



PROYECTO FIN DE CARRERA

INGENIERÍA INDUSTRIAL

INTEGRACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA CON UN SISTEMA DE CALEFACCIÓN EXISTENTE

Autor:

Natalia Moreno Bruned

Director del Proyecto:

Dr. José María Marín Herrero

Zaragoza, Marzo 2010

Área de Máquinas y Motores térmicos
Departamento de Ingeniería Mecánica



CENTRO POLÍTÉCNICO SUPERIOR

DTO. INGENIERÍA MECÁNICA

FUNDACIÓN HIDRÓGENO ARAGÓN



Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mi familia y a mi novio Ángel el constante apoyo recibido en los últimos años, sus ánimos han sido necesarios para concluir esta etapa llena de buenos y malos momentos. También, a mis compañeros y amigos por los momentos vividos en el día a día del CPS.

Agradezco a la Fundación Hidrógeno en Aragón el brindarme la oportunidad de realizar un Proyecto Fin de Carrera basado en una instalación real. A Leire, mi tutora en la empresa, por su constante apoyo y su colaboración en el desarrollo del proyecto, su entrega ha sido muy importante para la evolución del mismo. Y a todos los compañeros de la Fundación, por su ayuda desinteresada y por crear entre todos un inmejorable ambiente de trabajo.

A José María Marín, por su confianza y por la labor desempeñada como director para la realización de este proyecto.

A todos, gracias.

Natalia Moreno Bruned

Zaragoza, Marzo 2010.

INTEGRACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA CON UN SISTEMA DE CALEFACCIÓN EXISTENTE

RESUMEN

El objetivo principal del proyecto es evaluar técnica y económicamente una instalación solar térmica de baja temperatura como apoyo al sistema de calefacción existente en la Fundación Hidrógeno en Aragón, ubicada en el Parque Tecnológico Walqa (Huesca). En el presente proyecto se desarrolla el análisis y dimensionamiento de una instalación de energía solar cuya aportación servirá para precalentar el agua de retorno del sistema de calefacción antes de su entrada a las calderas, resultando en un ahorro de combustible del 20%. Se busca reducir las emisiones de CO₂ derivadas del consumo de propano y lograr así un edificio más sostenible.

Tras un dimensionado inicial basado en el Método F-Chart se simula el funcionamiento del sistema solar con un modelo en EES, que calcula la aportación solar mensual a partir de las contribuciones horarias. Tomando como datos iniciales las condiciones ambientales y la curva de rendimiento del captador seleccionado, se plantean balances de energía en los equipos principales, a partir de los cuales se calculan diferentes parámetros de interés como el calor recuperado o la temperatura del fluido en diferentes puntos de la instalación.

Así mismo, se analizan en detalle las demandas energéticas actuales del edificio, calculadas a partir de datos reales de consumo, que serán la base para el cálculo de nuevas instalaciones.

Partiendo de los resultados de la simulación se decide la configuración del sistema solar y se realiza el proyecto de instalación, que contempla el dimensionado de los componentes principales, el diseño del circuito hidráulico y el desarrollo de planos y presupuesto.

Además, se plantea la posibilidad de instalar un sistema de frío solar que aproveche el excedente de energía generado durante el verano, el cual será utilizado para refrigerar alguna zona del edificio. La ampliación de la instalación con una máquina de absorción se ejecutará en la siguiente fase del proyecto, una vez comprobado el comportamiento real de sistema solar.

El proyecto concluye con un análisis de rentabilidad que confirma la necesidad de financiación externa si se quiere promover una mayor implantación de las energías renovables en la sociedad.

Acrónimos

AC	Corriente alterna
ACS	Agua Caliente Sanitaria
COP	Coeficiente de Operación
DC	Corriente continua
EES	Engineering Equation Solver
EER	Energy Efficiency Ratio (Factor de energía)
EERR	Energías renovables
FHa	Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón
ICB	Índice Coste-Beneficio
IC	Intercambiador de calor
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
ITHER	Infraestructura Tecnológica de Hidrógeno y Energías Renovables
IVA	Impuesto sobre el Valor Añadido
PER	Plan de Energías Renovables
PCI	Poder Calorífico Inferior del combustible
PCT	Pliego de Condiciones Técnicas
PR	Periodo de retorno
VAN	Valor Actual Neto
TIR	Tasa Interna de Rentabilidad

Tabla de contenidos

Agradecimientos.....	ii
Acrónimos.....	iv
Tabla de contenidos	v
Índice de figuras	viii
Índice de tablas.....	x
1. Introducción	1
1.1 Objetivos y alcance del proyecto.....	1
1.2 Metodología de trabajo.....	3
2 Demandas energéticas.....	4
2.1 Demanda de calefacción.....	4
2.2 Demanda eléctrica	5
2.3 Demanda de refrigeración	5
2.4 Resultados del análisis de demandas	6
3 Descripción y ubicación de la instalación solar.....	8
4 Simulación de la instalación.....	13
4.1 Metodología de cálculo	13
4.2 Resultados de la simulación.....	15
4.2.1 Cobertura solar del sistema.....	18
4.2.2 Resultados medioambientales	21
4.3 Frío solar con máquina de absorción.....	22
5 Componentes seleccionados.....	24
5.1 Fluido caloportador	24
5.2 Sistema de captación	24
5.3 Sistema de acumulación-intercambio	27
5.4 Circuito hidráulico.....	27
5.4.1 Tuberías	28
5.4.2 Bomba de circulación	28
5.4.3 Vaso de expansión	28
5.4.4 Purgadores y desaireadores	29
5.4.5 Elemento disipador.....	29

