la caldera. Se seleccionan aquellos intercambiadores, que puedan aceptar dichos caudales por su circuito secundario y que a su vez, en caso de que los paneles solares no funcionasen, sean capaces de suministrar la potencia necesaria para vencer las pérdidas en piscinas (54 kW obtenida en el vaso profundo).

Potencia: 57023 kcal/h = 66 kW

Caudal primario: 3.88 m³/h

ΔP primario: 0.246 bar

Comeval S1-17TLA

Caudal secundario: 1.64 m³/h

ΔP secundario: 0.062 bar

S: 0.25 m²

Para las tres piscinas se introduce el mismo intercambiador de calor.

5.2. Interacumulador secundario

La capacidad del depósito acumulador secundario es función del volumen total de agua que se estima en el período de punta de máximo consumo, sin tener en cuenta la instalación solar.

Con el número total de duchas, grifos que simultáneamente pueden estar abiertos, determino el caudal total que se puede requerir. A este valor, habrá que aplicarle un coeficiente de simultaneidad, que viene determinado por la norma UNE 149201:2008 [6].

El CTE HS 4 [9], nos facilita la expresión (5.1) para el cálculo del volumen de acumulación.

$$V_{\text{acum}} = Q_c \cdot t \cdot 60 \quad (5.1)$$

, donde:

V_{acum} : Capacidad del o de los depósitos acumuladores

Q_c : Caudal máximo simultáneo

t : Tiempo estimado de 15 a 20 min

En el centro acuático deportivo se tienen un total de 126 duchas y 26 grifos. Según el CTE HS 4 [9], el caudal instantáneo mínimo tanto para las duchas como para los grifos es de 0.1 l/s por ducha/grifo. Esto haría un caudal total instalado de 15.2 l/s.

Para dicho caudal, hay que introducir un coeficiente de simultaneidad, determinado por la norma UNE 149201:2008 [10]. De todos los tipos de edificación que contempla la norma descrita, seleccionamos la nuestra: polideportivo.

Nuestro caudal es menor de 20 l/s y mayor de 1,5 l/s, por lo que se emplea la siguiente expresión:

$$Q_c = 4.4 \cdot Q_t^{0.27} - 3.41 \quad (5.2)$$

, donde:

Q_t : Caudal total instalado

Q_c : Caudal simultáneo o de cálculo

Finalmente, se tendría un caudal simultáneo de cálculo igual a:

$$Q_c = 5.76 \text{ l/s}$$

, calculado con (5.2). Para ponernos en la situación más crítica, introducimos 20 min en el tiempo estimado. Por lo que el volumen del acumulador es de (5.1):

$$V_{\text{acum}} = 6917 \text{ l} \approx 7000 \text{ l}$$

El depósito interacumulador a introducir es el modelo **VITROFLEX HI-TECH 109 EVPX**.

5.3. Dimensionado de la caldera

El cálculo de la potencia necesaria para la producción del agua acumulada según los criterios dados, se basará en razones de idoneidad técnico-económica: número adecuado de arranques y paradas, consumo reducido, etc.

La potencia necesaria para la producción de ACS, viene dada por la expresión (5.3).

$$P_{\text{ACS}} = \frac{V_{\text{acum}} \cdot C_w \cdot \rho \cdot (T_{\text{ACS}} - T_{\text{red}})}{t_p \cdot \eta_{\text{cald}}} \quad (5.3)$$

, donde:

P_{ACS} : Potencia necesaria para preparación de ACS

V_{acum} : Volumen adoptado para el depósito de acumulación

C_w : Calor específico del agua

T_{ACS} : Temperatura del agua caliente

T_{red} : Temperatura del agua fría de red

ρ : Densidad del agua

t_p : Tiempo adoptado para la preparación del agua caliente ($\geq 2h$)

η_{cald} : Rendimiento de la caldera

, expresión obtenida de [11].

Según el mes en que estemos se tendrá una temperatura de red distinta, que habrá que tener en cuenta. El resto de parámetros es constante y sus valores se detallan a continuación.

$$C_w = 4180 \text{ J/kg}\cdot\text{K}$$

$$\rho = 1000 \text{ kg/m}^3$$

$$T_{ACS} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\eta_{cald} = 0.8$$

$t_p = 2$ horas (tiempo que se tarda en calentar el agua del acumulador a la temperatura de servicio).

$$V_{acum} = 7000 \text{ l}$$

A la potencia calculada para producir ACS (5.3), le añadimos la potencia necesaria para compensar las pérdidas que presenta la piscina. En la siguiente tabla se adjuntan las potencias calculadas para el ACS, para las piscinas y la total para todos los meses.

Mes	T_{red} ($^\circ\text{C}$)	P_{ACS} (kW)	$P_{piscinas}$ (kW)	$P_{caldera}$ (kW)
Enero	5	279.4	113.1	392.5
Febrero	6	274.3	109.1	383.5
Marzo	8	264.2	101.3	365.4
Abril	10	254.0	93.4	347.4
Mayo	11	248.9	89.4	338.3
Junio	12	243.8	85.5	329.3
Julio	13	238.8	81.6	320.3
Agosto	12	243.8	85.5	329.3
Septiembre	11	248.9	89.4	338.3
Octubre	10	254.0	93.4	347.4
Noviembre	8	264.2	101.3	365.4
Diciembre	5	279.4	113.1	392.5

Tabla 5.1. Potencias del ACS y piscinas, y suma de ambas

La potencia a instalar será la mayor de todas las totales, en este caso de unos 392.5 kW, tal y como se puede ver en la tabla 5.1. Al no existir potencias de dicha potencia, se selecciona una de 400 kW.

El modelo de caldera seleccionado es: **ROCA BTEC 400**.

5.4. Vasos de expansión

El vaso de expansión consiste en un depósito cuyo fin es absorber las sobrepresiones del fluido que recorre el circuito, debidas al aumento de volumen que se produce al expandirse por el calentamiento del fluido. De esta forma se evita la pérdida del fluido que tendría lugar al activarse la válvula de seguridad cuando se alcanzasen presiones elevadas. Gracias a ello no sería necesario rellenar el circuito con nuevo fluido para mantenerlo presurizado y por tanto no se incrementaría el coste de operación y funcionamiento.

Los vasos de expansión a calcular son los instalados en el circuito primario, y en el circuito de la caldera.

Circuito primario

Se calcula el volumen del vaso de expansión del circuito primario. Según [3], los vasos de expansión preferentemente se conectarán en la aspiración de la bomba. Cuando no se cumpla el punto anterior, la altura en la que se situarán los vasos de expansión abiertos será tal que asegure el no desbordamiento del fluido y la no introducción de aire en el circuito primario.

Para calcular el volumen del vaso de expansión, seguimos la norma UNE - 100-155 – 88 [12], donde se establece que:

$$V_t = V \cdot C_e \cdot C_p \cdot f_c \quad (5.4)$$

, donde:

V_t : Volumen total del vaso de expansión

V : Volumen total de fluido en el circuito

C_e : Coeficiente de dilatación del fluido

C_p : Coeficiente de presión

f_c : Factor de corrección

Para calcular el coeficiente de dilatación del fluido se emplea una expresión empírica, que depende de la temperatura media del fluido. Para el circuito primario, las máximas temperaturas alcanzadas rondan los 100 °C, por lo que se emplea la expresión:

$$C_e = (-33.48 + 0.738 \cdot T) \cdot 10^{-3} \quad (5.5)$$

, donde “T” es la temperatura máxima de trabajo. Como el fluido caloportador es una solución de glicol en agua, el coeficiente de expansión deberá multiplicarse por el factor de corrección (5.6).



$$f_c = a \cdot (1.8 \cdot T + 32)^b \tag{5.6}$$

, con:

$$a = -0.0134 \cdot (G^2 - 143.8 \cdot G + 1918.2)$$

$$b = 3.5 \cdot 10^{-4} \cdot (G^2 - 94.57 \cdot G + 500)$$

, donde G es el % en volumen de glicol en agua. El coeficiente de presión se calcula con la expresión (5.7).

$$C_p = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}} \tag{5.7}$$

, donde:

$P_{m\acute{a}x}$: Presión máxima del vaso

$P_{m\acute{i}n}$: Presión mínima del vaso

El volumen de la instalación comprende el volumen contenido en las tuberías, así como en el intercambiador de calor y paneles solares. Cada panel solar tiene una capacidad de 4.5 litros, y se tienen 145 colectores solares, lo que hace un total de 652.5 litros en los paneles solares. El intercambiador tiene una capacidad de 4.5 litros. Por otro lado, en cada tramo de tubería del circuito primario se tendrá distintas capacidades volumétricas, tabuladas en la tabla 5.2.

Tramo	Longitud (m)	Diámetro (mm)	V _{tuberías} (l)
Asc. desde bomba	18.4413	52.8	40.378
Paneles (7)	28.4547	27	16.292
Paneles (16)	40.8287	21	14.141
Paneles (22)	55.9175	27	32.016
Paneles (22)	55.5728	27	31.818
Paneles (22)	55.5337	27	31.796
Paneles (21)	72.2955	27	41.393
Paneles (22)	70.8836	27	40.585
Paneles (13)	48.8492	21	16.919
Descenso a derivación	19.5851	52.8	42.883
ACS - unión circ. Pisc.	3.9392	52.8	8.625
Circuito primar. Piscinas	10.846	52.8	23.748
Unión circ. - entr. Bomba	0.95	52.8	2.080

TOTAL	V _{tuberías}	342.7	litros
--------------	-----------------------	-------	--------

Tabla 5.2. Cálculo volumen total en tuberías circuito primario



El volumen total del circuito primario es:

$$V_{\text{cir.prim.}} = V_{\text{colectores}} + V_{\text{ic}} + V_{\text{tuberías}} \quad (5.8)$$

Lo que hace un volumen del fluido en el circuito primario de $V = 999.71$ l

Por otro lado, la temperatura máxima a la que trabaja el fluido del circuito primario, es de $T = 98.265$ °C

El valor del coeficiente de dilatación del fluido se calcula con (5.5), cuyo valor es:

$$C_e = (-33.48 + 0.738 \cdot T) \cdot 10^{-3} = 0.03903957$$

Teniendo en cuenta que se tiene una disolución de propilenglicol al 35% ($G = 35\%$), se calcula el factor de corrección.

$$a = 25,32332$$

$$b = -0,5547325$$

, por lo que con (5.6) se tendría que:

$$f_c = 1,30798$$

Únicamente falta determinar el coeficiente de presión. La presión mínima de funcionamiento en el vaso de expansión se elegirá de manera que se eviten fenómenos de cavitación en el lugar de emplazamiento de la bomba. Deberá comprobarse que el NPSH disponible en el lugar de emplazamiento de la bomba sea superior al NPSH requerido por el fabricante. Se toma un margen de seguridad de 0,2 bar para sistemas a temperaturas inferiores a 90 °C, y de 0,5 para sistemas a temperaturas superiores.

La presión máxima de funcionamiento será ligeramente menor que la presión de tarado de la válvula de seguridad, que a su vez, será inferior a la menor entre las presiones máximas de trabajo, a la temperatura de funcionamiento de los equipos y aparatos que forman parte del circuito.

La presión máxima será la menor de las siguientes presiones:

$$\begin{aligned} p_{\text{máx}} &= 0.9 \cdot p_{\text{vs}} + 1 \\ p_{\text{máx}} &= p_{\text{vs}} + 0.65 \end{aligned} \quad (5.9)$$

, donde p_{vs} es la presión de tarado de la válvula de seguridad.

La presión máxima de los colectores solares es de 10 bar. Tomamos dicha presión de tarado de las válvulas de seguridad ($p_{\text{vs}} = 10$ bar).



En el tramo de aspiración, la bomba tiene una altura a superar de 0.384 m, lo que equivale a 3.92 bar ($p_{\min} = 3.92$ bar). Para un caudal de 7.987 m³/h que tiene que impulsar la bomba, viendo las curvas del fabricante, se tendría un NPSH de 2 m. Para una presión de impulsión de 3.92 bar, y una presión de vapor de la disolución 1 kPa, obtendríamos un NPSH de:

$$\text{NPSH} = \frac{P_{\text{entr}} - P_v}{\rho \cdot g} = 39 \text{ m}$$

, siendo superior al dado por el fabricante.

Conocida la presión de tarado de la válvula de seguridad, se determinan las presiones máximas y se selecciona la menor de las expresiones (5.9).

$$p_{1\text{máx}} = 10 \text{ bar}$$

$$p_{2\text{máx}} = 10.65 \text{ bar}$$

$$p_{\text{máx}} = 10 \text{ bar}$$

Por lo que conocidas las presiones mínimas y máximas de los vasos, con (5.7) se tendría un coeficiente de presión igual a $C_p = 1.644$.

Finalmente, y uniendo todo, se tendría que el volumen del vaso de expansión del circuito primario tiene un valor de:

$$V_t = 83.90 \text{ l}$$

Mirando los catálogos de fabricante seleccionamos el vaso de expansión **MECALIA DP/VSV 100**.

Circuito caldera

Para poder determinar el volumen del depósito de expansión se requiere determinar previamente el volumen de fluido que se tiene en la instalación. Se sigue la norma UNE - 100- 155 – 88 [12], donde se establece que:

$$V_t = V \cdot C_e \cdot C_p \quad (5.10)$$

, donde:

V_t : Volumen total del vaso de expansión

V : Volumen total de fluido en el circuito

C_e : Coeficiente de dilatación del fluido

C_p : Coeficiente de presión

Para calcular el coeficiente de dilatación del fluido se emplea una expresión empírica, que depende de la temperatura media del fluido. Para el circuito primario, las máximas temperaturas alcanzadas rondan los 100 °C, por lo que se emplea la expresión (5.5). Para calcular el coeficiente de presión, se emplea la expresión (5.7).

El volumen de la instalación comprende el volumen contenido en las tuberías, así como en el intercambiador de calor y el contenido en la caldera. La caldera tiene un volumen igual a 746 litros; los intercambiadores contienen en total un volumen de 13.5 litros. Por último se calcula el volumen contenido en las tuberías de la instalación de la caldera. En la tabla siguiente se puede ver dicho volumen por tramos.

Tramo	Longitud (m)	Diámetro (mm)	V _{tuberías} (l)
Circuito de ACS	26,0392	27	14,909
Circuito de piscinas	27,3656	52,8	59,919

TOTAL	V _{tuberías}	74,8	litros
--------------	-----------------------	------	--------

Tabla 5.3. Cálculo volumen total en tuberías circuito caldera

El volumen total del circuito primario es:

$$V_{\text{cir.cald.}} = V_{\text{caldera}} + V_{\text{ic}} + V_{\text{tuberías}} \quad (5.11)$$

Lo que hace un volumen del fluido en el circuito primario de $V = 834.3 \text{ l}$

Por otro lado, la temperatura máxima a la que trabaja el fluido, con un rendimiento del 100% es de $T = 70 \text{ °C}$

El valor del coeficiente de dilatación del fluido es:

$$C_e = (-33.48 + 0.738 \cdot T) \cdot 10^{-3} = 0.01818$$

Por último se determina el coeficiente de presión. La presión máxima de funcionamiento será ligeramente menor que la presión de tarado de la válvula de seguridad, que a su vez, será inferior a la menor entre las presiones máximas de trabajo, a la temperatura de funcionamiento de los equipos y aparatos que forman parte del circuito. La presión máxima será la menor de las siguientes presiones (5.9).

La presión máxima de la caldera es de 5 bar. Tomamos dicha presión de tarado de las válvulas de seguridad ($p_{\text{vs}} = 5 \text{ bar}$), lo que daría un $p_{\text{máx}}$ de 5.5 bar, tomando la menor de los valores obtenidos con las expresión (5.9).

Por último, la presión mínima a introducir es la que la bomba debe de vencer en el circuito de la caldera. La bomba debe superar 0.429 m, lo que equivale a una presión de

4.38 bar. Por lo que conocidas las presiones mínimas y máximas de los vasos, se tendría un coeficiente de presión igual a $C_p = 4.892$.

Finalmente, y uniendo todo, se tendría que el volumen del vaso de expansión del circuito primario tiene un valor de:

$$V_t = 74.21 \text{ l}$$

Mirando los catálogos de fabricante seleccionamos el vaso de expansión **MECALIA DP/VRV 80**.

5.5. Dimensionado equipo de mini-cogeneración

5.5.1. Sustitución total de la caldera

Se sustituye la caldera por un equipo de cogeneración, que nos proporcione la misma potencia térmica. La potencia térmica a sustituir es 392.5 kW, según se calculó en el apartado 5.3.

Viendo catálogos de fabricante seleccionamos el equipo de mini-cogeneración **ALTARE G 9408 EGR**, donde se tiene de datos claves:

- Consumo: 768 kW
- Potencia eléctrica: 300 kW
- Potencia térmica: 389 kW

Aunque la potencia térmica no sea exactamente la que se pretende sustituir, al tener valores próximos nos quedamos con ella, puesto que para determinar la potencia de la caldera, se aplicaron aproximaciones y suposiciones críticas de consumo, difíciles de darse en la realidad.

Queda por comprobar si la energía eléctrica generada con el equipo es inferior a la que el edificio requiere. Hay que tener en cuenta que según el REAL DECRETO 1/2012 [13] ya no se prima la producción de electricidad mediante cogeneración, siendo imposible su venta al mercado.

Se estima cuál es el consumo de electricidad que puede tener el centro y se compara con el producido, puesto que no podemos producir más de lo que se requiere, al no poder vender la electricidad. Para ello se analiza el [14] y más concretamente ITC-BT-10, donde se fija que la carga correspondiente al tipo de local que se tiene, es de $100 \text{ W/m}^2 \cdot \text{planta}$.