5.5 Sistema de regulación y control	29
6 Presupuesto.....	30
7 Estudio de rentabilidad	31
8 Conclusiones y acciones siguientes.....	34
9 Bibliografía	36
Anexos	39
Anexo A: Energía solar térmica	41
A.1 Tipos de colectores y principales características	41
A.2 Esquema básico de una instalación solar térmica.....	44
Anexo B: Descripción de la instalación de actual	45
B.1 Descripción general del edificio.....	45
B.2 Descripción de los cerramientos. Cálculo del K_G	46
B.3 Condiciones exteriores de cálculo.....	47
B.4 Condiciones interiores de cálculo.....	47
B.5 Cálculo de las cargas térmicas	47
B.6 Descripción de la instalación de climatización	48
Anexo C: Estudio de demandas energéticas	51
C.1 Demanda de calefacción.....	51
C.1.1 Escenarios de consumo.....	56
C.2 Demanda de refrigeración	57
C.2.1 Escenarios de consumo.....	60
C.3 Consumo eléctrico de la oficina 1.....	63
C.4 Cargas térmicas en las zonas no climatizadas	63
C.5 Conclusiones del estudio de demandas energéticas.....	65
Anexo D: Selección del tipo de captador.....	67
Anexo E: Método f-Chart.....	69
E.1 Aplicación del método f-Chart	74
Anexo F: Análisis de opciones	77
F.1 Solar térmica para apoyo a calefacción	77
F.2 Solar térmica para calefactar zonas no climatizadas.....	77
Anexo G: Datos climatológicos	79
Anexo H: Ecuaciones características de los equipos principales.....	85

H.1 Ecuación y curva característica del captador plano	85
H.2 Intercambiador de calor	86
Anexo I: Modelo de simulación EES y resultados.....	89
Anexo J: Cálculo de pérdidas	99
J.1 Pérdidas por orientación e inclinación	99
J.2 Pérdidas de radiación solar por sombras	101
Anexo K: Proyecto de instalación	109
1. Memoria descriptiva y cálculo.....	110
2. Esquemas y planos	125
3. Presupuesto.....	133
4. Estudio de viabilidad económica	134
5. Manual de uso	137
Anexo L: Ficha técnica de equipos principales	139
Anexo M: Máquinas de refrigeración solar	143
M.1 Tipos de sistemas.....	143
M.2 Mercado actual.....	144
Anexo N: Fundación Hidrógeno en Aragón	149
N.1 Infraestructura tecnológica e instalaciones	151
Anexo O: Descripción de la instalación en aislada	153
O.1 Dispositivos.....	153
O.2 Acondicionado de potencia: reguladores, baterías e inversores.....	156
O.3 Hidrogeno: electrolizador, almacenamiento y pila.....	157

Índice de figuras

Figura 1: Esquema de la instalación en asilada.....	2
Figura 2: Demanda de calefacción del edificio.....	4
Figura 3: Demanda eléctrica del edificio.....	5
Figura 4: Consumo eléctrico debido a la climatizadora y a las estufas.....	5
Figura 5: Demanda de refrigeración del edificio.....	6
Figura 6: Esquema básico de una instalación solar térmica	8
Figura 7: Estimación de la rentabilidad según el número de colectores	9
Figura 8: Conexión de los colectores en serie.....	10
Figura 9: Conexión de los colectores en paralelo	10
Figura 10: Ubicación en cubierta de los equipos principales de la instalación solar	11
Figura 11: Cubierta del edificio y cuarto de calderas.....	11
Figura 12: Cuarto de calderas del edificio	12
Figura 13: Temperatura máxima del fluido caloportador.....	15
Figura 14: Evolución de temperaturas en el intercambiador de calor.....	16
Figura 15: Temperatura de impulsión a calderas.....	16
Figura 16: Evolución del incremento de temperatura y del calor recuperado.....	17
Figura 17: Evolución del rendimiento en cada fila de cinco colectores en serie	17
Figura 18: Rendimiento medio en cada fila de colectores.....	18
Figura 19: Correspondencia entre la energía solar y la demanda térmica.	18
Figura 20: Aporte solar a la demanda de calefacción	19
Figura 21: Cantidad de energía generada de refrigeración solar.....	22
Figura 22: Potencia de refrigeración solar	22
Figura 23: Captador solar CPC ML 3.0 (IMS, 2009)	24
Figura 24: Curva de rendimiento ML 3.0 (IMS, 2009)	24
Figura 25: Ubicación de colectores en la cubierta del edificio.....	25
Figura 26: Sombreamientos sobre el campo solar (21 diciembre y 21 junio)	25
Figura 27: Proyección de ángulos de elevación y azimut para el perfil de obstáculos	26
Figura 28: Perfil de obstáculos dibujado sobre el diagrama de trayectorias del sol	26
Figura 29: Acumulador solar Coral Vitró (Lapesa, 2009).....	27
Figura 30: Bomba UPS Solar 25-120 180 (Grundfos, 2009)	28
Figura 31: Periodo de retorno de la inversión	32
Figura 32: Tasa interna de rendimiento	32
Figura 33: Retorno de la inversión según el precio del combustible	33
Figura 34: Colector solar de placa plana	43
Figura 35: Colector de tubos de vacío y acumulador solar	43
Figura 36: Esquema básico de una instalación solar térmica	44
Figura 37: Caldera y climatizadora actual	48
Figura 38: Esquema de la instalación de climatización actual	50
Figura 39: Tendencia del consumo de gas propano en Walqa	52
Figura 40: Curvas de tendencia del consumo de calefacción	53
Figura 41: Evolución del consumo de propano.....	54
Figura 42: Consumo eléctrico mensual.....	58
Figura 43: Evolución de temperaturas en Huesca durante julio de 2009.....	61