Con la ayuda del AutoCAD se determina el área de cada planta, y se calcula la potencia a instalar en el edificio, cuyo valor es de 1375,226 kW, por lo que toda la electricidad producida que es menor, se emplea para el autoabastecimiento, sustituyendo la caldera por el equipo de cogeneración.



La sustitución total de la caldera por el equipo de mini-cogeneración lleva consigo el gasto extra de la introducción de un centro de transformación, puesto según [14], se requiere a partir de los 100 kW de potencia eléctrica de un centro de transformación, en el caso de que se emplee la electricidad como uso propio.

5.5.2. Apoyo con caldera

Otra posibilidad es la introducción de un equipo de mini-cogeneración que nos aporte potencia térmica suficiente para satisfacer la demanda térmica, y producción de electricidad para autoconsumo.

El equipo **ALTARE Senergino**, presenta los siguientes datos técnicos:

- Consumo: 145 kW
- Potencia eléctrica: 50 kW
- Potencia térmica: 77 kW

Este equipo no requiere de centro de transformación, al generar corriente de baja tensión, y únicamente requeriría un equipo para acoplarla a la red del edificio. Por otro lado, de todos los equipos que no requieren de centro de transformación es el que más potencia térmica aporta. Cuando dicha potencia térmica sea insuficiente, entra la caldera seleccionada en apoyo al equipo de mini-cogeneración.

6. DISEÑO INSTALACIÓN HIDRÁULICA

6.1. Introducción

6.2. Circuito primario

6.3. Circuito secundario ACS

6.4. Circuito de retorno ACS

6.5. Circuito secundario piscina vaso profundo

6.6. Circuito secundario piscina vaso poco profundo

6.7. Circuito secundario piscina spa

6.8. Circuito caldera ACS

6.9. Circuito caldera piscinas

6. DISEÑO INSTALACIÓN HIDRÁULICA

6.1. Introducción

Para el cálculo de la instalación hidráulica, diámetro de tubería y selección de bombas, se analiza cada circuito con todos sus elementos y accesorios. Cada accesorio y tramo tendrá asociada una pérdida de carga que habrá que tener en cuenta, puesto que la bomba a introducir deberá superar dichas pérdidas de carga. Todas las tuberías de la instalación serán de cobre.

Las bombas deben ser capaces de superar todas las pérdidas de carga que presenta el sistema, que vienen dadas por la expresión:

$$\Delta H_{\text{inst}} = \frac{v^2}{2 \cdot g} \left[f \frac{L + L_{\text{eq}}}{D_{\text{int}}} + \sum_i k_i \right] \quad (6.1)$$

, donde:

v: Velocidad del fluido por el conducto

f: Factor de fricción adimensional

L: Longitud del tramo de tubería

g: Aceleración de la gravedad

L_{eq} : Longitud equivalente de los accesorios

D_{int} : Diámetro interior de la tubería

$\sum k_i$: Coeficientes de resistencia de los accesorios

, con:

$$f = f\left(\text{Re}, \frac{\varepsilon}{D}\right) \quad (6.2)$$

, donde:

$$\text{Re} = \frac{\rho \cdot v \cdot D_{\text{int}}}{\mu} = \frac{v \cdot D_{\text{int}}}{\nu}$$

, y:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D_{\text{int}}^2}$$

, donde:

Q: Caudal que circula por la tubería

D_{int} : Diámetro interior de la tubería

ν : Viscosidad cinemática

ε/D : Rugosidad relativa de la tubería

Re: Número de Reynolds

El factor de fricción se calcula con el ábaco de Moody (figura 6.1).

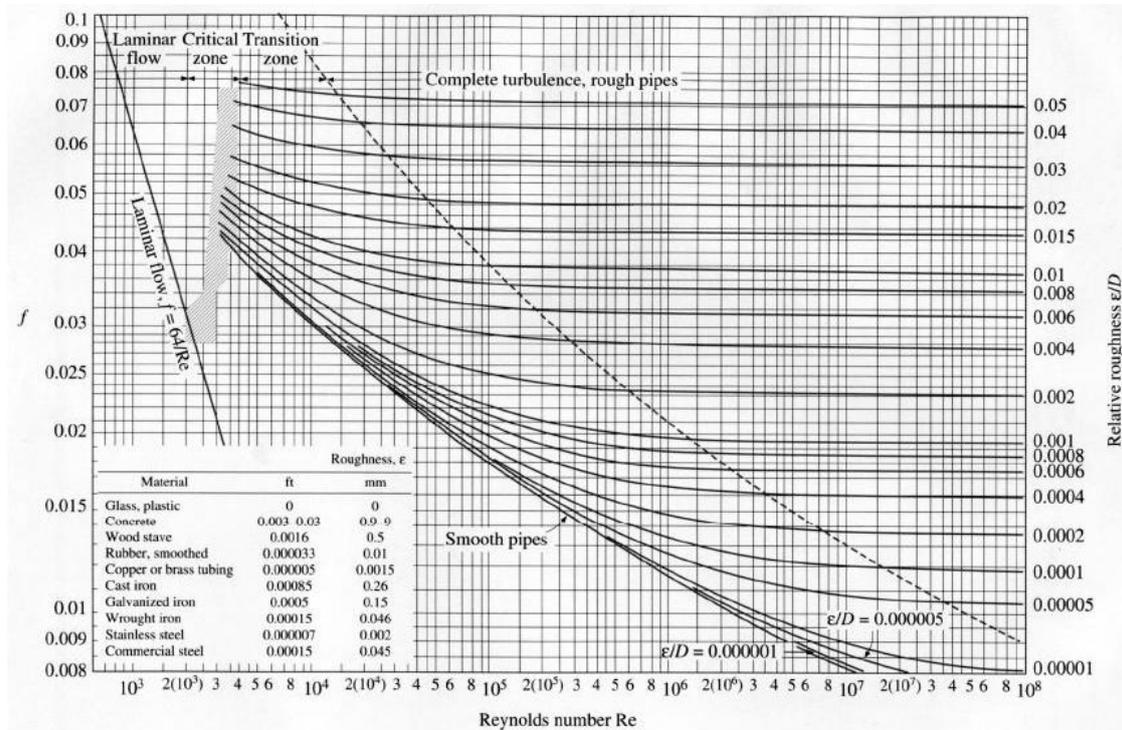


Figura 6.1. Ábaco de Moody

El valor de la rugosidad relativa (ϵ/D) de la tubería de cobre viene dada por gráficos y tablas (tablas de [15]).

Si se estudia el movimiento de los fluidos reales hay que analizar la ecuación de Bernoulli. Por definición, Bernoulli dice que en un hilo de corriente de un líquido perfecto en régimen estacionario, es constante la suma de las energías específicas (o alturas) de presión, de posición y de velocidad de cualquier punto del hilo. Es una aplicación del principio de la conservación de la energía.

La expresión es la siguiente:

$$\frac{p_A}{\rho \cdot g} + z_A + \frac{v_A^2}{2 \cdot g} = \frac{p_B}{\rho \cdot g} + z_B + \frac{v_B^2}{2 \cdot g} + \Delta H_{inst} \quad (6.3)$$

, donde:

p_A : Presión en el punto A

p_B : Presión en el punto B

z_A : Altura en el punto A

z_B : Altura en el punto B

ρ : Densidad del fluido

g : Aceleración de la gravedad

ΔH_{inst} : Pérdida de carga de la instalación

Se estudia cada uno de los circuitos de la instalación por separado.

Una vez calculado el caudal a impulsar en cada tramo, así como la altura a vencer (o presión a superar), se acude a los catálogos del fabricante, donde vienen las curvas H – Q. Con el caudal determinado y conocida la altura a vencer, se selecciona aquella bomba que de más de la altura a vencer calculada, así nos aseguraremos que dicha bomba trabaja correctamente.

6.2. Circuito primario

El circuito primario es un circuito cerrado (salvo pérdidas), por lo que las ecuaciones vistas anteriormente se ven modificadas. Si consideramos que se lleva fluido desde la salida de la bomba hasta su entrada, únicamente hay que tener en cuenta para el cálculo de la altura manométrica que debe vencer la bomba los coeficientes de pérdidas de carga de los accesorios y el tramo de tubería. Aunque haya que subir el fluido hasta la cubierta, esa presión que habría que aplicarla, se gana luego en la bajada del fluido. La expresión quedaría así:

$$\Delta H = H_B - H_A = \frac{v^2}{2 \cdot g} \left[f \frac{L + L_{eq}}{D_{int}} + \sum_i k_i \right] \quad (6.4)$$

Únicamente hay que tener en cuenta las longitudes de los tramos, y cada uno de los accesorios. Se tendría una ecuación con dos incógnitas. Suponiendo un diámetro, y fijando para dicho diámetro los valores de las longitudes equivalentes y coeficientes de pérdidas de carga, se determinaría por iteración el diámetro. Para ello habría que fijar un valor de “f”. Como eso es un proceso laborioso y no es objeto primordial del proyecto, suponemos un diámetro para el circuito. Para ello, y no tomar uno al azar, lo aproximaremos con la expresión (6.5).

$$D = j \cdot C^{0.35} \quad (6.5)$$

, donde

D: Diámetro de la tubería interior en cm

C: Caudal en m³/h

j = 2.2 para tuberías metálicas

Para el cálculo del diámetro de las tuberías se supone que por las mismas circula el máximo caudal posible, considerando las posiciones de la válvula de tres vías.

Se divide el tramo del circuito primario en los tramos siguientes:

- Ascenso desde bomba a colectores solares
- Circuito de paneles solares

- Descenso a válvula de tres vías
- Tramo ACS – unión circuito piscinas
- Circuito primario de piscinas
- Unión circuitos ACS y piscinas y la entrada a la bomba

Para cada uno de los tramos se determina el diámetro interior de tubería, aplicando la expresión (6.5), viendo los diámetros de tuberías existentes en el mercado y más concretamente los de la empresa de tuberías Ynstalia.

Para el circuito de colectores solares se introducirá un diámetro único para todas las tuberías, introduciendo el diámetro óptimo para el punto más lejano del punto de derivación en la azotea del edificio.

En la tabla 6.1 se definen los caudales de cada tramo, así como los diámetros de las tuberías calculados con (6.5) y el seleccionado según los catálogos del fabricante.

Tramo	Q (m ³ /s)	D _{interior} (mm)	Tubería seleccionada de catálogo			v (m/s)
			D _{exterior} (mm)	Espesor (mm)	D _{interior} (mm)	
Asc. desde bomba	0.002219	46	54	1,2	52,8	1.01
Paneles (7)	0.000134	17	28	1	27	0.23
Paneles (16)	0.000245	21	22	1	21	0.71
Paneles (22)	0.000337	24	28	1	27	0.59
Paneles (22)	0.000337	24	28	1	27	0.59
Paneles (22)	0.000337	24	28	1	27	0.59
Paneles (21)	0.000321	23	28	1	27	0.56
Paneles (22)	0.000337	24	28	1	27	0.59
Paneles (13)	0.000172	19	22	1	21	0.50
Descenso a derivación	0.002219	46	54	1,2	52,8	1.01
ACS - unión circ. Pisc.	0.002219	46	54	1,2	52,8	1.01
Circuito primar. Piscinas	0.002219	46	54	1,2	52,8	1.01
Unión circ. - entr. Bomba	0.002219	46	54	1,2	52,8	1.01

Tabla 6.1. Caudal, diámetro calculado, diámetro según catálogo y velocidad del fluido por tuberías en circuito primario

Con el valor de la velocidad a la que circula el fluido por cada tramo, determino el valor del Reynolds, y junto con la rugosidad de las tuberías de cobre, el factor de fricción para cada tramo.

El cobre tiene una rugosidad de $\epsilon_{CU} = 0.0015 \text{ mm}$ (ver tabla 6.2), y la viscosidad cinemática de la disolución de agua con propilenglicol al 35% se determina con la figura 6.2 (ordenadas en mm^2/s), cambiando unidades a unidades del S.I. Su valor es de $\nu_{\text{propilenglicol}} = 1.15 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$, tomando una temperatura media de $68 \text{ }^\circ\text{C}$ del fluido a la entrada de los colectores.

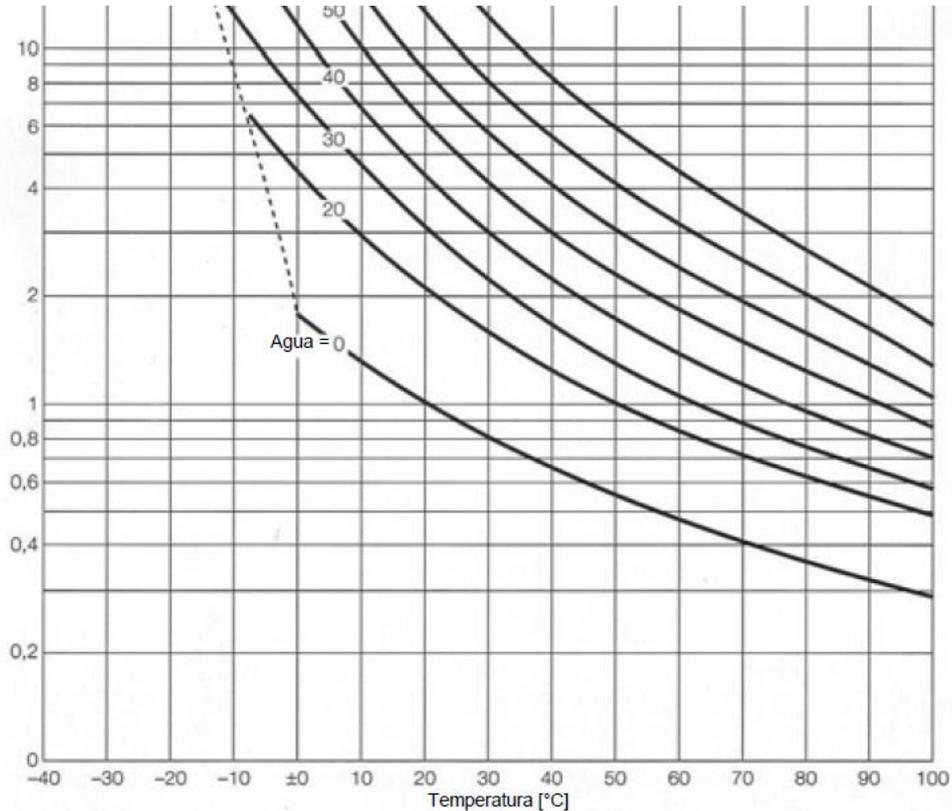


Figura 6.2. Viscosidad cinemática del propilenglicol

Material	ϵ (mm)	Material	ϵ (mm)
Plástico (PE, PVC)	0.0015	Fundición asfaltada	0.06-0.18
Poliéster reforzado con fibra de vidrio	0.01	Fundición	0.12-0.60
Tubos estirados de acero	0.0024	Acero comercial y soldado	0.03-0.09
Tubos de latón o cobre	0.0015	Hierro forjado	0.03-0.09
Fundición revestida de cemento	0.0024	Hierro galvanizado	0.06-0.24
Fundición con revestimiento bituminoso	0.0024	Madera	0.18-0.90
Fundición centrifugada	0.003	Hormigón	0.3-3.0

Tabla 6.2. Rugosidades absolutas de materiales



Con los valores de la rugosidad relativa y el número de Reynolds, se entra en el ábaco de Moody [15] y se determina el valor del factor de fricción. En la siguiente tabla se recogen todos los valores.

Tramo	v (m/s)	D _{interior} (mm)	Re	ϵ/D	f
Asc. desde bomba	1.01	52.8	46522.1	0.000028	0.021
Paneles (22)	0.59	27	13805.4	0.000056	0.027
Descenso a derivación	1.01	52.8	46522.1	0.000028	0.021
ACS - unión circ. Pisc.	1.01	52.8	46522.1	0.000028	0.021
Circuito primar. Piscinas	1.01	52.8	46522.1	0.000028	0.021
Unión circ. - entr. Bomba	1.01	52.8	46522.1	0.000028	0.021

Tabla 6.3. Factor de fricción de cada tramo circuito primario

Cada uno de dichos tramos se analiza por separado, determinando la altura a vencer con (6.4).