Figura 44: Evolución de la potencia eléctrica (Julio 2009)	62
Figura 45: Demanda calefacción en zonas no calefactadas.....	65
Figura 46: Demanda refrigeración en zonas no calefactadas.	65
Figura 47: Comparación del rendimiento de los captadores.....	68
Figura 48: Comparación de la cobertura solar mensual	76
Figura 49: Aporte solar con 25 colectores	77
Figura 50: Aporte solar con 10 colectores	78
Figura 51: Ángulo óptimo de inclinación y temperatura media diurna.....	79
Figura 52: Irradiancia mes de marzo.....	80
Figura 53: Temperatura ambiente mes de marzo	80
Figura 54: Evolución de las temperaturas en un intercambiador de calor.....	86
Figura 55: Ángulo de inclinación y ángulo de azimut.....	99
Figura 56: Pérdidas por orientación e inclinación para una latitud de 41°	100
Figura 57: Ángulo de elevación de los obstáculos	102
Figura 58: Perfil de obstáculos dibujado sobre el diagrama de trayectorias del sol	102
Figura 59: Distribución de los colectores en cubierta.....	105
Figura 60: Proyección de sombras (1 de febrero).....	107
Figura 61: Proyección de sombras (21 diciembre y 21 junio)	107
Figura 62: Calor específico y densidad de la mezcla con propilenglicol	113
Figura 63: Pérdida por rozamiento para tubería de cobre	118
Figura 64: Bomba Grundfos UPS Solar 25-120 180.....	121
Figura 65: Periodo de retorno de la inversión	135
Figura 66: Tasa interna de rendimiento.....	135
Figura 67: Retorno de la inversión según el precio del combustible	136
Figura 68: Esquema de una enfriadora de absorción	143
Figura 69: Máquina de absorción Thermax	144
Figura 70: Máquina de absorción Yazaki.....	145
Figura 71: Máquina de adsorción Gasokol coolySum	145
Figura 72: Máquina Climatewell	146
Figura 73: Procesos de carga y descarga – Máquina Climatewell.....	146
Figura 74: Esquema de instalación de la máquina ClimateWell (ClimateWell, 2009)	147
Figura 75: Máquina de absorción Rotartica	147
Figura 76: Patronos de la Fundación Hidrógeno en Aragón	149
Figura 77: Infraestructura del proyecto ITHER.....	151
Figura 78: Paneles silicio Amorfo	153
Figura 79: Paneles de CdTe	154
Figura 80: Seguidor solar de concentración.....	155
Figura 81: Generador Air-X.....	155
Figura 82: Reguladores Outback MX60.....	156
Figura 83: Inversores/Cargadores Outback VFX3048E	156
Figura 84: Baterías EXIDE	157
Figura 85: Electrolizador Polimérico Hogen 20.....	158
Figura 86: Balas de hidruros Lab-Tech y cuadro del control del hidruro	158
Figura 87: Pila de combustión	159

Índice de tablas

Tabla 1: Demanda mensual de calefacción del edificio	4
Tabla 2: Carga térmicas de las zonas no climatizadas.....	6
Tabla 3: Diferencias entre la conexión en serie y en paralelo.	10
Tabla 4: Cobertura solar de la demanda de calefacción	19
Tabla 5: Balance de energía de la instalación solar.....	20
Tabla 6: Ahorro de gas propano y reducción de las emisiones.....	21
Tabla 7: Indicadores medioambientales	21
Tabla 8: Regulación de la bomba del circuito primario.....	29
Tabla 9: Cálculo de la rentabilidad de la inversión.....	31
Tabla 10: Análisis de sensibilidad	32
Tabla 11: Planta baja	45
Tabla 12: Planta primera	45
Tabla 13: Talleres	45
Tabla 14: Cuadro resumen	46
Tabla 15: Coeficientes de transmisión global	46
Tabla 16: Características de la caldera	49
Tabla 17: Características de la climatizadora	49
Tabla 18: Consumo de gas propano	51
Tabla 19: Consumos de gas propano de edificios de Walqa.....	52
Tabla 20: Consumo de propano, demanda de calor y potencia media Edificio FHa.....	53
Tabla 21: Áreas de los diferentes espacios	54
Tabla 22: Carga térmica en cada zona	55
Tabla 23: Carga térmica en el periodo de facturación.....	56
Tabla 24: Cargas térmicas de calefacción en los escenarios de consumo	57
Tabla 25: Consumo eléctrico y potencia media mensual.....	58
Tabla 26: Carga de refrigeración por zonas	59
Tabla 27: Cargas de refrigeración en dos escenarios de consumo	60
Tabla 28: Datos del consumo eléctrico diario	61
Tabla 29: Consumo eléctrico de la oficina 1	63
Tabla 30: Áreas de la zonas no calefactadas	63
Tabla 31: Cargas térmicas en kW por m2.....	64
Tabla 32: Carga térmica de calor y frío	64
Tabla 33: Comparación de captadores solares	67
Tabla 34: Curva de rendimiento placa plana alta eficiencia y tubo de vacío.....	68
Tabla 35: Método f-Chart aplicado al sistema solar	74
Tabla 36: Irraciancia y temperatura ambiente mes de marzo.....	81
Tabla 37: Datos de Irradiación global y temperatura ambiente de la simulación EES	83
Tabla 38: Resultados de la simulación EES.....	91
Tabla 39: Pérdidas máximas permitidas. Fuente: CTE	99
Tabla 40: Referencia para el cálculo de pérdidas por sombreado(PCT, 2008).....	103
Tabla 41: Demanda energética de calefacción	111
Tabla 42: Estimación de la rentabilidad según el número de colectores	112
Tabla 43: Características del sistema de captación.....	114

Tabla 44: Características del sistema de acumulación.....	116
Tabla 45: Singularidades de la instalación	119
Tabla 46: Regulación de la bomba del circuito primario.....	124
Tabla 47: Cálculo de la rentabilidad de la inversión.....	134
Tabla 48: Análisis de sensibilidad	135

1. Introducción

El presente proyecto desarrolla el diseño y simulación de un sistema de energía solar térmica para su integración con el sistema de calefacción existente en el edificio de la **Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón**, ubicado en el Parque Tecnológico Walqa (Huesca).

Actualmente, la energía solar térmica está experimentando una mayor implantación gracias a la entrada en vigor del **Código Técnico de la Edificación** (CTE, 2006). Según el Documento Básico HE Ahorro de Energía en la sección “HE 4 Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria” (HE 4, 2004), tanto los edificios de nueva construcción como los rehabilitados deben cubrir parte de la demanda de agua caliente sanitaria con la incorporación de sistemas de captación, almacenamiento y utilización de energía solar de baja temperatura. Así mismo, la obligación se extiende a la climatización de piscinas. Esta apuesta legislativa por la energía solar térmica, o en su caso por la energía fotovoltaica, está claramente justificada puesto que España cuenta con una situación privilegiada para el aprovechamiento del recurso solar. Esto hace que la mayor parte de las instalaciones sean económicamente viables durante su periodo de vida útil (PER, 2005-2010).