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L _{unit} (m)	L _{total} (m)
Asc. desde bomba	52.8	Longitud de tubería	1	18.4413	18.4413
		Válvula de bola	2	0.0008920	0.001784
		Codos 90°	2	0.002432	0.004864
		Válvula retención	1	0.002856	0.002856
		Manguito antivibratorio	1	0.000089	0.000089

TOTAL	18.450893
ΔH (m)	0.384

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L _{unit} (m)	L _{total} (m)
Circuito captadores	27	Longitud de tubería	1	122.2718	122.2718
		Válvula de bola	18	0.0003900	0.00702
		Codos 90°	1	0.00124	0.00124
		Colectores	1	1.8	1.8
		Te derivación	11	0.000739	0.008129

TOTAL	124.09
ΔH (m)	2.187



TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L_{unit} (m)	L_{total} (m)
Descenso a derivación	52.8	Longitud de tubería	1	19.5851	19.5851
		Válvula de bola	1	0.0008920	0.000892
		Válvula de tres vías	1	0.0071310	0.007131
		Codos 90°	4	0.002432	0.009728

TOTAL	19.60
ΔH (m)	0.408

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L_{unit} (m)	L_{total} (m)
ACS - unión circ. Pisc.	52.8	Longitud de tubería	1	3.9392	3.9392
		Válvula de mariposa	2	0.0003675	0.000735
		Válvula de tres vías	1	0.0059325	0.0059325
		Válvula de equilibrado	1	0.0003675	0.0003675
		Codos 90°	2	0.001645	0.00329
		Válvula retención	1	0.0017325	0.0017325
		Te de reparto	3	0.0059325	0.0177975
		Intercambiador de calor	1	0.74441368	0.74441368

TOTAL	4.713
ΔH (m)	0.098

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L_{unit} (m)	L_{total} (m)
Circuito primario Piscinas	52.8	Longitud de tubería	1	10.846	10.846
		Válvula de mariposa	2	0.0004270	0.000854
		Válvula de tres vías	3	0.0065590	0.019677
		Válvula de equilibrado	1	0.0004270	0.000427
		Te de reparto	2	0.0065590	0.013118
		Codos 90°	2	0.002002	0.004004
		Intercambiador de calor	1	2.24343849	2.24343849

TOTAL	13.128
ΔH (m)	0.273

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L_{unit} (m)	L_{total} (m)
Unión circ. - entr. Bomba	52.8	Longitud de tubería	1	0.95	0.95
		Válvula de bola	1	0.0008920	0.000892
		Manguito antivibratorio	1	0.0000890	0.000089
		Separador de aire	1	0.0083510	0.008351

TOTAL	0.959
ΔH (m)	0.020

Por lo que en total se tendría que:

$$Q_{m\acute{a}x} = 7.987 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\Delta h_{total} = 3.370 \text{ m}$$

Sistema de bombero circuito primario (GP – PRIM)

Las bombas a introducir en la instalación son de la empresa Wilo. Viendo las curvas del fabricante seleccionamos la bomba **Wilo - BAC 40/129-0.75/2**, cuyas curvas se pueden ver en las siguientes gráficas.

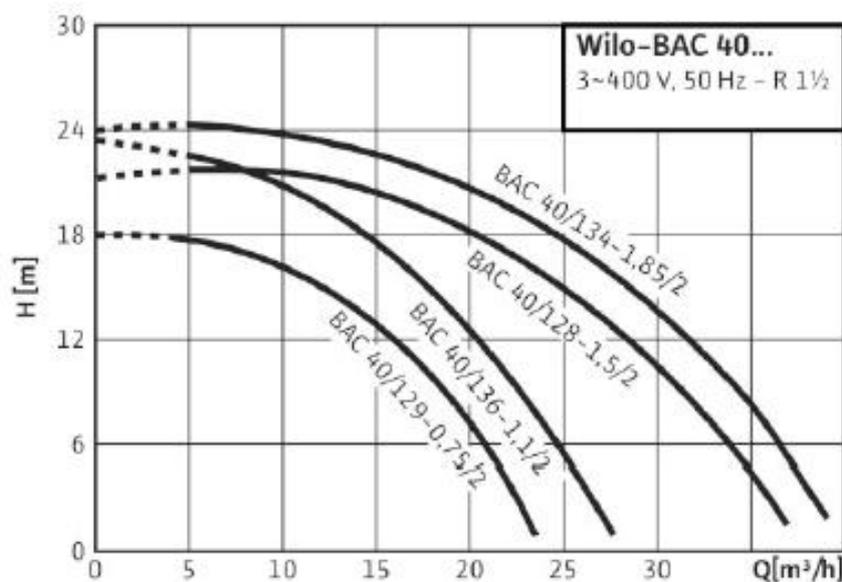


Figura 6.3. Curvas características de las bombas Wilo – BAC 40



Figura 6.4. Bomba Wilo – BAC 40 circuito primario

Tal y como se puede apreciar en dichas curvas, para el caudal obtenido a impulsar, y la altura a vencer, dicha bomba nos cumple sobradamente.

6.3. Circuito secundario ACS

Al igual que en el circuito primario también se tiene un circuito cerrado. Se procede a calcular los mismos parámetros que para el circuito primario, teniendo en cuenta que el fluido que se tiene es agua.

Para seleccionar las tuberías correctamente, suponemos que todo el flujo del circuito primario se deriva para el ACS, y así poder ver el máximo caudal que se tendría circulando por el circuito secundario del intercambiador de calor del ACS, teniendo así la situación más crítica.

Se divide el circuito secundario de ACS en dos tramos: el de impulsión de la bomba y el de retorno hacia la misma. En la tabla adjunta se introducen los caudales de cada tramo, diámetro interior calculado con (6.5), el seleccionado según el catálogo del fabricante y la velocidad a la que circula el fluido por el interior de las tuberías, teniendo en cuenta el diámetro del fabricante.

Tramo	Q (m ³ /s)	D _{interior} (mm)	Tubería seleccionada de catálogo			v (m/s)
			D _{exterior} (mm)	Espesor (mm)	D _{interior} (mm)	
Impulsión bomba	0.00093333	34	35	1	34	1.03
Retorno a bomba	0.00093333	34	35	1	34	1.03

Tabla 6.4. Caudal, diámetro calculado, diámetro según catálogo y velocidad del fluido por tuberías en circuito secundario ACS

Las tuberías también son de cobre, por lo que tendrán la misma rugosidad que las del circuito primario ($\epsilon_{CU} = 0.0015 \text{ mm}$). La viscosidad cinemática del agua se determina mirando las propiedades del agua en [4] ($\nu_{\text{agua}} = 1.001 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$).

Con los valores de la rugosidad relativa y el número de Reynolds, se entra en el ábaco de Moody y se determina el valor del factor de fricción. En la siguiente tabla se recogen todos los valores.

Tramo	v (m/s)	D _{interior} (mm)	Re	ϵ/D	f
Impulsión bomba	1.03	34	30392.8	0.000044	0.023
Retorno a bomba	1.03	34	30392.8	0.000044	0.023

Tabla 6.5. Factor de fricción de cada tramo circuito secundario ACS

En una tabla se introducen todos los elementos existentes por tramos, introduciendo las longitudes equivalentes/coeficientes de pérdida de carga y determinando la altura a vencer con (6.4).

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L _{unit} (m)	L _{total} (m)
Impulsión bomba	34	Longitud de tubería	1	11.5609	11.5609
		Válvula de bola	2	0.0003900	0.00078
		Válvula de mariposa	2	0.0003000	0.0006
		Codos 90°	2	0.00124	0.00248
		Válvula retención	1	0.00121	0.00121
		Manguito antivibratorio	1	0.00004571	0.00004571
		Te derivación	3	0.00032	0.00096
		Intercambiador de calor	1	0.74441368	0.74441368
		Ensanchamiento brusco	1	0.9	0.9

TOTAL	13.211
ΔH (m)	0.481

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L _{unit} (m)	L _{total} (m)
Retorno a bomba	34	Longitud de tubería	1	10.0581	10.0581
		Válvula de bola	2	0.0003900	0.00078
		Codos 90°	2	0.00124	0.00248
		Manguito antivibratorio	1	0.00004571	0.00004571
		Te de reparto	3	0.00524	0.01572
		Estrechamiento brusco	1	0.2	0.2

TOTAL	10.277
ΔH (m)	0.374

Por lo que en total se tendría que:

$$Q_{\text{máx}} = 3.36 \text{ m}^3/\text{h}$$
$$\Delta h_{\text{total}} = 0.856 \text{ m}$$

Sistema de bombeo circuito secundario (GP – SEC)

Acudiendo al catálogo del fabricante seleccionamos la bomba **Wilo - Star - RS 25/6**, cuyas curvas son:

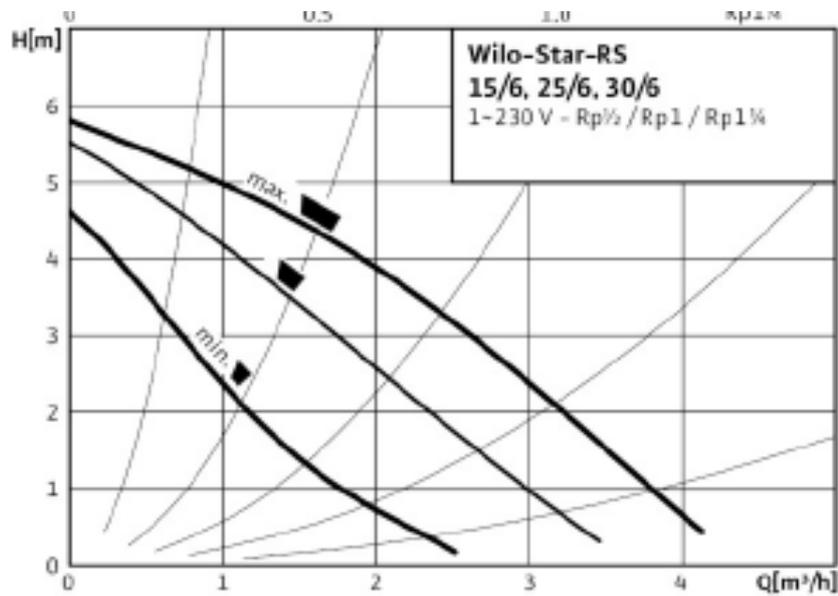


Figura 6.5. Curvas características de las bombas Wilo – Star – RS



Figura 6.6. Bomba Wilo – Star – RS circuito secundario

Con el caudal a impulsar y la altura a vencer, dicha bomba trabajaría en su punto óptimo de funcionamiento, siendo la curva central de la figura 6.5 la óptima de funcionamiento.

6.4. Circuito de retorno ACS

Se diseña dicho tramo para un caudal igual al caudal de consumo con todos los grifos abiertos, y su coeficiente de simultaneidad, que sería la situación más crítica y desfavorable. Dicho caudal fue determinado en el apartado 5.2.

Con este caudal, se determina el diámetro de la tubería óptimo, el diámetro seleccionado según el fabricante, así como la velocidad que lleva el agua por las tuberías.

Tramo	Q (m ³ /s)	D _{interior} (mm)	Tubería seleccionada de catálogo			v (m/s)
			D _{exterior} (mm)	Espesor (mm)	D _{interior} (mm)	
Impulsión bomba	0.00576382	64	76	1.5	74.5	1.32

Tabla 6.6. Caudal, diámetro calculado, diámetro según catálogo y velocidad del fluido por tuberías en circuito retorno ACS

Por este circuito circula agua por tuberías de cobre, donde su rugosidad es $\epsilon_{CU} = 0.0015$ mm, y la viscosidad cinemática del agua $\nu_{agua} = 1.001 \cdot 10^{-6}$ m²/s.

Con los valores de la rugosidad relativa y el número de Reynolds, se entra en el ábaco de Moody y se determina el valor del factor de fricción. En la siguiente tabla se recogen todos los valores.

Tramo	v (m/s)	D _{interior} (mm)	Re	ϵ/D	f
Impulsión bomba	1.32	74.5	98408.0	0.000020	0.018

Tabla 6.7. Factor de fricción circuito retorno ACS

En una tabla se introducen todos los elementos existentes por tramos, introduciendo las longitudes equivalentes/coeficientes de pérdida de carga.

Hay que tener en cuenta que la bomba debe ser capaz de llevar agua hasta el consumo más lejano a los depósitos acumuladores. Con el AutoCAD, medimos la distancia más lejana a los depósitos. La altura a vencer se determina con (6.4).

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L_{unit} (m)	L_{total} (m)
Impulsión bomba	74.5	Longitud de tubería	1	189.6267	189.6267
		Válvula de bola	2	0.0002940	0.000588
		Codos 90°	7	0.000896	0.006272
		Válvula retención	1	0.000826	0.000826
		Manguito antivibratorio	1	0.000032	0.000032
		Te derivación	25	0.000224	0.0056
		Ensanchamiento brusco	1	0.7	0.7

TOTAL	190.340
ΔH (m)	4.098

Por lo que en total se tendría que:

$$Q_{m\acute{a}x} = 20.75 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\Delta h_{total} = 4.098 \text{ m}$$

Sistema de bombeo circuito retorno ACS (GP – RET)

Mirando los catálogos del fabricante se instala la bomba **Wilo - BAC - 40/136**, cuyas curvas son:

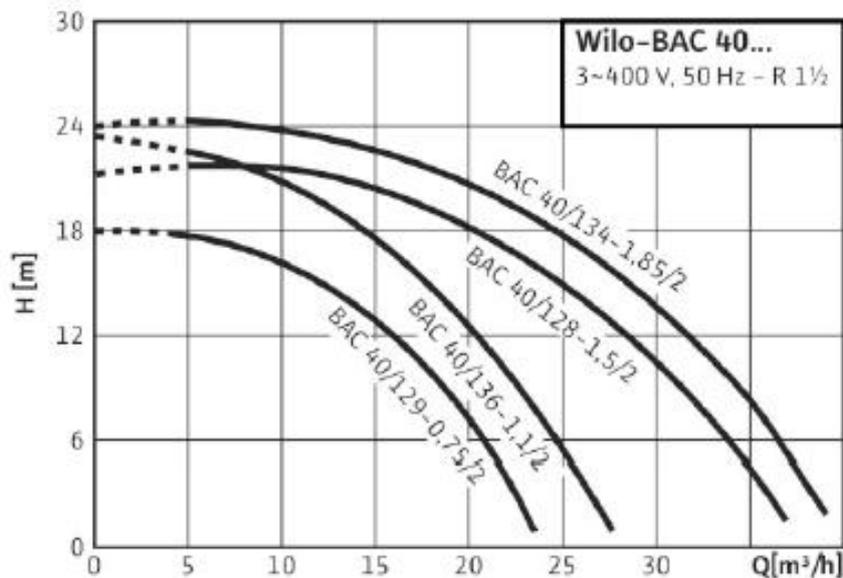


Figura 6.7. Curvas características bombas Wilo – BAC - 40



Figura 6.8. Bomba Wilo – BAC – 40 circuito retorno ACS

6.5. Circuito secundario piscina vaso profundo

Se diseña dicho tramo para un caudal igual al caudal de consumo máximo determinado, que sería la situación más crítica y desfavorable. Dicha situación se da cuando la válvula de tres vías deriva todo el fluido del circuito primario hacia el circuito de las piscinas, no llegando nada al del ACS. Dicho caudal total se dividiría entre cada uno de los tres vasos existentes.

Los caudales máximos ya se determinaron en el apartado 5.1., donde fue necesario dicho cálculo para la selección de los intercambiadores de calor del circuito de la caldera.

Para el vaso profundo se tienen los datos siguientes:

Tramo	Q (m ³ /s)	D _{interior} (mm)	Tubería seleccionada de catálogo			v (m/s)
			D _{exterior} (mm)	Espesor (mm)	D _{interior} (mm)	
Circuito vaso profundo	0.00030833	23	28	1	27	0.54

Tabla 6.8. Caudal, diámetro calculado, diámetro según catálogo y velocidad del fluido por tuberías en circuito secundario piscina vaso profundo

Por este circuito circula agua por tuberías de cobre, donde su rugosidad es $\epsilon_{CU} = 0.0015$ mm, y la viscosidad cinemática del agua $\nu_{\text{agua}} = 1.001 \cdot 10^{-6}$ m²/s.

Con los valores de la rugosidad relativa y el número de Reynolds, se entra en el ábaco de Moody y se determina el valor del factor de fricción. En la siguiente tabla se recogen todos los valores.

Tramo	v (m/s)	D _{interior} (mm)	Re	ε/D	f
Circuito vaso profundo	0.54	27	14525.6	0.000056	0.028

Tabla 6.9. Factor de fricción circuito secundario piscina vaso profundo

En una tabla se introducen todos los elementos existentes por tramos, introduciendo las longitudes equivalentes/coeficientes de pérdida de carga. La altura a vencer se determina con (6.4).

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L _{unit} (m)	L _{total} (m)
Circuito vaso profundo	27	Longitud de tubería	1	55.9414	55.9414
		Válvula de bola	3	0.0002940	0.000882
		Válvulas de mariposa	2	0.0002240	0.000448
		Válvula retención	1	0.000826	0.000826
		Codos 90°	4	0.000896	0.003584
		Manguito antivibratorio	2	0.000032	0.000064
		Te derivación	2	0.000224	0.000448
		Ensanchamiento brusco	1	0.7	0.7
		Estrechamiento brusco	1	0.4	0.4
		Filtro	1	0.5	0.5
		Intercambiador de calor	2	0.54046	1.08092

TOTAL	58.629
ΔH (m)	0.899

Por lo que en total se tendría que:

$$Q_{\text{máx}} = 1.11 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\Delta h_{\text{total}} = 0.899 \text{ m}$$

Sistema de bombero circuito piscina vaso profundo (GP – PISC – VASO PROF)

Mirando los catálogos del fabricante, seleccionamos la bomba que es capaz de impulsar dicho caudal, venciendo la pérdida de carga calculada.