Dado el carácter de edificio de oficinas de la Fundación Hidrógeno en Aragón, la falta de consumo de agua caliente sanitaria hace necesario pensar en otras formas de utilización de la energía solar térmica. Tras un análisis detallado de las diferentes opciones, se ha optado por la utilización de la **energía solar para calentar el agua de retorno del circuito de calefacción**. Además, en un futuro se prevé la incorporación de una máquina de absorción para aprovechar el excedente producido durante el verano.

La instalación solar se integra con el sistema de calefacción actual, formado por dos calderas que calientan el agua de calefacción para su distribución a las tres zonas del edificio. En el Anexo B se explica en detalle el funcionamiento del sistema de climatización del edificio.

Hay que destacar que el proyecto desarrollado va a ser ejecutado entre marzo y junio de 2010, para el cual se ha solicitado una subvención al Gobierno de Aragón, dentro de la convocatoria **“Subvenciones en materia de ahorro y uso eficiente de la energía y fuentes renovables. Ejercicio 2009”** (BOA, 2009).

1.1 **Objetivos y alcance del proyecto**

El objetivo principal del proyecto es evaluar técnica y económicamente una instalación solar térmica de baja temperatura como apoyo al sistema de calefacción existente, constituido por dos calderas de baja temperatura y distribución agua-aire mediante fan-coils. La instalación pretende conseguir un **ahorro energético** a partir del aprovechamiento de la energía solar. Se busca reducir las emisiones de CO₂ derivadas del consumo de propano y lograr así un edificio más sostenible. Asimismo, con esta iniciativa se busca demostrar la viabilidad de este tipo de instalaciones que hasta la fecha se están instalando en menor medida por la falta de conocimiento real acerca de su funcionamiento, limitando la aplicación de la energía solar casi exclusivamente a la producción de agua caliente sanitaria (AAE, 2009).

Por otro lado, el sistema solar térmico formará parte de la **instalación en aislada** que ya se encuentra en funcionamiento en el edificio, constituida por diferentes tecnologías de placas fotovoltaicas, una micro turbina eólica, una pila de combustible, producción de hidrógeno y almacenamiento de la energía en hidruros metálicos y baterías. Actualmente, la instalación en aislada suministra toda la electricidad consumida por la oficina principal, lo que supone una potencia de 6 kW. La carga eléctrica de la oficina 1 fue medida con una pinza amperimétrica y los cálculos se recogen en el Anexo C.3. La actual instalación en aislada de la Fundación Hidrógeno en Aragón se describe en el Anexo O.

Además, en un futuro, se quiere añadir al sistema una pila de cogeneración, que produzca simultáneamente calor y electricidad a partir de hidrógeno, cuya función dentro del sistema será similar a la de las calderas, produciendo agua caliente a partir del calor recuperado de la pila. Tras la realización de un estudio detallado de mercado se ha comprobado que la mayor parte de los sistemas están aún en fase de desarrollo, siendo muy pocas las unidades comerciales y a un precio muy elevado, que ronda los 14.000 €/kW (Inhouse, 2009).

La instalación en aislada está monitorizada con el software **LabView**, el sistema se encarga de tomar datos de la instalación, visualizando por pantalla y almacenando el valor medio diezminutal de las variables que se quiere controlar: intensidad, voltaje, potencia, temperatura, radiación, etc. Posteriormente los datos son analizados, lo que permite comparar resultados teóricos y reales con el fin de mejorar las simulaciones para futuras experiencias. La programación en LabView será ampliada con la instalación solar térmica.

El objetivo que se persigue con esta instalación en aislada es lograr un modelo de edificio más sostenible, mostrando el potencial de las energías renovables y fomentando una mayor aplicación en la sociedad. En la Figura 1 se muestra el esquema completo de la instalación en aislada, en el cual ya se ha incluido la parte térmica.

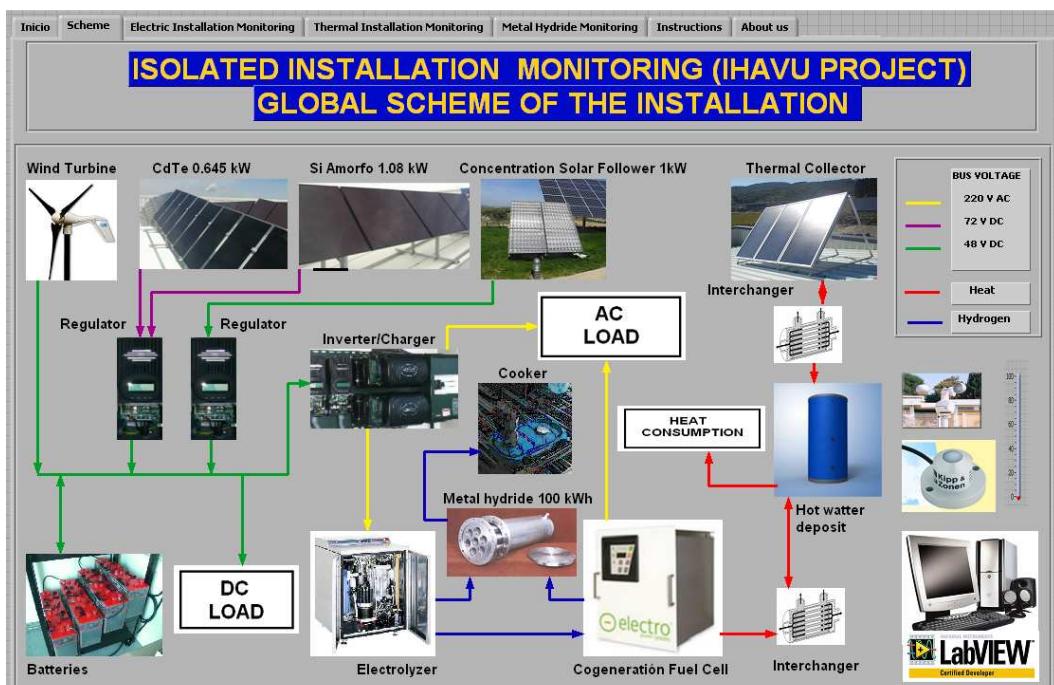


Figura 1: Esquema de la instalación en aislada

1.2 Metodología de trabajo

La primera acción a desarrollar es una evaluación de los sistemas existentes, comentada en el Anexo B. Se analizan en detalle las demandas energéticas actuales del edificio, calculadas a partir de datos reales de consumo (propano y electricidad), lo que permite justificar las cargas térmicas de diseño (calefacción y refrigeración). A partir de los datos conocidos se plantean diferentes escenarios de consumo y se estiman las cargas de algunas zonas del edificio todavía no climatizadas, con la intención de buscar la mejor solución para contribuir al confort térmico (Anexo C).

Tras el estudio de las demandas energéticas, se plantean diferentes opciones para integrar la energía solar térmica en el edificio, contemplando la posibilidad de instalar máquinas de absorción. Las distintas opciones se comentan en el Anexo F. Para los dimensionamientos iniciales se aplica el Método f-Chart, recomendado por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (PCT, 2008).

Una vez seleccionada la opción más viable, se dimensiona una instalación de colectores solares térmicos para apoyo a calefacción. El comportamiento del sistema se simula con el programa EES, modelo incluido en el Anexo I, para comprobar la energía solar aportada al sistema de calefacción según la radiación incidente a lo largo del año. En base a los cálculos, se realiza el proyecto de instalación, que incluye diseño del sistema, dimensionado de componentes, esquemas de principio y planos de implantación de los equipos principales, así como un estudio económico detallado del sistema, recogido en el Anexo K.

Las herramientas informáticas utilizadas para el desarrollo del proyecto han sido principalmente: Hojas de cálculo en Excel, Word para la redacción del proyecto, el programa EES para realizar las simulaciones, y las aplicaciones Autocad y Visio para efectuar los planos de la instalación.

El proyecto se ha dividido en dos partes claramente diferenciadas. En la **memoria principal** se recogen los principales resultados del trabajo desarrollado, los cuales son completados en los **anexos**, que muestran los cálculos detallados y desarrollan los temas principales del proyecto.

2 Demandas energéticas

El edificio de la Fundación Hidrógeno en Aragón presenta tres demandas de energía: **calefacción, refrigeración y electricidad**. En el Anexo C se puede encontrar un estudio detallado de las demandas energéticas del edificio, el cual fue el punto de partida para desarrollar el presente proyecto.

2.1 Demanda de calefacción

El cálculo de la demanda energética de calefacción ha sido obtenido a partir de datos reales de consumo de propano (Tabla 1). Tras extraer los datos de las facturas se ha realizado una conversión de los m³ de gas consumido a diferentes unidades de medida de la energía, utilizando como datos la densidad, el PCI del combustible o el rendimiento de las calderas. La evolución mensual de la demanda en kWh se muestra en la Figura 2.

Tabla 1: Demanda mensual de calefacción del edificio

	m3	Mcal	MJ	kWh
Enero	966	19599	82061	22795
Febrero	882	17895	74926	20813
Marzo	617	12526	52448	14569
Abril	365	7405	31007	8613
Mayo	81	1643	6881	1911
Junio	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0
Octubre	165	3348	14017	3894
Noviembre	454	9202	38530	10703
diciembre	907	18402	77049	21403
ANUAL	4437	90021	376918	104700

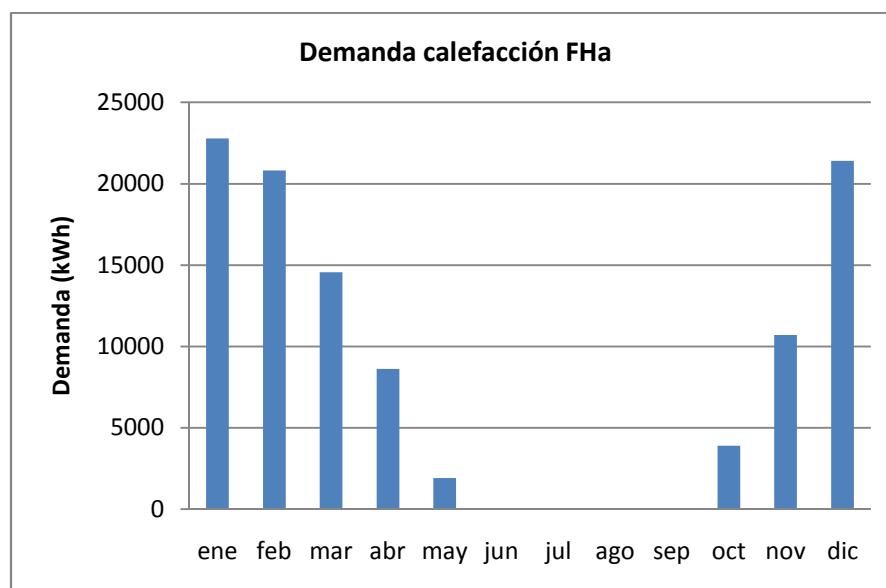


Figura 2: Demanda de calefacción del edificio

2.2 Demanda eléctrica

Los datos eléctricos han sido extraídos de los informes semanales que realiza el personal de la Fundación Hidrógeno en Aragón, en los que se toman datos de los consumos eléctricos del edificio y de la generación eléctrica de la infraestructura de energías renovables (fotovoltaica y eólica) que forma el **Proyecto ITHER**, la cual se comenta en el Anexo N.1. La evolución anual del consumo eléctrico del edificio se refleja en la Figura 3.