La bomba seleccionada es la bomba **Wilo - Star - RS 30/2**, cuyas curvas características son las siguientes:

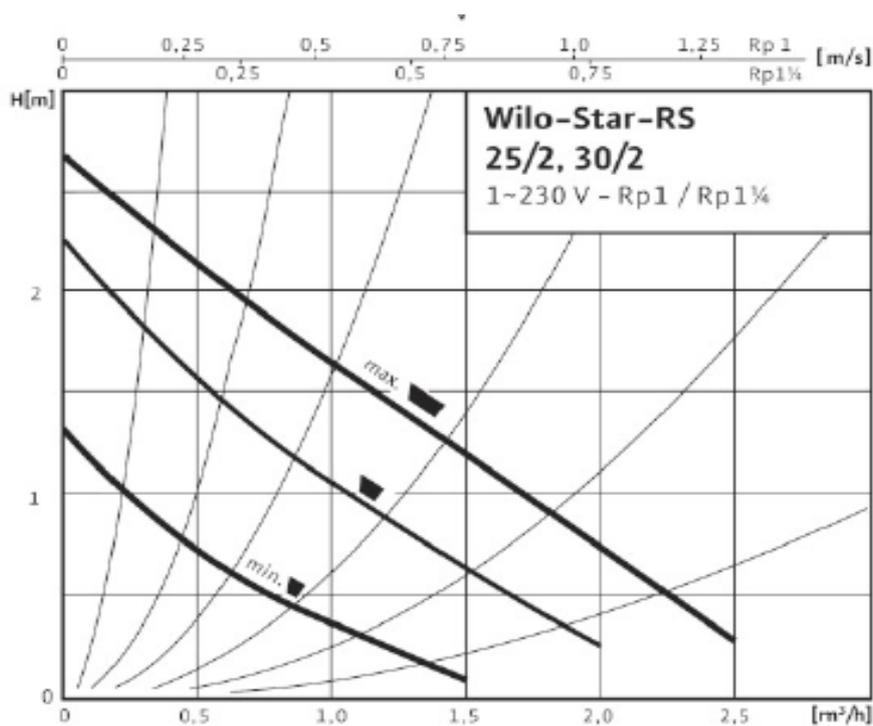


Figura 6.9. Curvas características Wilo – Star - RS



Figura 6.10. Bomba Wilo – Star – RS circuito piscina vaso profundo

6.6. Circuito secundario piscina vaso poco profundo

Al igual que con la instalación del vaso profundo, se tiene en cuenta el máximo caudal que llegaría a intercambiar el intercambiador de calor primario del vaso poco profundo, en la situación crítica en la que la válvula de tres vías del circuito primario derive todo su flujo hacia el circuito de las piscinas.

En la siguiente tabla se indica el valor del caudal, el diámetro estimado con la expresión (6.5), el diámetro seleccionado según los catálogos del fabricante y la velocidad que lleva el fluido por las tuberías.

Tramo	Q (m ³ /s)	D _{interior} (mm)	Tubería seleccionada de catálogo			v (m/s)
			D _{exterior} (mm)	Espesor (mm)	D _{interior} (mm)	
Circuito vaso poco prof.	0.00030833	23	28	1	27	0.54

Tabla 6.10. Caudal, diámetro calculado, diámetro según catálogo y velocidad del fluido por tuberías en circuito secundario piscina vaso poco profundo

Por este circuito circula agua por tuberías de cobre, donde su rugosidad es $\epsilon_{CU} = 0.0015$ mm, y la viscosidad cinemática del agua $\nu_{\text{agua}} = 1.001 \cdot 10^{-6}$ m²/s.

Con los valores de la rugosidad relativa y el número de Reynolds, se entra en el ábaco de Moody y se determina el valor del factor de fricción. En la siguiente tabla se recogen todos los valores.

Tramo	v (m/s)	D _{interior} (mm)	Re	ϵ/D	f
Circuito vaso poco prof.	0.54	27	14525.6	0.000056	0.028

Tabla 6.11. Factor de fricción circuito secundario piscina vaso poco profundo

En una tabla se introducen todos los elementos existentes por tramos, introduciendo las longitudes equivalentes/coeficientes de pérdida de carga. La altura a vencer se determina con (6.4).

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L _{unit} (m)	L _{total} (m)
Circuito vaso poco prof.	27	Longitud de tubería	1	161.3071	161.3071
		Válvula de bola	3	0.0002940	0.000882
		Válvulas de mariposa	2	0.0002240	0.000448
		Válvula retención	1	0.000826	0.000826
		Codos 90°	8	0.000896	0.007168
		Manguito antivibratorio	2	0.000032	0.000064
		Te derivación	2	0.000224	0.000448
		Ensanchamiento brusco	1	0.7	0.7
		Estrechamiento brusco	1	0.4	0.4
		Filtro	1	0.5	0.5
		Intercambiador de calor	2	0.54046	1.08092

TOTAL	163.998
ΔH (m)	2.514

Por lo que en total se tendría que:

$$Q_{\text{máx}} = 1.11 \text{ m}^3/\text{h}$$
$$\Delta h_{\text{total}} = 2.541 \text{ m}$$

Sistema de bombeo circuito piscina vaso poco profundo (GP – PISC – VASO POCO PROF)

La bomba a introducir es el modelo **Wilo - Star - RS 25/7**, cuyas curvas características se adjuntan a continuación.

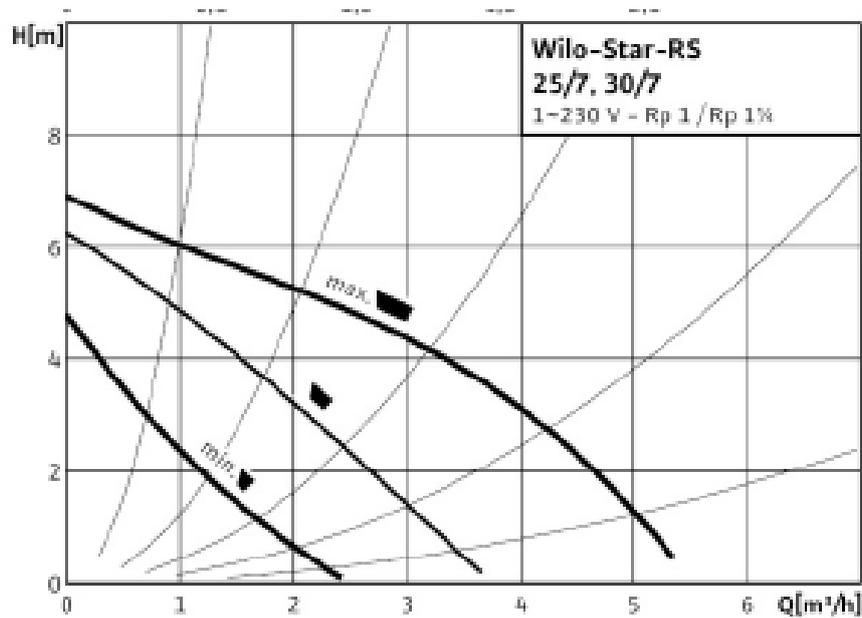


Figura 6.11. Curvas características bombas Wilo – Star - RS



Figura 6.12. Bomba Wilo – Star – RS circuito piscina vaso poco profundo

6.7. Circuito secundario piscina spa

Al igual que con la instalación del vaso profundo y poco profundo, se tiene en cuenta el máximo caudal que llegaría a intercambiar el intercambiador de calor primario del vaso poco profundo, en la situación crítica en la que la válvula de tres vías del circuito primario derive todo su flujo hacia el circuito de las piscinas.

En la siguiente tabla se indica el valor del caudal, el diámetro estimado con la expresión (6.5), el diámetro seleccionado según los catálogos del fabricante y la velocidad que lleva el fluido por las tuberías.

Tramo	Q (m ³ /s)	D _{interior} (mm)	Tubería seleccionada de catálogo			v (m/s)
			D _{exterior} (mm)	Espesor (mm)	D _{interior} (mm)	
Circuito vaso spa	0.00031667	23	28	1	27	0.55

Tabla 6.12. Caudal, diámetro calculado, diámetro según catálogo y velocidad del fluido por tuberías en circuito secundario piscina spa

Por este circuito circula agua por tuberías de cobre, donde su rugosidad es $\epsilon_{CU} = 0.0015$ mm, y la viscosidad cinemática del agua $\nu_{agua} = 1.001 \cdot 10^{-6}$ m²/s.

Con los valores de la rugosidad relativa y el número de Reynolds, se entra en el ábaco de Moody y se determina el valor del factor de fricción. En la siguiente tabla se recogen todos los valores.

Tramo	v (m/s)	D _{interior} (mm)	Re	ϵ/D	f
Circuito vaso spa	0.55	27	14918.1	0.000056	0.028

Tabla 6.13. Factor fricción circuito secundario piscina spa

En una tabla se introducen todos los elementos existentes por tramos, introduciendo las longitudes equivalentes/coeficientes de pérdida de carga. La altura a vencer se determina con (6.4).



TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L_{unit} (m)	L_{total} (m)
Circuito vaso spa	27	Longitud de tubería	1	67.305	67.305
		Válvula de bola	3	0.0002940	0.000882
		Válvulas de mariposa	2	0.0002240	0.000448
		Válvula retención	1	0.000826	0.000826
		Codos 90°	8	0.000896	0.007168
		Manguito antivibratorio	2	0.000032	0.000064
		Te derivación	2	0.000224	0.000448
		Ensanchamiento brusco	1	0.7	0.7
		Estrechamiento brusco	1	0.4	0.4
		Filtro	1	0.5	0.5
		Intercambiador de calor	2	0.54046	1.08092

TOTAL	69.996
ΔH (m)	1.132

Por lo que en total se tendría que:

$$Q_{m\acute{a}x} = 1.14 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\Delta h_{total} = 1.132 \text{ m}$$

Sistema de bombeo circuito piscina spa (GP – PISC – SPA)

La bomba seleccionada es la bomba **Wilo - Star - RS 30/2**, cuyas curvas características son las siguientes:

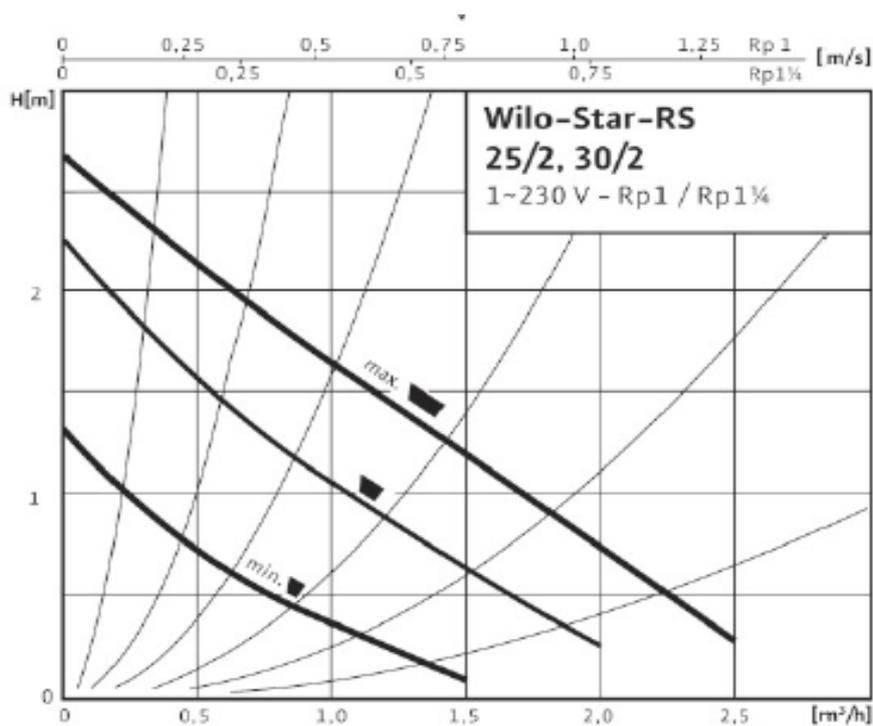


Figura 6.13. Curvas características bombas Wilo – Star - RS



Figura 6.14. Bomba Wilo – Star – RS circuito piscina spa

6.8. Circuito caldera ACS

Se fija el valor del caudal que circulará por el serpentín del interacumulador secundario, y para ello tomamos el máximo valor del caudal de consumo que se tiene entre todos los meses del año, para igualar el caudal que atraviesa el depósito interacumulador con el del serpentín.

En la siguiente tabla se puede ver dicho valor, así como el diámetro determinado con (6.5), el seleccionado con el catálogo del fabricante, y la velocidad de circulación del fluido por el mismo.

Tramo	Q (m ³ /s)	D _{interior} (mm)	Tubería seleccionada de catálogo			v (m/s)
			D _{exterior} (mm)	Espesor (mm)	D _{interior} (mm)	
Circuito caldera ACS	0.00030278	23	28	1	27	0.53

Tabla 6.14. Caudal, diámetro calculado, diámetro según catálogo y velocidad del fluido por tuberías en circuito caldera ACS

Por este circuito circula agua por tuberías de cobre, donde su rugosidad es $\epsilon_{CU} = 0.0015$ mm, y la viscosidad cinemática del agua $\nu_{\text{agua}} = 1.001 \cdot 10^{-6}$ m²/s.

Con los valores de la rugosidad relativa y el número de Reynolds, se entra en el ábaco de Moody y se determina el valor del factor de fricción. En la siguiente tabla se recogen todos los valores.

Tramo	v (m/s)	D _{interior} (mm)	Re	ϵ/D	f
Circuito caldera ACS	0.53	27	14263.8	0.000056	0.027

Tabla 6.15. Factor de fricción circuito caldera ACS

En una tabla se introducen todos los elementos existentes por tramos, introduciendo las longitudes equivalentes/coeficientes de pérdida de carga. La altura a vencer se determina con (6.4).

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L _{unit} (m)	L _{total} (m)
Circuito caldera ACS	27	Longitud de tubería	1	26.0392	26.0392
		Válvula de bola	8	0.0002940	0.002352
		Válvula retención	1	0.000826	0.000826
		Codos 90°	5	0.000896	0.00448
		Manguito antivibratorio	2	0.000032	0.000064
		Ensanchamiento brusco	3	0.7	2.1
		Estrechamiento brusco	3	0.4	1.2
		Intercambiador de calor	1	0.54046	0.54046
		Caldera con valvulería	1	0.22	0.22

TOTAL	30.107
ΔH (m)	0.429

Por lo que en total se tendría que:

$$Q_{\text{máx}} = 1.09 \text{ m}^3/\text{h}$$
$$\Delta h_{\text{total}} = 0.429 \text{ m}$$

Sistema de bombeo caldera ACS (GP – CALD – ACS)

La bomba seleccionada es la bomba **Wilo - Star - RS 30/2**, cuyas curvas características son las siguientes:

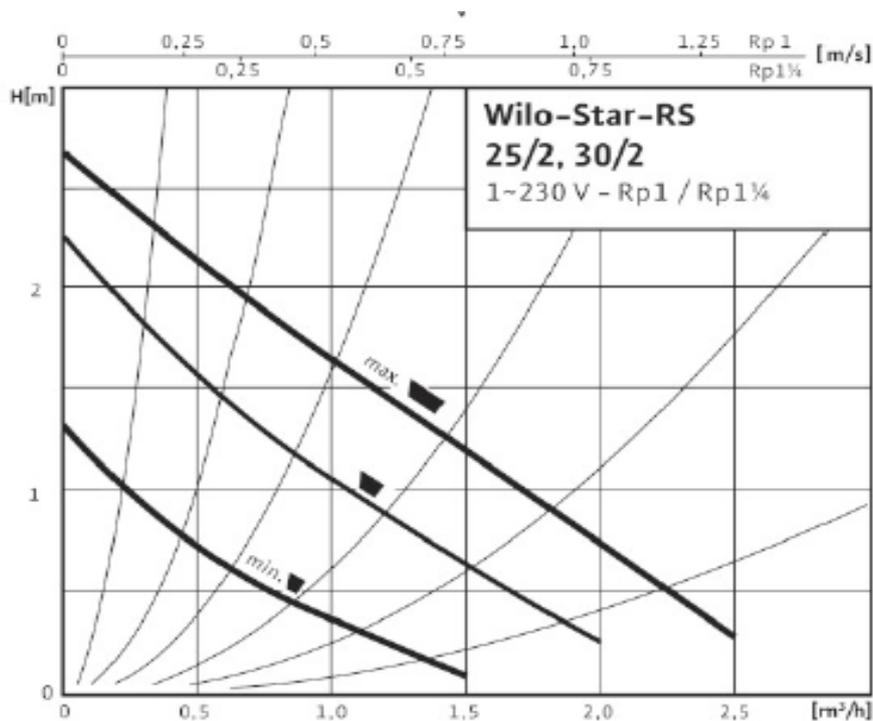


Figura 6.15. Curvas características bombas Wilo – Star - RS



Figura 6.16. Bomba Wilo – Star – RS circuito caldera ACS

6.9. Circuito caldera piscinas

En el apartado 5.1. se seleccionó el intercambiador de calor del circuito de la caldera y por lo tanto se puede conocer el valor del caudal total que se repartiría entre los tres intercambiadores de calor que forman los circuitos auxiliares de las piscinas. Para cada intercambiador de apoyo auxiliar se tendría el siguiente caudal para los circuitos primarios, el que va a la caldera:

$$Q_{I\text{vp}} = 2.63 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_{I\text{vpp}} = 2.63 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$Q_{I\text{vsp}} = 2.71 \text{ m}^3/\text{h}$$

, lo que en total hace un caudal de circulación de $7.97 \text{ m}^3/\text{h}$.

En la siguiente tabla se resumen los caudales, diámetros y velocidad del fluido.

Tramo	Q (m ³ /s)	D _{interior} (mm)	Tubería seleccionada de catálogo			v (m/s)
			D _{exterior} (mm)	Espesor (mm)	D _{interior} (mm)	
Circuito caldera piscinas	0.00221511	46	54	1.2	52.8	1.01

Tabla 6.16. Caudal, diámetro calculado, diámetro según catálogo y velocidad del fluido por tuberías en circuito caldera piscinas

Por este circuito circula agua por tuberías de cobre, donde su rugosidad es $\epsilon_{\text{CU}} = 0.0015 \text{ mm}$, y la viscosidad cinemática del agua $\nu_{\text{agua}} = 1.001 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$.

Con los valores de la rugosidad relativa y el número de Reynolds, se entra en el ábaco de Moody y se determina el valor del factor de fricción. En la siguiente tabla se recogen todos los valores.

Tramo	v (m/s)	D _{interior} (mm)	Re	ϵ/D	f
Circuito caldera piscinas	1.01	52.8	53362.6	0.000028	0.021

Tabla 6.17. Factor de fricción circuito caldera piscinas

En una tabla se introducen todos los elementos existentes por tramos, introduciendo las longitudes equivalentes/coeficientes de pérdida de carga. La altura a vencer se determina con (6.4).

TRAMO	Φ (mm)	ELEMENTO	UNIDADES	L_{unit} (m)	L_{total} (m)
Circuito caldera piscinas	52.8	Longitud de tubería	1	27.3656	27.3656
		Válvula de bola	6	0.0002940	0.001764
		Válvulas de mariposa	2	0.0002240	0.000448
		Válvula retención	1	0.000826	0.000826
		Codos 90°	8	0.000896	0.007168
		Manguito antivibratorio	2	0.000032	0.000064
		Te derivación	4	0.000224	0.000896
		Ensanchamiento brusco	3	0.7	2.1
		Estrechamiento brusco	3	0.4	1.2
		Intercambiador de calor	1	0.54046	0.54046
		Caldera con valvulería	1	0.22	0.22

TOTAL	31.437
ΔH (m)	0.652

Por lo que en total se tendría que:

$$Q_{m\acute{a}x} = 7.97 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$\Delta h_{total} = 0.652 \text{ m}$$

Sistema de bombeo caldera piscinas (GP – CALD – PISC)

Viendo las curvas del fabricante seleccionamos la bomba **Wilo - BAC 40/129-0.75/2**, cuyas curvas se pueden ver en las siguientes gráficas.

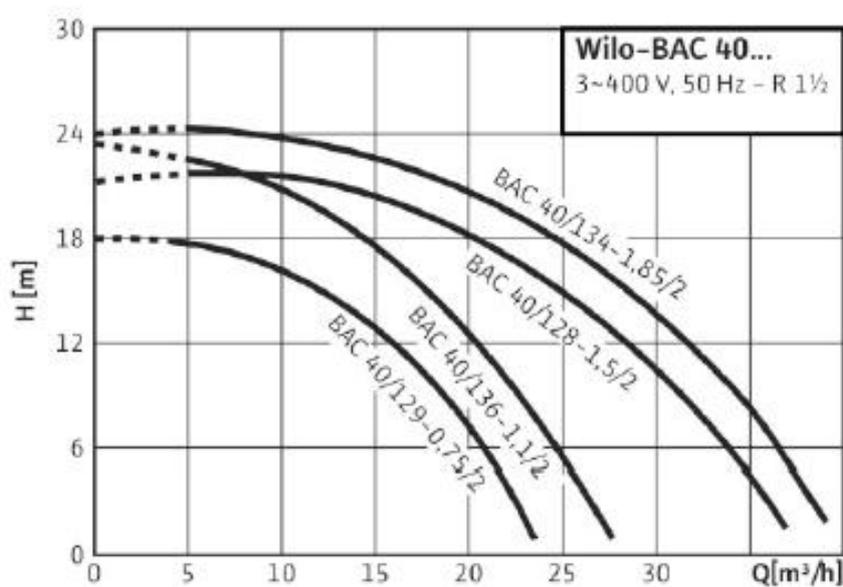


Figura 6.17. Curvas características bombas Wilo – BAC 40



Figura 6.18. Bomba Wilo – BAC 40 circuito caldera piscinas

7. ANÁLISIS ENERGÉTICO Y AMBIENTAL

7.1. Caso 0: Instalación sin placas solares y con caldera

7.2. Caso 1: Instalación con placas solares y apoyo con caldera

7.3. Caso 2: Instalación con placas solares y apoyo con mini-cogeneración

7.4. Caso 3: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera

7. ANÁLISIS ENERGÉTICO Y AMBIENTAL

Tal y como se calculó previamente en el apartado 3, en la tabla 7.1 se resumen las necesidades energéticas del edificio para la producción de ACS y climatización de las piscinas.

Mes	Q_{ACS} (MJ)	$Q_{piscinas}$ (MJ)
Enero	155092.7	302873.7
Febrero	132624.8	264030.2
Marzo	134850.1	271210.1
Abril	132790.4	242033.4
Mayo	128304.0	239546.6
Junio	119292.1	221605.3
Julio	106500.4	218437.6
Agosto	95472.7	228992.1
Septiembre	108644.5	231819.3
Octubre	118333.8	250101.1
Noviembre	129233.1	262461.4
Diciembre	149553.7	302873.7
TOTAL	1510692.4	3035984.6
TOTAL ACS + PISCINAS (MJ)		4546676.96

Tabla 7.1. Necesidades energéticas de ACS y piscinas

, cuya representación gráfica mes a mes se puede ver en la figura 7.1.

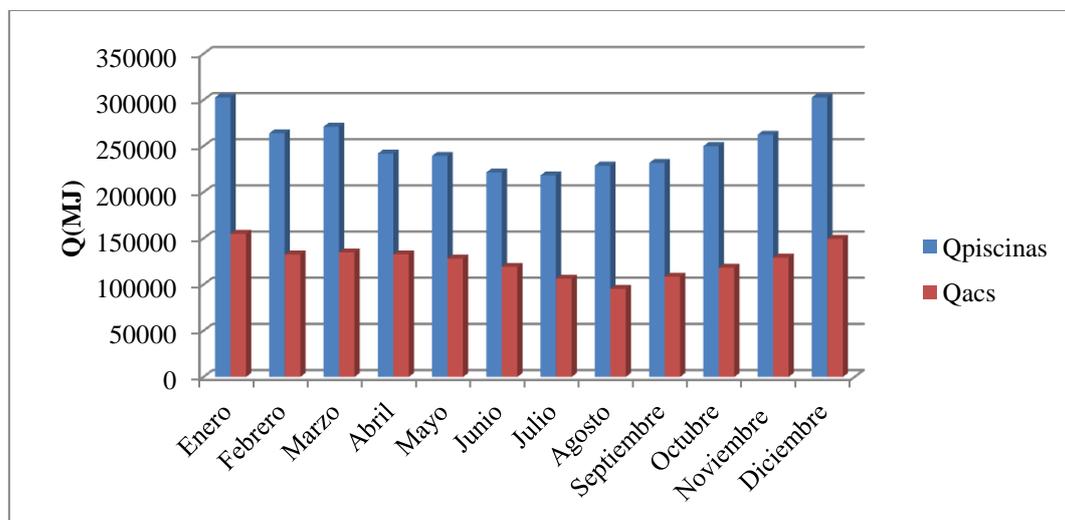


Figura 7.1. Necesidades energéticas de ACS y piscinas

Se procede a realizar un estudio energético y de impacto ambiental para las configuraciones siguientes: instalación sin placas solares y con apoyo de caldera; instalación con placas solares y apoyo con caldera; instalación con placas solares y apoyo con equipo de mini-cogeneración; e instalación con placas solares, apoyo con equipo de mini-cogeneración y apoyo al equipo de mini-cogeneración con caldera.

7.1. Caso 0: Instalación sin placas solares y con caldera

Se analiza el caso particular en el que no existiesen placas solares y únicamente se tuviese la caldera seleccionada en el apartado 5.3.

La cantidad de energía que habría que cubrir al año sería de 4546676.96 MJ, o lo que es lo mismo 1262965.82 kWh, tal y como se puede ver en la tabla 7.1.

Hay que tener en cuenta que el gas natural tiene un rendimiento de combustión, aproximadamente igual al 80%, por lo que en verdad se requieren 1578707.28 kWh.

La demanda energética viene unida con un gasto de combustible y su correspondiente emisión de CO₂.

Mirando las tarifas del gas natural, se puede ver que para el caso de nuestra instalación, es decir, para un consumo de energía superior a los 50000 kWh año, el precio del gas natural sería de 0.057956 €/kWh, por lo que al año supondría un gasto en gas natural de 91495.559 €.

Por otro lado, puesto que en los datos del fabricante no se especifican datos sobre las emisiones de CO₂ que presenta la caldera, tomamos datos genéricos. Para ello se emplean los datos aportados en [2], donde se establece que cuando se quema gas natural se emiten 0.21 kg CO₂/kWh, lo que supondría al año unas emisiones igual a 331528.528 kg de CO₂.

En el siguiente recuadro se señalan los valores más importantes obtenidos en este primer estudio.

Gasto de gas natural al año: 91495.559 €

Emisiones de CO₂ al año: 331528.528 kg

7.2. Caso 1: Instalación con placas solares y apoyo con caldera

Se procede a introducir las placas solares y volver a realizar el mismo estudio energético y ambiental. La potencia que nos aportan los paneles solares, ya se determinó y se expresó gráficamente en el apartado 4.5. Trabajando en un período de un mes y



teniendo en cuenta los días que tiene cada mes, obtenemos los valores en términos energéticos.

En la tabla 4.15, se tabuló los valores de las necesidades energéticas del ACS y de las piscinas, así como la energía aportada por las placas. Por lo que, la diferencia entre ambas es lo que hay que aportar con la caldera, es decir, una cantidad de 1518054.56 MJ, o lo que es lo mismo 421681.823 kWh.

Asumiendo que el gas natural tiene un rendimiento de combustión, aproximadamente igual al 80%, se requieren 527102.278 kWh.

Mirando las tarifas del gas natural, se puede ver que para el caso de nuestra instalación, es decir, para un consumo de energía superior a los 50000 kWh año, el precio del gas natural sería de 0.057956 €/kWh, por lo que al año supondría un gasto en gas natural de 30548.74 € en gas natural. Pero con la introducción de los colectores solares, nos estamos ahorrando al año 60946.82 € en gas natural.

Por otro lado, puesto que en los datos del fabricante no se especifican datos sobre las emisiones de CO₂ que presenta la caldera, tomamos datos genéricos. Para ello se emplean los datos de [2], donde se establece que cuando se quema gas natural se emiten 0.21 kg CO₂/kWh, lo que supondría al año unas emisiones igual a 110691.4785 kg de CO₂.

Ya se está teniendo una reducción en el gasto de gas natural y en las emisiones de CO₂ si lo comparamos con la instalación sin placas solares, de un 66.61%.

En el siguiente recuadro se señalan los valores más importantes obtenidos en este segundo estudio, haciendo la comparativa con la instalación sin placas solares y energía auxiliar con caldera.

Gasto de gas natural al año: 30548.74 €
Ahorro en gas natural al año: 60946.82 €
Emisiones de CO ₂ al año: 110691.4785 kg
Reducción del gasto de gas natural y emisiones de CO ₂ (respecto al Caso 0): 66.61%

7.3. Caso 2: Instalación con placas solares y apoyo con mini-cogeneración

Con la introducción del equipo de mini-cogeneración, hay que tener en cuenta un par de puntos nuevos. Por un lado, el propio equipo para producir una determinada cantidad de energía térmica, requiere una cantidad de energía de combustible a tener en cuenta. Por otro lado se está generando electricidad y se determinará la energía eléctrica que se produce cuando se genera la energía térmica que no me aportan las placas solares y que necesito para satisfacer la demanda.

Se estudia por un lado la parte térmica y ambiental, y en otro apartado se realiza el análisis eléctrico.

7.3.1. Análisis térmico y ambiental

El dimensionado y selección del equipo de mini-cogeneración ya se realizó en el apartado 5.5, donde se vio que por cada 768 kW de potencia de consumo de combustible se producen 389 kW de potencia térmica y 300 kW de potencia eléctrica.

Al igual que en el anterior apartado, la energía que hay que aportar al año, debido a que con las placas solares no se obtiene una fracción solar del 100%, es de unos 1518054.56 MJ, o lo que es lo mismo 421681.823 kWh. En términos de potencia se tendría que se requieren 48.12 kW.

Teniendo en cuenta la relación de potencias entre combustible y potencia térmica y eléctrica, se tendría que para obtener 48.12 kWt, se requieren 95 kW de consumo, y se estarían produciendo 37.1 kWe de potencia eléctrica.

Por lo que para cubrir las necesidades térmicas del edificio, se requieren 95 kW de consumo de gas natural, lo que supondría una cantidad de 2997084.58 MJ o lo que es lo mismo 832523.496 kWh al año.

Mirando las tarifas del gas natural, se puede ver que para el caso de nuestra instalación, es decir, para un consumo de energía superior a los 50000 kWh año, el precio del gas natural sería de 0.057956 €/kWh, por lo que al año supondría un gasto en gas natural de 48249.73 € en gas natural. Si lo comparamos con la instalación sin placas solares y apoyo con caldera, nos estaríamos ahorrando 43245.83 € de gas natural.

Por otro lado, puesto que los datos del fabricante no especifican datos sobre las emisiones de CO₂ que presenta la caldera, tomamos datos genéricos. Para ello se emplean los datos de [2], donde se establece que cuando se quema gas natural se emiten 0.21 kg emiten 0.21 kg CO₂/kWh, lo que supondría al año unas emisiones igual a 174829.934 kg de CO₂.

Ya se está teniendo una reducción en el gasto de gas natural y en las emisiones de CO₂ si lo comparamos con la instalación sin placas solares, de un 47.3%; pero si lo comparamos con lo que consume la instalación con placas solares y caldera en vez de con equipo de mini-cogeneración, se tendría que con la introducción de la mini-cogeneración se estaría consumiendo y contaminando un 57.9% más.

En el siguiente recuadro se señalan los valores más importantes obtenidos en este segundo estudio.

Gasto de gas natural al año: 48249,73 €

Ahorro en gas natural al año: 43245.83 €

Emisiones de CO₂ al año: 174829.934 kg

Reducción del gasto de gas natural y emisiones de CO₂ (respecto al Caso 0): 47.3%

Aumento del gasto de gas natural y emisiones de CO₂ (respecto al Caso 1): 57.9%

7.3.2. *Análisis eléctrico*

Tal y como se determinó con el análisis térmico y ambiental, con la cantidad de combustible necesaria para satisfacer la demanda térmica se estarían produciendo 37.1 kW_e. En términos energéticos, teniendo en cuenta un año, de 1170736.17 MJ, o lo que es lo mismo 325204.491 kW_he.

Según lo que se venda o se emplee como consumo propio, el período de amortización de la instalación variará. Dicho estudio se hará en el apartado 8.

7.4. **Caso 3: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera**

Se analiza la situación en la que se tienen los colectores solares, un equipo de mini-cogeneración como energía auxiliar y una caldera de apoyo al equipo. La caldera seleccionada se mantendría en el edificio, y ésta serviría de apoyo al equipo de mini-cogeneración para satisfacer la demanda en caso de que no sea suficiente la potencia generada, y en el caso en el que los paneles solares no funcionen por cualquier circunstancia. Dicho equipo es seleccionado para que nos tengamos que ahorrar el dinero del centro de transformación, necesario para equipos de más de 100 kW, y para que con la potencia térmica que genere, satisfagamos la demanda térmica del edificio esperada.

Dicho equipo fue seleccionado en el apartado 5.5., donde se vio sus características técnicas:

- Consumo: 145 kW
- Potencia eléctrica: 50 kW
- Potencia térmica: 77 kW

Este equipo permite conexión en BT en red interior y con las redes de distribución de BT.

7.4.1. *Análisis térmico y ambiental*

Al igual que en el anterior apartado, la energía que hay que aportar al año, debido a que con las placas solares no se obtiene una fracción solar del 100%, es de unos 1518054.56 MJ, o lo que es lo mismo 421681.823 kWh. En términos de potencia se tendría que se requieren 48.12 kW.

Teniendo en cuenta la relación de potencias entre combustible y potencia térmica y eléctrica, se tendría que para obtener 48.12 kWt, se requieren 90.6 kW de consumo, y se estarían produciendo 31.3 kWe de potencia eléctrica.

Por lo que para cubrir las necesidades térmicas del edificio, se requieren 90.6 kW de consumo de gas natural, lo que supondría una cantidad de 2858674.17 MJ o lo que es lo mismo 794076.16 kWh al año.

Mirando las tarifas del gas natural, se puede ver que para el caso de nuestra instalación, es decir, para un consumo de energía superior a los 50000 kWh año, el precio del gas natural sería de 0.057956 €/kWh, por lo que al año supondría un gasto en gas natural de 46021.4779 € en gas natural. Si lo comparamos con la instalación sin placas solares y apoyo con caldera, nos estaríamos ahorrando 45474.08 € de gas natural.

Por otro lado, puesto que en los datos del fabricante no se especifican datos sobre las emisiones de CO₂ que presenta la caldera, tomamos datos genéricos. Para ello se emplean los datos de [2], donde se establece que cuando se quema gas natural se emiten 0.21 kg CO₂/kWh, lo que supondría al año unas emisiones igual a 166755.994 kg de CO₂.

Ya se está teniendo una reducción en el gasto de gas natural y en las emisiones de CO₂ si lo comparamos con la instalación sin placas solares, de un 49.7%. Si se compara con la sustitución total de la caldera por el equipo de mini-cogeneración, se tendría una reducción en el consumo de gas natural y emisiones de CO₂ del 4.6%.

En el siguiente recuadro se señalan los valores más importantes obtenidos en este segundo estudio.