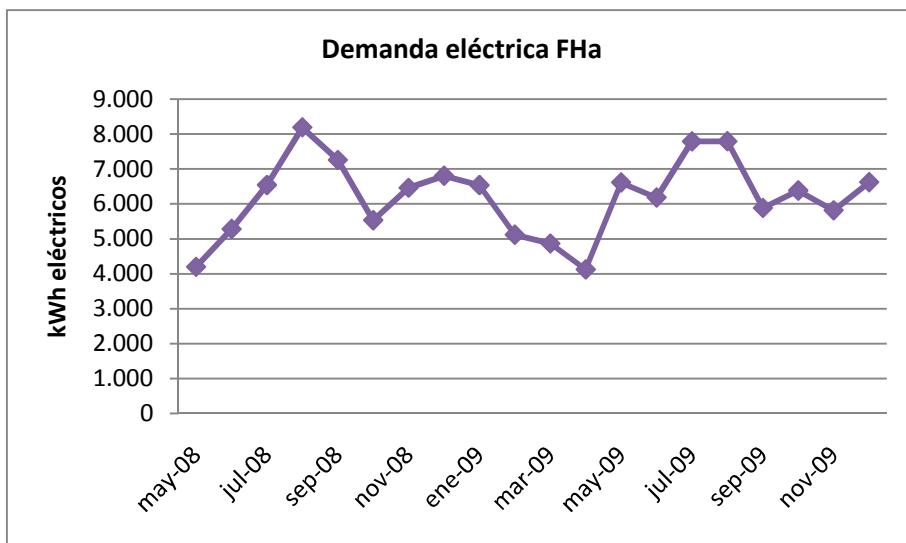


Figura 3: Demanda eléctrica del edificio

2.3 Demanda de refrigeración

La demanda de refrigeración se ha deducido del consumo de electricidad durante el verano, porque el aire es enfriado mediante una climatizadora convencional que consume electricidad. Para ello se ha analizado la evolución del consumo a lo largo del año, deduciendo el consumo debido a la refrigeración. En la Figura 4 se muestra el consumo eléctrico que es debido a la climatizadora y al uso ocasional de estufas eléctricas durante el invierno.

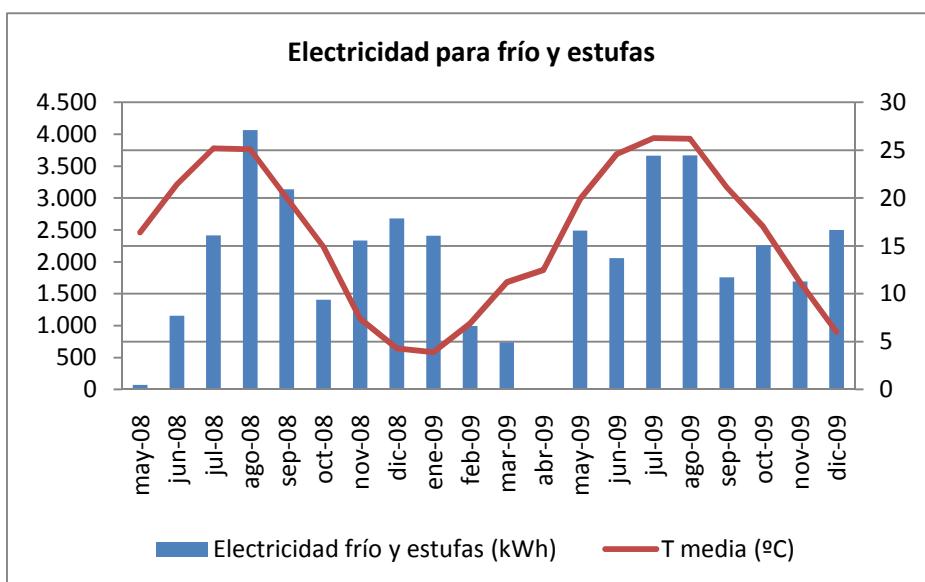


Figura 4: Consumo eléctrico debido a la climatizadora y a las estufas

A la vista de gráfica se comprueba la fuerte relación existente entre el consumo eléctrico y la temperatura ambiente tanto en los meses fríos como durante el verano.

La demanda de refrigeración del edificio se obtiene directamente multiplicando el consumo eléctrico anterior por el rendimiento de la climatizadora EER=2.58 en los meses de verano. La Figura 5 muestra la evolución de la demanda de frío en los dos últimos años, aunque los datos realmente fiables son los de 2009 porque la climatizadora presentó algunos problemas de funcionamiento en 2008.

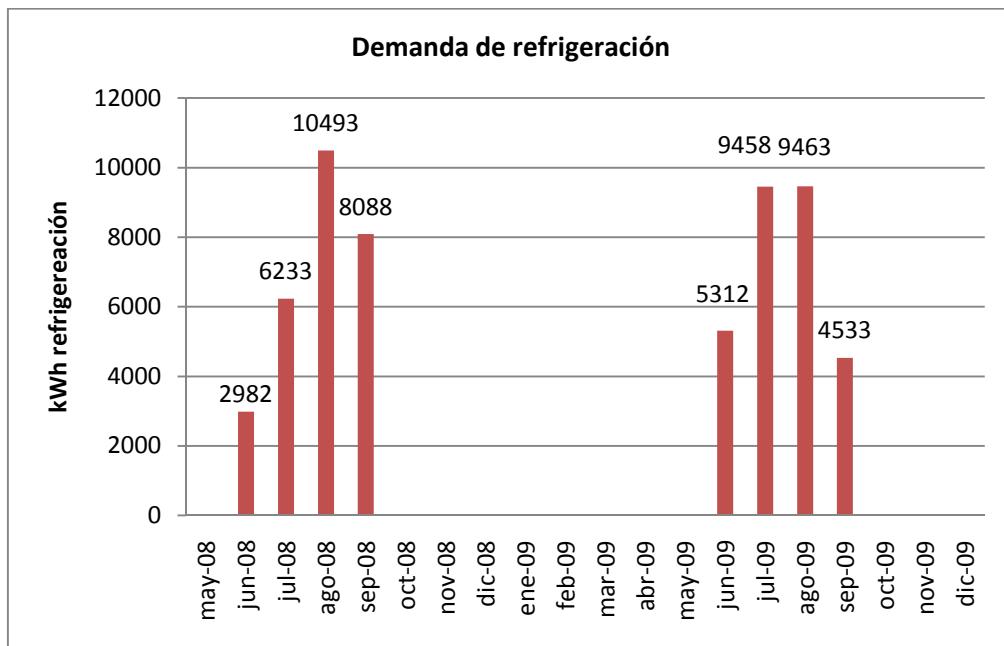


Figura 5: Demanda de refrigeración del edificio

2.4 Resultados del análisis de demandas

Además de los resultados anteriores, en el estudio de demandas energéticas se han planteado una serie de escenarios de consumo que permiten justificar las cargas de diseño de la instalación existente y analizar consumos actuales y futuros. Finalmente, se estiman las demandas energéticas de unas zonas del edificio que no se encuentran climatizadas y que se pretenden integrar con la instalación actual. La Tabla 2 muestra los resultados de las cargas de dichas zonas.