Gasto de gas natural al año: 46021.48 €
Ahorro en gas natural al año: 45474.08 €
Emisiones de CO ₂ al año: 166755.994 kg
Reducción del gasto de gas natural y emisiones de CO ₂ (respecto al Caso 0): 49.7%
Reducción del gasto de gas natural y emisiones de CO ₂ (respecto al Caso 2): 4.6%



7.4.2. Análisis eléctrico

Tal y como se determinó con el análisis térmico y ambiental, con la cantidad de combustible necesaria para satisfacer la demanda térmica se estarían produciendo 31.3 kWe. En términos energéticos, teniendo en cuenta un año, de 985749.72 MJ, o lo que es lo mismo 273819.37 kWhe.

8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.1. Presupuesto de la instalación

8.2. Costes adicionales

8.3. Subvenciones

8.4. Amortización



8. ANÁLISIS ECONÓMICO

8.1. Presupuesto de la instalación

8.1.1. Instalación con placas solares y caldera

Circuito primario

Descripción	Ud.	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Colector solar Vitosol 200 F XL 5	Ud.	145	1639	237655.00
Sistema de fijación colectores	Ud.	37	300	11100.00
Disolución propilenglicol	l	342.7	8	2741.41
Tubería de cobre ynstalia 54 mm	m	54	11.36	610.73
Tubería de cobre ynstalia 28 mm	m	122.3	5.33	651.71
Válvula de bola latón 2 1/2"	Ud.	4	74.33	297.32
Válvula de bola latón 1 1/4"	Ud.	18	15.86	285.48
Válvula de tres vías 3F65 DN 65	Ud.	5	174.2	871.00
Válvula de retención 2 1/2"	Ud.	2	83.4	166.80
Válvula de mariposa 2 1/2"	Ud.	4	45.3	181.20
Válvula de equilibrado 2 1/2"	Ud.	2	77	154.00
Válvula de seguridad 10 kg 1 1/4"	Ud.	2	110.53	221.06
Manguito antivibratorio 2 1/2"	Ud.	4	41.29	165.16
Codos de 90° 54	Ud.	10	55.83	558.30
Codos de 90° 28	Ud.	1	4.47	4.47
Te de derivación 28	Ud.	11	9,3	102.30
Te de reparto 54	Ud.	5	22.42	112.10
Separador de aire 2 1/2"	Ud.	1	113.4	113.40
Purgadores de aire 1 1/4""	Ud.	8	34.57	276.56
Intercambiador de calor Comeval S4A-26TL	Ud.	1	2527	2527.00
Intercambiador de calor Comeval S1-21TLA	Ud.	3	1187	3561.00
Vaso expansión Mecalia DP/VSV 100	Ud.	1	208	208.00
Bombas Wilo - BAC 40/129	Ud.	2	716	1432.00
Termómetros	Ud.	8	9	72.00
Manómetros	Ud.	3	4.28	12.84
			Total	264080.84



Circuito secundario

Descripción	Ud.	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Tubería de cobre ynstalia 35 mm	m	22	7.6	164.30
Válvula de bola latón 1 1/2"	Ud.	4	2186	87.44
Válvula de retención 1 1/2"	Ud.	1	20.83	20.83
Válvula de mariposa 1 1/2"	Ud.	2	29.66	59.32
Manguito antivibratorio 1 1/2"	Ud.	4	25.88	103.52
Codos de 90° 35	Ud.	4	17.92	71.68
Te de derivación 35	Ud.	3	26.95	80.85
Te de reparto 35	Ud.	3	26.95	80.85
Bombas Wilo - Star - RS 25/6	Ud.	2	212	424.00
Manómetros	Ud.	3	4.28	12.84
Termómetros	Ud.	6	9	54.00
Depósito acumulador ROCA AS 5000- IN E	Ud.	4	9006	36024.00
			Total	37183.63

Circuito de consumo

Descripción	Ud.	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Tubería de cobre ynstalia 76 mm	m	37	30	1120.80
Válvula de bola latón 3"	Ud.	2	100.71	201.42
Válvula de retención 3"	Ud.	1	127.69	127.69
Manguito antivibratorio 3"	Ud.	4	49.53	198.12
Codos de 90° 3"	Ud.	7	74.86	524.02
Te de derivación 3"	Ud.	25	60	1500.00
Bombas Wilo BAC - 40/136	Ud.	2	716	1432.00
Manómetros	Ud.	2	4.28	8.56
Termómetros	Ud.	2	9	18.00
Depósito interacumulador VITROFLEX HITECH 109 EVPX	Ud.	1	10233	10233.00
			Total	15363.61



Circuito piscinas

Descripción	Ud.	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Tubería de cobre ynstalia 28 mm	m	285	5.33	1516.67
Válvula de bola latón 1 1/4"	Ud.	9	15.86	142.74
Válvula de retención 1 1/4"	Ud.	3	19.57	58.71
Válvula de mariposa 1 1/4"	Ud.	6	37	222.00
Manguito antivibratorio 1 1/4"	Ud.	12	24.22	290.64
Codos de 90° 28	Ud.	20	4.47	89.40
Te de derivación 28	Ud.	6	9.3	55.80
Bombas Wilo - Star - RS 30/2	Ud.	4	181	724.00
Bombas Wilo - Star - RS 25/7	Ud.	2	310	620.00
Manómetros	Ud.	12	4.28	51.36
Termómetros	Ud.	12	9	108.00
			Total	3879.32

Circuito caldera

Descripción	Ud.	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Tubería de cobre ynstalia 28 mm	m	26	4.41	114.83
Tubería de cobre ynstalia 54 mm	m	27	11.36	310.87
Válvula de bola latón 1 1/4"	Ud.	8	15.86	126.88
Válvula de bola latón 2 1/2"	Ud.	6	74.33	445.98
Válvula de retención 1 1/4"	Ud.	2	19.57	39.14
Válvula de retención 2 1/2"	Ud.	2	83.4	166.80
Válvula de mariposa 2 1/2"	Ud.	2	45.3	90.60
Manguito antivibratorio 1 1/4"	Ud.	4	24.22	96.88
Manguito antivibratorio 2 1/2"	Ud.	4	41.29	165.16
Codos de 90° 28	Ud.	5	4.47	22.35
Codos de 90° 54	Ud.	5	55.83	279.15
Te de derivación 54	Ud.	4	22.42	89.68
Bombas Wilo - Star - RS 30/2	Ud.	2	181	362.00
Bombas Wilo - Star - RS 40/129	Ud.	2	716	1432.00
Manómetros	Ud.	8	4.28	34.24
Termómetros	Ud.	7	9	63.00



Vaso de expansión Mecalia DP/VRV 80	Ud.	1	150	150.00
Intercambiador de calor Comeval S1-17TLA	Ud.	3	1103	3309.00
Caldera ROCA BTEC 400	Ud.	1	12950	12950.00
			Total	20248.57

Costes auxiliares

Descripción	Ud.	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Coste mano de obra oficial fontanería	h	192	15.2	2918.40
Coste mano de obra ayudante fontanería	h	192	12	2304.00
Coste mano de obra electricista	h	50	14.8	740.00
			Total	5962.40

TOTAL	346718.37 €
--------------	-------------

8.1.2. Instalación con placas solares y mini-cogeneración

Se analizan dos posibles situaciones; una en la que se sustituye la caldera por el equipo de mini-cogeneración, y otra en la que se tiene la caldera como apoyo al equipo de mini-cogeneración.

Todos los gastos son iguales, exceptuando los costes del circuito de caldera, que habría que modificarlo, según el caso que se esté analizando.

Presupuesto con mini-cogeneración y sustitución de caldera

Circuito mini-cogeneración

Descripción	Ud.	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Tubería de cobre ynstalia 28 mm	m	26	4.41	11483
Tubería de cobre ynstalia 54 mm	m	27	11.36	310.87
Válvula de bola latón 1 1/4"	Ud.	8	15.86	126.88
Válvula de bola latón 2 1/2"	Ud.	6	74.33	445.98
Válvula de retención 1 1/4"	Ud.	2	19.57	39.14



Válvula de retención 2 1/2"	Ud.	2	83.4	166.80
Válvula de mariposa 2 1/2"	Ud.	2	45.3	90.60
Manguito antivibratorio 1 1/4"	Ud.	4	24.22	96.88
Manguito antivibratorio 2 1/2"	Ud.	4	41.29	165.16
Codos de 90° 28	Ud.	5	4.47	22.35
Codos de 90° 54	Ud.	5	55.83	279.15
Te de derivación 54	Ud.	4	22.42	89.68
Bombas Wilo - Star - RS 30/2	Ud.	2	181	362.00
Bombas Wilo - Star - RS 40/129	Ud.	2	716	1432.00
Manómetros	Ud.	8	4.28	34.24
Termómetros	Ud.	7	9	63.00
Vaso de expansión Mecalia DP/VRV 80	Ud.	1	150	150.00
Intercambiador de calor Comeval S1-17TLA	Ud.	3	1103	3309.00
Minicogeneración ALTARE G 9408 EGR	Ud.	1	197000	197000.00
			Total	204298.57

TOTAL	530768.37 €
--------------	-------------

Presupuesto con mini-cogeneración y apoyo al equipo con caldera

Circuito auxiliar de energía

Descripción	Ud.	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Tubería de cobre ynstalia 28 mm	m	26	4.41	114.83
Tubería de cobre ynstalia 54 mm	m	27	11.36	310.87
Válvula de bola latón 1 1/4"	Ud.	8	15.86	126.88
Válvula de bola latón 2 1/2"	Ud.	6	74.33	445.98
Válvula de retención 1 1/4"	Ud.	2	19.57	39.14
Válvula de retención 2 1/2"	Ud.	2	83.4	166.80
Válvula de mariposa 2 1/2"	Ud.	2	45.3	90.60
Manguito antivibratorio 1 1/4"	Ud.	4	24.22	96.88
Manguito antivibratorio 2 1/2"	Ud.	4	41.29	165.16
Codos de 90° 28	Ud.	5	4.47	22.35
Codos de 90° 54	Ud.	5	55.83	279.15
Te de derivación 54	Ud.	4	22.42	89.68
Bombas Wilo - Star - RS 30/2	Ud.	2	181	362.00
Bombas Wilo - Star - RS 40/129	Ud.	2	716	1432.00



Manómetros	Ud.	8	4.28	34.24
Termómetros	Ud.	7	9	63.00
Vaso de expansión Mecalia DP/VRV 80	Ud.	1	150	150.00
Intercambiador de calor Comeval S1-17TLA	Ud.	3	1103	3309.00
Caldera ROCA BTEC 400	Ud.	1	12950	12950.00
Minicogeneración ALTARE Senergino	Ud.	1	130000	130000.00
			Total	150248.57

TOTAL 476718.37 €

8.2. Costes adicionales

Los costes adicionales al año a tener en cuenta son los costes de mantenimiento. Dichos costes suponen aproximadamente un 2% del coste total de la instalación. Según la instalación que se tenga se tendrá un coste de mantenimiento u otro.

8.2.1. Instalación con placas solares y caldera

El presupuesto calculado para la instalación con caldera es de 346718.37 €. El 2% de dicha cantidad supondría el coste de mantenimiento al año, que tiene la instalación.

Costes de mantenimiento anuales: 6934.367 €

8.2.2. Instalación con placas solares y mini-cogeneración

Al igual que con el presupuesto se tienen dos posibles situaciones; una en la que se sustituye la caldera por el equipo de mini-cogeneración y otra en la que se tienen ambos equipos funcionando.

Presupuesto con mini-cogeneración y sustitución de caldera

El presupuesto calculado para la instalación con equipo de mini-cogeneración, que sustituye a la caldera es de 530768.37 €. El 2% de dicha cantidad determina el coste de mantenimiento al año, que tiene la instalación.

Costes de mantenimiento anuales: 10615.367 €

Presupuesto con mini-cogeneración y apoyo al equipo con caldera

El presupuesto calculado para la instalación con equipo de mini-cogeneración y apoyo del mismo con caldera es de 476718.37 €. El 2% de dicha cantidad determina el coste de mantenimiento al año, que tiene la instalación.

Costes de mantenimiento anuales: 9534.367 €

8.3. Subvenciones

Las subvenciones de Energía Castilla-La Mancha vienen fijadas por la Conserjería de Industria y Trabajo, Junta de Castilla-La Mancha.

Según las bases de ayudas renovables uso propio [16], la subvención máxima es 30000 €. La asignación de la cuantía se otorga mediante puntos, según las características del edificio, localización y usos.

Para no introducir la subvención máxima, suponemos que nos dan la mitad de dicha subvención, lo que supondría una cantidad de 15000 € para todos los proyectos que se plantean.

8.4. Amortización

Para determinar el período de amortización de la instalación hay que tener en cuenta el descuento de fondos por revalorización del dinero. Cada año, el dinero va cambiando su valor, en comparación con años anteriores o los que vendrán. De ahí surge el interés monetario. Viendo la subida del € del año 2010 al 2011, aproximamos el tipo de interés monetario al 7%.

Para realizar la tabla de inversiones, se tienen en cuenta:

- Los ingresos que se tienen cada año. Dichos ingresos vendrán por el dinero que nos ahorramos en combustible, al haber introducido placas solares, y en el caso de venta/autoconsumo de la electricidad generada con los equipos de mini-cogeneración, el dinero ahorrado de electricidad o el generado al venderla.
- Subida anual del precio del gas natural, estimado en un 8% anual, analizando la subida de precio del año 2011 al 2012.
- En el año cero, en el año donde se realiza la inversión, se introducen las subvenciones dadas.
- Gastos fijos anuales, que en este caso vendrán dados por los gastos de mantenimiento. Con esto se determina el Beneficio = Ingresos - Gastos. Dichos beneficios pasan a ser los flujos de caja anuales.

El VAN (Valor Actual Neto) es una actualización a valor presente de los flujos de caja futuras que va a generar el proyecto, descontados a un cierto tipo de interés y compararlo con el importe inicial de la inversión; o dicho de otra manera, la diferencia

entre el desembolso inicial y flujos de caja actualizados en el momento de hacer una inversión.

El VAN se determina con la expresión:

$$\text{VAN} = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{CF_i}{(1+k)^i} \quad (8.1)$$

, donde:

I_0 : Inversión inicial

CF_i : Flujos de caja de cada año

k : Interés monetario

En el momento en el que el término de flujos de caja iguale a la inversión inicial se tendrá ya amortizada la instalación. A partir de dicho año, se empezará a generar dinero. Es decir, que mientras el VAN sea menor que cero, la inversión no resulta rentable. Todo esto determinará el Pay-Back (PB), que es la medida de la rapidez con la que se recupera la inversión (período que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto).

Se estudian las distintas configuraciones que se pueden introducir.

8.4.1. Caso 1: Instalación con placas solares y apoyo con caldera

En el año cero, se tiene una inversión inicial, dada por el presupuesto de la instalación calculado en el apartado 8.1. y un ingreso dado por la subvención dada.

$$I_0 = \text{Presupuesto} - \text{Subvención} = 346718.37 \text{ €} - 15000 \text{ €} = 331718.37 \text{ €}$$

En el año 1 se tendrán como ingreso el combustible ahorrado al introducir placas solares en la instalación, determinado en el apartado 7.2., y supone una cantidad de 60946.82 €. Dicha cantidad irá subiendo a razón de un 8% debido a la subida estimada del gas natural.

Por otro lado, los gastos fijos que se tienen todos los años, vienen determinados por los gastos de mantenimiento, cuya cuantía fue determinada en el apartado 8.2.1., con un valor igual a 6934.367 €.

El interés monetario es del 7% ($k = 0.07$).

Los flujos de caja anuales serán la diferencia entre los ingresos y los gastos anuales. En la siguiente tabla se calcula el VAN con (8.1), viendo en qué momento dicho valor pasa de ser negativo a positivo, momento en el que se habrá amortizado la instalación.

Año	Ingresos (€)	Gastos (€)	CF (€)	VAN
Año 0	15000	346718.37		
Año 1	60946.82	6934.37	54012.45	-281239.44
Año 2	65822.56	6934.37	58888.20	-229804.21
Año 3	71088.37	6934.37	64154.00	-177435.43
Año 4	76775.44	6934.37	69841.07	-124154.01
Año 5	82917.47	6934.37	75983.11	-69979.11
Año 6	89550.87	6934.37	82616.51	-14928.24
Año 7	96714.94	6934.37	89780.58	40982.59
Año 8	104452.14	6934.37	97517.77	97738.82
Año 9	112808.31	6934.37	105873.94	155327.23
Año 10	121832.97	6934.37	114898.61	213735.86
Año 11	131579.61	6934.37	124645.24	272953.91

Tabla 8.1. Flujos de caja y VAN de la instalación con placas y caldera de apoyo

La instalación tendría un Pay-Back inferior a 7 años.

8.4.2. Caso 2a: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y autoconsumo de electricidad

La caldera es sustituida por el equipo de mini-cogeneración y la electricidad introducida se emplea para el propio abastecimiento del edificio.

En el año 1 se tendrán como ingreso el combustible ahorrado al introducir placas solares en la instalación, determinado en el apartado 7.3., y supone una cantidad de 43245.83 €. Dicha cantidad irá subiendo a razón de un 8% debido a la subida estimada del gas natural.

Por otro lado se tendrá como ingreso la electricidad ahorrada al introducir en nuestra instalación la electricidad generada con el equipo de mini-cogeneración. La electricidad generada y que se introducirá en la red del centro se calculó en el apartado 7.3., y supone una cantidad de 325204.491 kWh. Suponiendo un rendimiento del 80%, se tendría que la cantidad de electricidad introducida en la instalación es de 260163.592 kWh. Actualmente el precio de la electricidad está en 0.17022 €/kWh, lo que supondría un ahorro anual de electricidad de 44285,0467 €. Dicha cantidad irá subiendo a razón de un 6%, que es la subida esperada de la electricidad, viendo la subida de precios del año 2010 al año 2011.