Tabla 2: Carga térmicas de las zonas no climatizadas

ZONA	CALOR (kW)	FRÍO (kW)
Cocina	0,90	0,93
Vestuario M	2,08	1,09
Vestuario F	2,22	1,17
Aseo M	1,99	2,05
Aseo F	1,59	1,65
TOTAL	8,78	6,90

A continuación, se van a comentar las **conclusiones** más relevantes que han sido extraídas del análisis de las demandas del edificio (Anexo C).

La instalación de climatización actual está bastante **sobredimensionada**, ya que fue dimensionada considerando la carga total del edificio, incluyendo el taller, que supone la carga térmica más importante. Hasta el momento, la zona del taller sólo se climatiza de forma esporádica porque no hay personal trabajando de forma continua en él. En consecuencia, las calderas funcionan a carga parcial y la climatizadora trabaja con una carga del **20%**. Actualmente, la carga máxima de calefacción es de **74 kW** frente a los **165,6 kW** que son capaces de dar las calderas, por lo que sería posible cubrir las necesidades de calefacción con una sola caldera. Así mismo, se ha comprobado que la carga máxima de refrigeración es de **30 kW**, muy por debajo de la potencia nominal de la climatizadora **154 kW**.

Por otro lado, se va a calcular el aumento que supondría sobre el consumo actual que la zona del taller fuera calefactada de forma continuada. Actualmente, con una carga térmica de calefacción de 74 kW el consumo es de 83.459 kWh al año. Si se añadiera la carga del taller 39,10 kW, el consumo alcanzaría los 127.636 kWh al año, lo que supone un incremento del **53%**. En términos económicos, significa pasar de una factura anual de 6.281 € por 4.509 m³ de gas propano a una factura de 9.610 € por 6.898 m³ de gas. Es decir, **calefactar el taller** de forma continuada durante todo el año vendría a costar unos **3.000 €** anuales.

Haciendo una estimación similar se va a analizar el caso de la refrigeración. La electricidad total consumida anualmente por la climatizadora es de 16.500 kWh, lo que supone un coste económico de 2.475 €. Sin embargo, si a la carga térmica de frío anterior 23,2 kW se le añade la carga del taller 85,70 kW, el consumo eléctrico anual debido a la climatización asciende a 60.950 kWh, aumentando el consumo un **269 %**. Esto se traduce en un incremento del coste de la factura eléctrica anual de unos **9.000 €**, solo por el hecho de **refrigerar el taller**. Por lo tanto, llegado el momento habrá que analizar en detalle la decisión de refrigerar el taller para que el gasto esté justificado.

Una medida importante de ahorro es asegurar que cada zona esté climatizada a la temperatura óptima para garantizar el **comfort térmico**, ya que cada grado que aumenta o disminuye la temperatura tiene un coste significativo sobre la factura, llegando a incrementarla hasta un 5% por cada grado adicional (IDAE, 2007). Los valores de las temperaturas de confort obligatorios son de 20 a 23°C en invierno y de 23 a 25°C en verano (RITE, 2007). Para ello, sería recomendable tener la instalación monitorizada y que su funcionamiento se modifique automáticamente en función de las condiciones climáticas y de la temperatura de los diferentes locales a climatizar (Proyecto EnerBuilding.eu).

Por otro lado, sería interesante revisar la iluminación interna del edificio como medida de ahorro eléctrico. La idea principal es no iluminar innecesariamente y sacar partido de la iluminación natural. La mejor forma de optimizar la iluminación es monitorizar el alumbrado con un sistema de regulación y control que ajuste la potencia lumínica a la necesidad de iluminación de los espacios, por ejemplo, mediante el uso de interruptores temporizados o detectores de presencia en zonas con un uso puntual como lavabos, pasillos y recepción, así como otras medidas de eficiencia energética (HE, 2004).

3 Descripción y ubicación de la instalación solar

La instalación se proyecta mediante un conjunto de colectores solares planos de baja temperatura, intercambio de calor, depósitos de acumulación para la producción de agua caliente, circuito hidráulico de ida y retorno y apoyo mediante las calderas existentes. En general, una instalación solar térmica consta de dos circuitos básicos, primario y secundario, conectados por medio de un intercambiador de calor. Los componentes principales se nombran a continuación :

- **Subsistema de captación:** compuesto por varios colectores solares conectados entre sí con el fin de alcanzar la temperatura deseada en el fluido.
- **Subsistema de acumulación:** formado por uno o varios depósitos de almacenamiento de agua caliente, conocido como acumulador.
- **Subsistema de distribución:** conjunto de equipos que se encargan de transportar el agua caliente producida hasta los puntos de consumo. Está formado por el equipo de regulación, las tuberías, las bombas y los elementos de seguridad, entre otros.
- **Subsistema auxiliar:** suele ser una caldera convencional o un calentador eléctrico que entra en funcionamiento para apoyar a los colectores cuando la temperatura del agua de salida del acumulador es inferior a la demandada.

El esquema básico de una instalación solar térmica se muestra en la Figura 6.