Hay que tener en cuenta que a partir de los 100 kW es obligatoria la introducción de un centro de transformación, según el REBT [14]. Hay que añadir al valor de la inversión inicial el coste del centro de transformación en el que se incluye los costes de

obra civil, aparamenta, transformador eléctrico, equipos de baja tensión, sistema de puesta a tierra, y costes varios. El coste del CT se puede aproximar en torno a 80000 €.

En el año cero, se tiene una inversión inicial, dada por el presupuesto de la instalación calculada en el apartado 8.1. y por el coste del centro de transformación, y un ingreso dado por la subvención dada.

$$I_0 = (\text{Presupuesto} + \text{CT}) - \text{Subvención} = (530768.37 \text{ €} + 80000 \text{ €}) - 15000 \text{ €} = 595768.37 \text{ €}$$

Por otro lado, los gastos fijos que se tienen todos los años, vienen determinados por los gastos de mantenimiento, cuya cuantía fue determinada en el apartado 8.2.2., con un valor igual a 10615.367 €.

El interés monetario es del 7% ($k = 0.07$).

Los flujos de caja anuales serán la diferencia entre los ingresos y los gastos anuales. En la siguiente tabla se calcula el VAN con (8.1), viendo en qué momento dicho valor pasa de ser negativo a positivo, momento en el que se habrá amortizado la instalación.

Año	Ingresos cble (€)	Ingresos electr. (€)	Ingresos (€)	Gastos (€)	CF (€)	VAN
Año 0			15000	610768.37		
Año 1	43245.83	44285.05	87530.87	10615.37	76915.51	-523884.72
Año 2	46705.49	46942.15	93647.64	10615.37	83032.28	-451361.11
Año 3	50441.93	49758.68	100200.61	10615.37	89585.24	-378232.87
Año 4	54477.29	52744.20	107221.49	10615.37	96606.12	-304532.52
Año 5	58835.47	55908.85	114744.32	10615.37	104128.95	-230290.01
Año 6	63542.31	59263.38	122805.69	10615.37	112190.32	-155532.86
Año 7	68625.69	62819.19	131444.88	10615.37	120829.51	-80286.32
Año 8	74115.75	66588.34	140704.08	10615.37	130088.72	-4573.50
Año 9	80045.01	70583.64	150628.64	10615.37	140013.28	71584.45
Año 10	86448.61	74818.65	161267.26	10615.37	150651.90	148168.23
Año 11	93364.50	79307.77	172672.27	10615.37	162056.90	225160.30

Tabla 8.2. Flujos de caja y VAN de la instalación con placas, mini-cogeneración y autoconsumo de electricidad

La instalación tendría un Pay-Back inferior a 9 años.

8.4.3. Caso 2b: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y venta de electricidad

La caldera es sustituida por el equipo de mini-cogeneración y la electricidad generada se vende.

El REAL DECRETO 661/2007 [17] nos fija un valor mínimo del Rendimiento Eléctrico Equivalente, para poder acogerse al régimen especial regulado en dicho decreto. Se define el Rendimiento Eléctrico Equivalente como:

$$REE = \frac{E}{Q - V/Ref H} \quad (8.2)$$

, donde:

E: Energía eléctrica generada medida en bornes de alternador y expresada como energía térmica.

Q: Consumo de energía primaria, medida por el PCI de los combustibles utilizados

V: Producción de calor útil o energía térmica.

Ref H: Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor (90%)

Todas las variables fueron calculadas en el apartado 7.3., cuyos valores son:

- E = 325204.491 kWh
- Q = 832523.496 kWh
- V = 421681.823 kWh
- Ref H = 0.9

Uniendo todos los valores en la expresión de REE (8.2), se obtendría un valor igual a 89.34%. Para el gas natural que es el combustible empleado, el Real Decreto nos fija un REE igual a 55%, por lo que cumple la norma y el equipo sí que se podría acoger al régimen especial regulado en el decreto.

En el año 1 se tendrán como ingreso el combustible ahorrado al introducir placas solares en la instalación, determinado en el apartado 7.4., y supone una cantidad de 43245.83 €. Dicha cantidad irá subiendo a razón de un 8% debido a la subida estimada del gas natural.

Por otro lado se tendrá como ingreso la electricidad vendida e introducida en red. La electricidad generada se calculó en el apartado 7.4., y supone una cantidad de 325204.491 kWh. Suponiendo un rendimiento del 80%, se tendría que la cantidad de electricidad introducida en la instalación es de 260163.592 kWh. Viendo el REAL DECRETO 661-2007 [17], para nuestra instalación se tendría que la tarifa a percibir por venta de electricidad es 0.269375 €/kWh, durante los primeros 25 años, lo que supondría un ingreso anual igual a 70081.57 €.

En el año cero, se tiene una inversión inicial, dada por el presupuesto de la instalación calculada en el apartado 8.1. y un ingreso dado por la subvención dada.

$$I_0 = \text{Presupuesto} - \text{Subvención} = 530768.37 \text{ €} - 15000 \text{ €} = 515768.37 \text{ €}$$

Por otro lado, los gastos fijos que se tienen todos los años, vienen determinados por los gastos de mantenimiento, cuya cuantía fue determinada en el apartado 8.2.2., con un valor igual a 10615.367 €.

El interés monetario es del 7% ($k = 0.07$).

Los flujos de caja anuales serán la diferencia entre los ingresos y los gastos anuales. En la siguiente tabla se calcula el VAN con (8.1), viendo en qué momento dicho valor pasa de ser negativo a positivo, momento en el que se habrá amortizado la instalación.

Año	Ingresos cble (€)	Ingresos electr. (€)	Ingresos (€)	Gastos (€)	CF (€)	VAN
Año 0			15000	530768.37		
Año 1	43245.83	70081.57	113327.40	10615.37	102712.03	-419775.82
Año 2	46705.49	70081.57	116787.06	10615.37	106171.69	-327041.35
Año 3	50441.93	70081.57	120523.50	10615.37	109908.13	-237323.57
Año 4	54477.29	70081.57	124558.86	10615.37	113943.49	-150396.63
Año 5	58835.47	70081.57	128917.04	10615.37	118301.67	-66049.17
Año 6	63542.31	70081.57	133623.88	10615.37	123008.51	15916.59
Año 7	68625.69	70081.57	138707.26	10615.37	128091.89	95685.78
Año 8	74115.75	70081.57	144197.32	10615.37	133581.95	173431.69
Año 9	80045.01	70081.57	150126.58	10615.37	139511.21	249316.55
Año 10	86448.61	70081.57	156530.18	10615.37	145914.81	323492.24
Año 11	93364.50	70081.57	163446.07	10615.37	152830.70	396101.00

Tabla 8.3. Flujos de caja y VAN de la instalación con placas, mini-cogeneración y venta de electricidad

La instalación tendría un Pay-Back inferior a 6 años.

8.4.4. Caso 3a: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera, y autoconsumo de electricidad

Se introduce un equipo de mini-cogeneración menor (el seleccionado en el apartado 5.5.2.) y se mantiene la caldera como apoyo al equipo de mini-cogeneración. La electricidad introducida se emplea para el propio abastecimiento del edificio.

En el año 1 se tendrán como ingreso el combustible ahorrado al introducir placas solares en la instalación, determinado en el apartado 7.4., y supone una cantidad de 45474.08 €. Dicha cantidad irá subiendo a razón de un 8% debido a la subida estimada del gas natural.

Por otro lado se tendrá como ingreso la electricidad ahorrada al introducir en nuestra instalación la electricidad generada con el equipo de mini-cogeneración. La electricidad generada y que se introducirá en la red del centro es se calculó en el apartado 7.4., y supone una cantidad de 273819.365 kWhe. Suponiendo un rendimiento del 80%, se tendría que la cantidad de electricidad introducida en la instalación es de 219055.492 kWhe. Actualmente el precio de la electricidad está en 0.17022 €/kWh, lo

que supondría un ahorro anual de electricidad de 37287.6259 €. Dicha cantidad irá subiendo a razón de un 6%, que es la subida esperada de la electricidad, viendo la subida de precios del año 2010 al año 2011.

Al generar electricidad en BT para poder introducirla en la instalación, no se requiere de CT.

En el año cero, se tiene una inversión inicial, dada por el presupuesto de la instalación calculada en el apartado 8.1., y un ingreso dado por la subvención dada.

$$I_0 = \text{Presupuesto} - \text{Subvención} = 476718.37 \text{ €} - 15000 \text{ €} = 461718.37\text{€}$$

Por otro lado, los gastos fijos que se tienen todos los años, vienen determinados por los gastos de mantenimiento, cuya cuantía fue determinada en el apartado 8.2.2., con un valor igual a 9534.367 €.

El interés monetario es del 7% ($k = 0.07$).

Los flujos de caja anuales, serán la diferencia entre los ingresos y los gastos anuales. En la siguiente tabla se calcula el VAN con (8.1), viendo en qué momento dicho valor pasa de ser negativo a positivo, momento en el que se habrá amortizado la instalación.

Año	Ingresos cble (€)	Ingresos electr. (€)	Ingresos (€)	Gastos (€)	CF (€)	VAN
Año 0			15000	476718.37		
Año 1	45474.08	37287.63	82761.71	9534.37	73227.34	-461718.57
Año 2	49112.01	39524.88	88636.89	9534.37	79102.52	-324190.39
Año 3	53040.97	41896.38	94937.34	9534.37	85402.98	-254476.12
Año 4	57284.25	44410.16	101694.40	9534.37	92160.04	-184167.67
Año 5	61866.99	47074.77	108941.75	9534.37	99407.39	-113291.58
Año 6	66816.34	49899.25	116715.60	9534.37	107181.23	-41872.20
Año 7	72161.65	52893.21	125054.86	9534.37	115520.49	30068.16
Año 8	77934.58	56066.80	134001.39	9534.37	124467.02	102509.10
Año 9	84169.35	59430.81	143600.16	9534.37	134065.79	175432.01
Año 10	90902.90	62996.66	153899.56	9534.37	144365.19	248819.95
Año 11	98175.13	66776.46	164951.59	9534.37	155417.22	322657.55

Tabla 8.4. Flujos de caja y VAN de la instalación con placas, mini-cogeneración y caldera, y autoconsumo de electricidad

La instalación tendría un Pay-Back inferior a 7 años.

8.4.5. *Caso 3b: Instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera, y venta de electricidad*

La caldera se mantiene como apoyo al equipo de mini-cogeneración menor seleccionado en el apartado 5245 y la electricidad generada se vende.

El REAL DECRETO 661/2007 [17] nos fija un valor mínimo del Rendimiento Eléctrico Equivalente, para poder acogerse al régimen especial regulado en dicho decreto. Se define el Rendimiento Eléctrico Equivalente con la expresión (8.2).

Todas las variables de (8.2) fueron calculadas en el apartado 7.4., cuyos valores son:

- $E = 273819.365 \text{ kWh}$
- $Q = 794076.16 \text{ kWh}$
- $V = 421681.823 \text{ kWh}$
- $\text{Ref H} = 0.9$

Uniendo todos los valores en la expresión de REE, se obtendría un valor igual a 84.11%. Para el gas natural que es el combustible empleado, el Real Decreto nos fija un REE igual a 55%, por lo que cumple la norma y el equipo sí que se podría acoger al régimen especial regulado en el decreto.

En el año 1 se tendrán como ingreso el combustible ahorrado al introducir placas solares en la instalación, determinado en el apartado 7.4., y supone una cantidad de 45474.08 €. Dicha cantidad irá subiendo a razón de un 8% debido a la subida estimada del gas natural.

Por otro lado se tendrá como ingreso la electricidad vendida e introducida en red. La electricidad generada se calculó en el apartado 7.4., y supone una cantidad de 273819.365 kWh. Suponiendo un rendimiento del 80%, se tendría que la cantidad de electricidad introducida en la instalación es de 219055.492 kWh. Viendo el REAL DECRETO 661-2007 [17], para nuestra instalación se tendría que la tarifa a percibir por venta de electricidad es 0.269375 €/kWh, durante los primeros 25 años, lo que supondría un ingreso anual igual a 59008.0732 €.

En el año cero, se tiene una inversión inicial, dada por el presupuesto de la instalación calculada en el apartado 8.1. y un ingreso dado por la subvención dada.

$$I_0 = \text{Presupuesto} - \text{Subvención} = 476718.37 \text{ €} - 15000 \text{ €} = 461718.37 \text{ €}$$

Por otro lado, los gastos fijos que se tienen todos los años, vienen determinados por los gastos de mantenimiento, cuya cuantía fue determinada en el apartado 8.2.2., con un valor igual a 9534.367 €.

El interés monetario es del 7% ($k = 0.07$).

Los flujos de caja anuales serán la diferencia entre los ingresos y los gastos anuales. En la siguiente tabla se calcula el VAN con (8.1), viendo en qué momento

dicho valor pasa de ser negativo a positivo, momento en el que se habrá amortizado la instalación.

Año	Ingresos cble (€)	Ingresos electr. (€)	Ingresos (€)	Gastos (€)	CF (€)	VAN
Año 0			15000	476718.37		
Año 1	45474.08	59008.07	104482.15	9534.37	94947.79	-372982.12
Año 2	49112.01	59008.07	108120.08	9534.37	98585.71	-286873.54
Año 3	53040.97	59008.07	112049.04	9534.37	102514.67	-203191.03
Año 4	57284.25	59008.07	116292.32	9534.37	106757.95	-121745.90
Año 5	61866.99	59008.07	120875.06	9534.37	111340.69	-42361.52
Año 6	66816.34	59008.07	125824.42	9534.37	116290.05	35127.45
Año 7	72161.65	59008.07	131169.72	9534.37	121635.36	110875.84
Año 8	77934.58	59008.07	136942.66	9534.37	127408.29	185028.62
Año 9	84169.35	59008.07	143177.42	9534.37	133643.06	257721.59
Año 10	90902.90	59008.07	149910.97	9534.37	140376.60	329081.94
Año 11	98175.13	59008.07	157183.20	9534.37	147648.84	399228.83

Tabla 8.5. Flujos de caja y VAN de la instalación con placas, mini-cogeneración y caldera, y venta de electricidad

La instalación tendría un Pay-Back inferior a 6 años.

En la figura 8.1. se puede ver gráficamente todas las distintas configuraciones estudiadas.

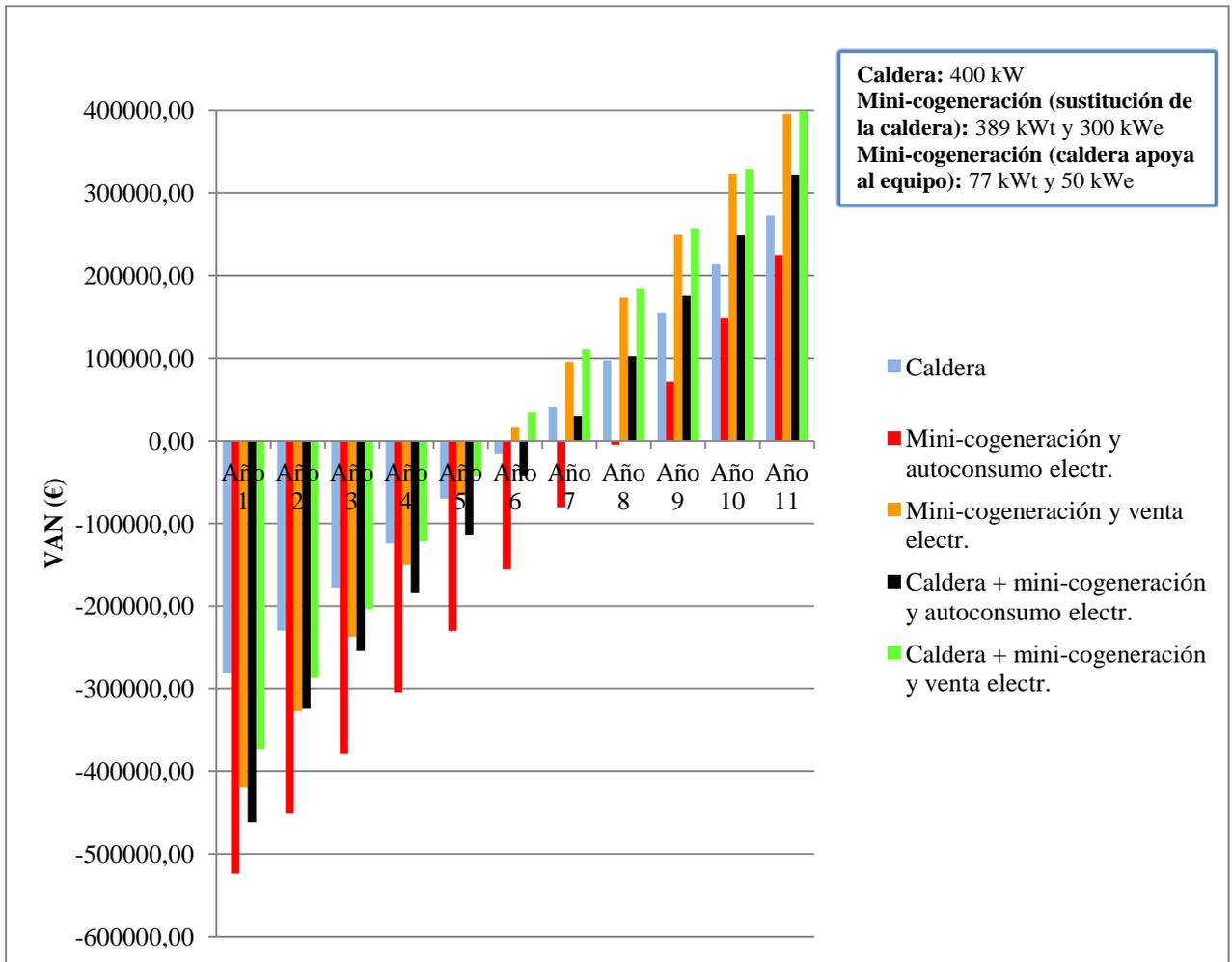


Figura 8.1. Valor Actual Neto (VAN) para las distintas instalaciones estudiadas

Gráficamente se puede observar que de todas las posibles configuraciones, la instalación con placas solares, equipo de mini-cogeneración como apoyo y autoconsumo de la electricidad es la que más tarde se amortiza.

Por otro lado, la instalación que más rápidamente se amortiza, es la correspondiente a la instalación con placas solares, mini-cogeneración y caldera de apoyo, y venta de electricidad, seguida de la instalación con mini-cogeneración y venta de electricidad, teniendo flujos de caja muy parecidos cada año.

Entre las situaciones anteriores se tienen dos más: la instalación con placas solares y apoyo con caldera; y la instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera, y autoconsumo de electricidad. Ambas instalaciones se amortizan en el mismo año, pero en un primer momento, se puede apreciar como la instalación con placas solares y apoyo con caldera presenta mayores flujos de caja; pero conforme van pasando los años, se ve que la instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera, y autoconsumo de electricidad va obteniendo mayores ingresos.

Si nos atenemos a la normativa vigente, se tendría la situación representada en la figura 8.2.

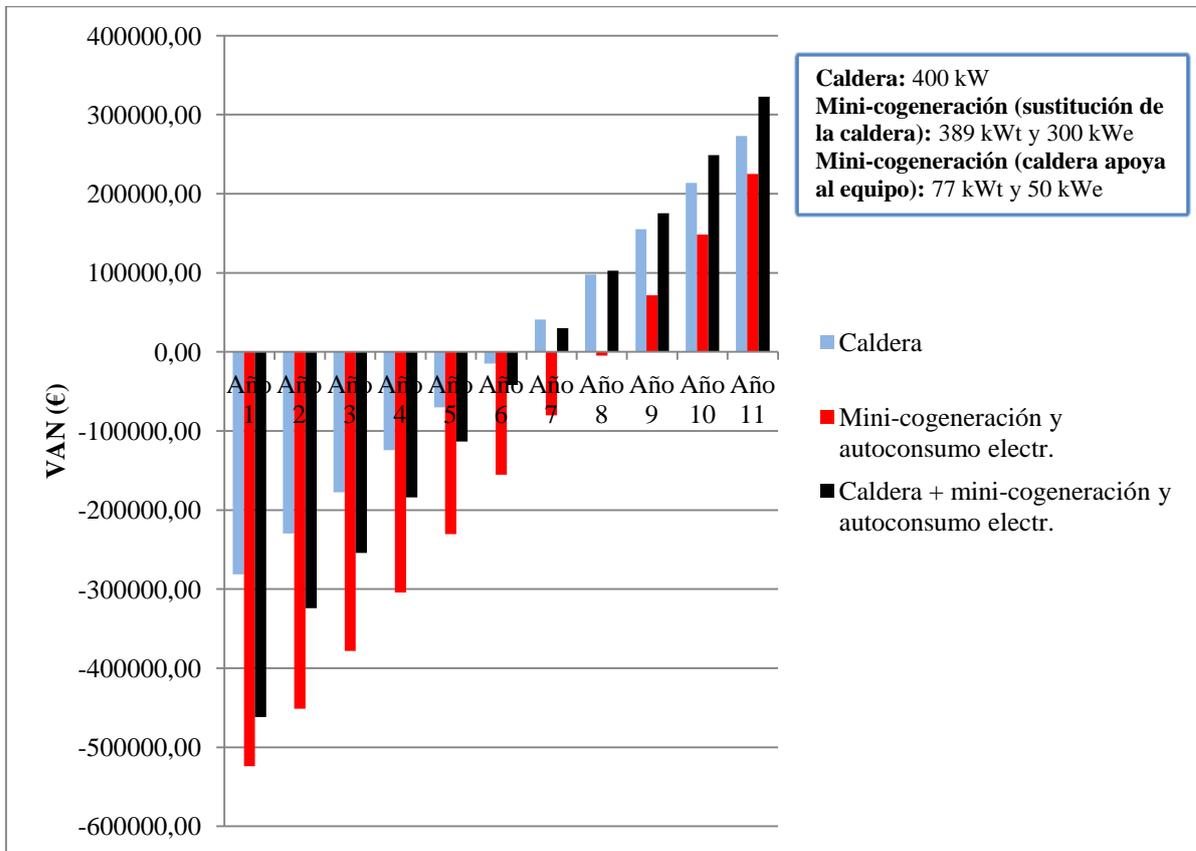


Figura 8.2. Valor Actual Neto (VAN) de las distintas configuraciones posibles, según normativa vigente

En un primer momento, se amortizaría antes la instalación con caldera, pero se puede ver conforme pasan los años, que la que más flujos de caja, y por tanto ingresos nos aportaría es la instalación con placas solares, apoyo con mini-cogeneración y caldera.

9. CONCLUSIONES

9. CONCLUSIONES

En el apartado 2 se fijaron una serie de objetivos para la realización de este Proyecto Fin de Carrera, a los cuales, una vez realizado, se les da respuesta.

Estudio de las necesidades energéticas para el suministro de agua caliente sanitaria (ACS) y para la climatización del agua de las piscinas en un centro acuático deportivo

En el apartado 3 se calcularon las necesidades energéticas del ACS y de las piscinas, viendo que, sobre todo las piscinas, tienen grandes demandas de energía, lo que hace que sea propicia la colocación de colectores solares para intentar cubrir dichas necesidades energéticas, aprovechando una fuente de energía gratuita como la del sol. Al tener abiertas las piscinas todos los meses del año, no se tendrían problemas de producción de energía térmica solar excesiva, siendo viable el proyecto.

Análisis de la radiación solar que llega a nuestros paneles solares

En el apartado 4.1 se analizó la cantidad de radiación solar que los colectores solares son capaces de captar, viendo que no toda la radiación procedente del sol es aprovechada para la obtención de energía térmica. Estos cálculos son fundamentales para ver con cuánta radiación solar se cuenta mensualmente.

Cálculo de la instalación y de la cobertura solar del ACS y piscinas

Se definieron una serie de parámetros fijos para nuestra instalación, se seleccionaron los elementos básicos de la misma y mediante un sistema de 13 ecuaciones con 13 incógnitas, se calculó y optimizó la instalación para que cumpliera el CTE [1]. Para el ACS se requería una cobertura solar anual del 70%, obteniendo una cobertura del 70.1%; y para las piscinas un 60%, obteniendo un 64.8%, verificando ambas coberturas el CTE.

Por otro lado, el CTE nos fija que no se puede sobrepasar en más de tres meses seguidos el 100% de la cobertura solar, ni en ningún mes el 110%. Dichas condiciones verifican el CTE correctamente, tal y como se puede apreciar en las figuras 4.11 y 4.12.

Diseño de la instalación térmica solar

Con el diseño de la instalación térmica solar, se seleccionaron cada uno de los elementos de la instalación (intercambiadores de calor, interacumulador secundario, caldera, vasos de expansión, equipos de mini-cogeneración según los escenarios vistos, bombas) y se dimensionó la instalación hidráulica.

Estudio energético y ambiental (emisiones de CO₂) al introducir distintas fuentes de energía auxiliar (caldera; equipo de mini-cogeneración o conjuntamente equipo de mini-cogeneración y caldera), comparándola con la instalación sin colectores solares y por lo tanto sin aprovechar la energía procedente del sol

Una vez conocido el número de colectores solares a introducir para satisfacer la demanda energética, cumpliendo el CTE, se realiza un estudio energético y ambiental al introducir distintas fuentes de energía auxiliar, siempre comparándola con una instalación convencional con caldera y sin placas solares, viendo que con la introducción de los colectores solares se obtienen reducciones de hasta un 66.61% tanto en el consumo de gas natural, como en las emisiones de CO₂, haciendo que el edificio sea sostenible, reduciendo el impacto ambiental.

Análisis económico de las distintas opciones de instalación (según la fuente auxiliar introducida), viendo cuál es la más rentable

Por último el análisis económico para ver si son rentables o no las distintas opciones de instalación que se propusieron.

Al introducir equipo de mini-cogeneración se está produciendo energía térmica y eléctrica, energía que se emplea según normativa vigente [13] para el autoabastecimiento. A pesar de ello, también se analizó la situación en la que dicha normativa no existiese y se pudiese vender la electricidad, para un posible escenario futuro donde la normativa actual deje de aplicarse.

Analizando las figuras 8.1 y 8.2 se obtienen importantes conclusiones. Si nos atenemos a la normativa vigente (figura 8.2), se puede apreciar que la instalación más rentable es la instalación con placas solares y caldera al ser la que antes se amortiza (menos de 7 años), pero a la larga la que más interesa debido a los ingresos que se tienen, sería la instalación con placas solares, equipo de mini-cogeneración y caldera de apoyo, además de que también presenta un período de amortización igual a 7 años. Otra gran ventaja que tiene dicha instalación en comparación con la instalación con placas solares y equipo de mini-cogeneración es que en el caso de que el equipo de mini-cogeneración o la caldera estuviese fuera de servicio, se tendría el otro equipo funcionando, evitando dejar al edificio sin fuente de energía auxiliar, cosa que no pasaría si únicamente se tiene un equipo de energía auxiliar y por cualquier circunstancia no funcionase.

Por otro lado, barajando la posibilidad de que la normativa vigente dejase de aplicarse y se pudiese vender la energía eléctrica producida, se tendrían los escenarios de la figura 8.1. Analizando dicha gráfica se puede ver que de todas las instalaciones la que antes se amortiza es la instalación con placas solares, equipo de mini-cogeneración de menor potencia, apoyo al mismo con caldera y venta de electricidad (menos de 6 años), seguida de la instalación con placas solares, equipo de mini-cogeneración y venta de electricidad (menos de 6 años, pero con menores ingresos en el primer año de amortización). Ambas instalaciones tendrán aproximadamente los mismos ingresos cada año, haciendo que sean buenas opciones, pero al igual que se comentó anteriormente



analizando la normativa vigente, lo bueno que tiene la instalación con conjuntamente equipo de mini-cogeneración y caldera es que en el caso de que uno de los dos equipos esté fuera de servicio, se tendría el otro como fuente auxiliar de energía y no se dejaría al edificio sin energía auxiliar.

Viendo todas estas conclusiones se concluye diciendo que se ha obtenido un edificio que es eficiente energéticamente, rentable (siendo la instalación con placas solares, equipo de mini-cogeneración y caldera la opción más interesante con un período de amortización inferior a 6 años en el caso de que se pueda vender la electricidad; o un período de amortización inferior a 7 años en el caso de que no se pueda y se autoconsume la electricidad generada), sostenible y que reduce año tras año el impacto ambiental en comparación con una instalación sin placas solares (reducción en el consumo de gas natural y emisiones de CO₂ del 49.7%).

10. BIBLIOGRAFÍA

10. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Código Técnico de la Edificación - Documento Básico HE – Ahorro de energía.
www.codigotecnico.org/web
- [2] Marcelo Izquierdo Millán y Pedro Acisclo Rodríguez Aumente, *Apuntes de “Energías Renovables”*, Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Escuela Politécnica Superior (Universidad Carlos III de Madrid), 2011.
- [3] Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura – PET – REV, IDAE, enero 2009.
www.idae.es
- [4] Juan Francisco Coronel Toro, *Colección de Tablas, Gráficas y Ecuaciones de Transmisión de Calor*, Grupo de Termotecnia del Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (Universidad de Sevilla), 2008.
- [5] Yunus A. Çengel, *Transferencia de Calor y Masa*, McGraw-Hill, 2007.
- [6] Reglamento del régimen Técnico-Sanitario de Piscinas Castilla-La Mancha (Orden de 30 de mayo de 1988), junio 1988.
- [7] Estudio sobre el tratamiento físico-químico del agua de las piscinas en las diferentes normativas en España – Guía de las normativas, FAPS (Federación de Asociaciones de fabricantes de equipos y constructores de Piscinas, Saunas y Spas, febrero 2005.
- [8] CM SAF Climate Monitoring, from the Federal Ministry of Transport, Building and Urban Development.
www.cmsaf.eu/bvbw/appmanager/bvbw/cmsafInternet
- [9] Código Técnico de la Edificación – Documento Básico HS 4 – Suministro de agua
www.codigotecnico.org/web
- [10] Instrucción UNE 149201:2008 (AENOR), *Abastecimiento de agua. Dimensionado de instalaciones de agua para consumo humano dentro de los edificios*, febrero 2008.
- [11] José Tovar Larrucea, *Apuntes de “Instalaciones y Servicios Técnicos”*, Departamento de Física e Instalaciones Aplicadas a la Edificación, al Medio Ambiente y al Urbanismo, Escuela Técnica Superior de Arquitectura (Universidad Politécnica de Madrid), 2011.
- [12] Instrucción UNE 100-155-88 (AENOR), *Climatización – Cálculo de vasos de expansión*, febrero 1988.



- [13] REAL DECRETO 1/2012 (BOE núm. 24) – *Suspensión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos*, enero 2012.
- [14] REAL DECRETO 842/2002 (BOE núm. 224) – *Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)*, septiembre 2002.
- [15] Luis Cañadas Serrano, *Apuntes de “Operaciones Básicas con Sólidos y Fluidos”*, Departamento de Ingeniería Química y Ambiental, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (Universidad de Sevilla), 2008.
- [16] Orden 18/11/2011 (Conserjería de Fomento) – *Bases reguladoras de las ayudas dirigidas a la promoción del aprovechamiento de las energías renovables de uso propio en Castilla-La Mancha*, noviembre 2011.
- [17] REAL DECRETO 661/2007 (BOE núm. 126) – *Regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*, mayo 2007.
- [18] Plan de Energías Renovables 2011 – 2020, IDEA, noviembre 2011.
www.idae.es
- [19] REAL DECRETO 1751, 1998 (BOE núm. 186) – *Instrucciones Técnicas Complementarias ITE*, julio 1998.
- [20] REAL DECRETO 1027/2007 (BOE núm. 207) – *Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios*, agosto 2007.
- [21] Frank P. Incropera y David P. De Witt, *Fundamentos de Transferencia de Calor*, Pearson Prentice Hall, 1999.
- [22] A. Barrero y M. Pérez-Saborid, *Fundamentos y Aplicaciones de la Mecánica de Fluidos*, MacGraw-Hill, 2005.
- [23] IDEA, *Guía Técnica - Agua caliente sanitaria central*, junio 2010.
- [24] David R. Valero Medina (GasNatural fenosa), *III Jornadas de Cogeneración en la Edificación*, octubre 2011.
- [25] Alberto Jiménez (BAXIROCA), *Micro-cogeneración y energía solar térmica: Tecnologías compatibles y complementarias*, 2011.
- [26] ROCA (grupo BAXIROCA), *Energía Solar: Fundamentos y aplicaciones para agua caliente*, 2006.
- [27] ROCA, *Manual para Instalaciones de Energía Solar Térmica*, 2006.



- [28] David Velázquez Alonso, *Apuntes de “Tecnología Energética”*, Departamento de Ingeniería Energética, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (Universidad de Sevilla), 2008.
- [29] María Eladia Gallego Martínez, *Apuntes de “Administración de Empresas”*, Departamento de Organización Industrial y Gestión de Empresas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (Universidad de Sevilla), 2008.
- [30] Marcos Vera Coello, *Apuntes de “Combustión y Generación de Contaminantes”*, Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Escuela Politécnica Superior (Universidad Carlos III de Madrid), 2011.
- [31] Domingo Santana Santana y Diego Peinado Martín, *Apuntes de “Sistemas Térmicos”*, Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Escuela Politécnica Superior (Universidad Carlos III de Madrid), 2011.
- [32] CENSOLAR
www.censolar.es
- [33] CIATESA ecología e innovación
www.ciatesa.es
- [34] Comeval
www.comeval.es
- [35] Viessmann
www.viessmann.es
- [36] Ynstalia
www.ynstalia.com
- [37] Mecalia
www.mecalia.com
- [38] BAXIROCA
www.baxi.es
- [39] Salvador Escoda
www.salvadorescoda.com
- [40] ALTARE Energía
www.altare-energia.com
- [41] WILO
www.wilo.es
- [42] Vaillant
www.vaillant.es



- [43] Precios de construcción y materiales
www.preoc.es
- [44] Agencia de la Energía de Castilla-La Mancha
www.agecam.es
- [45] Cogen Spain
www.cogenspain.org
- [46] Red Eléctrica de España
www.ree.es
- [47] JONESTUR
www.jonestur.com
- [48] Blog de ingeniería
www.ingenierosindustriales.com
- [49] Energía solar Solarweb
www.solarweb.net
- [50] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (FENERCOM)
www.fenercom.com
- [51] Iberdrola
www.iberdrola.es

11. ANEXOS (planos)

Plano nº1: Emplazamiento y localización

Plano nº2: Distribución planta baja

Plano nº3: Distribución planta alta y sección A-A'

Plano nº4: Distribución planta cubierta

Plano nº5: Esquema unifilar de la instalación

Plano nº6: Instalación hidráulica planta baja

Plano nº7: Instalación hidráulica planta alta y sección A-A'

Plano nº8: Situación colectores en planta cubierta