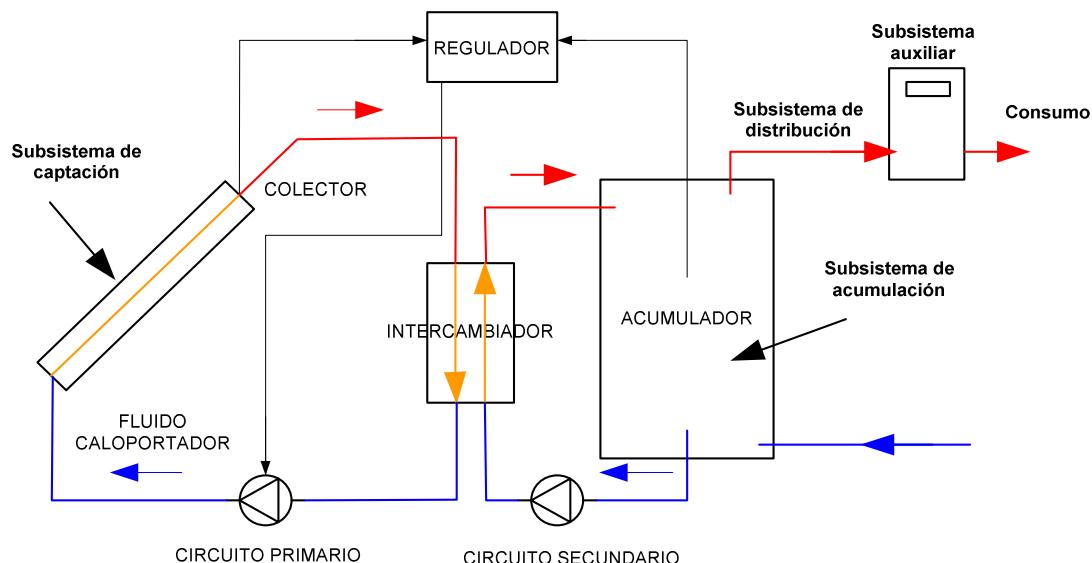


Figura 6: Esquema básico de una instalación solar térmica

El funcionamiento básico es el siguiente: el calor cedido por los colectores al fluido caloportador se transfiere a través de un intercambiador de calor al depósito de acumulación por medio de bombas controladas desde el regulador, que suele ser un termostato diferencial de temperaturas. Cuando la temperatura de salida del colector supera en más de 7°C a la temperatura del acumulador, el regulador pone en marcha la bomba y comienza la transferencia térmica desde el colector al acumulador. En el momento en que esa diferencia de temperatura es inferior a 2°C, el regulador para la bomba con el fin de no enfriar el agua

acumulada y favorecer el calentamiento del fluido en el interior del colector. Finalmente, si el agua caliente del acumulador está a la temperatura de consigna ésta pasa directamente al consumo, en caso contrario se hará pasar por una caldera auxiliar donde será calentada hasta la temperatura deseada (Salvador Escoda, 2008).

Para dimensionar la superficie captadora se ha tenido en cuenta la cobertura solar del sistema para diferente número de colectores, la cual ha sido obtenida con el Método f-Chart, que es recomendado por el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (PCT, 2008). La rentabilidad económica de la inversión se ha valorado con su periodo de retorno (Figura 7), calculado a partir del ahorro de combustible debido al aporte solar. El procedimiento de cálculo del Método f-Chart se explica en el Anexo E.

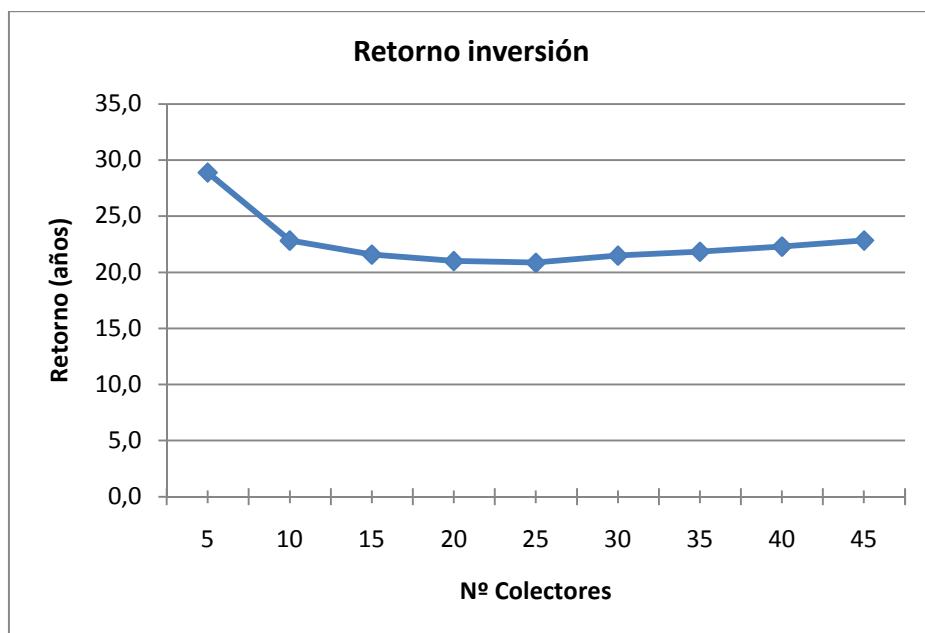


Figura 7: Estimación de la rentabilidad según el número de colectores

A la vista de los resultados, se decide instalar **25 colectores**, adaptándose perfectamente a la superficie disponible en cubierta. Un número mayor de colectores no estaría justificado debido al aumento de los excedentes no aprovechados. Los resultados del Método f-Chart para el caso seleccionado se muestran en el Anexo E.1.

Se ha optado por una configuración serie-paralelo, para garantizar temperaturas más elevadas en el acumulador. Los colectores están distribuidos en 5 baterías unidas en paralelo, cada batería consta de **5 colectores conectados en serie**.

La posibilidad de conectar todos los colectores en paralelo ha sido rechazada porque no se alcanzan las temperaturas requeridas por el sistema de calefacción actual, donde la **temperatura de impulsión es 58°C** y la de **retorno 50°C** (se ha simulado también este comportamiento y como mucho es posible alcanzar 54°C en el acumulador). Además, la previsión de instalar una máquina de absorción también obliga a alcanzar temperaturas elevadas, pues dichas máquinas operan a temperaturas superiores a los 70°C (Absorsystem, 2009).

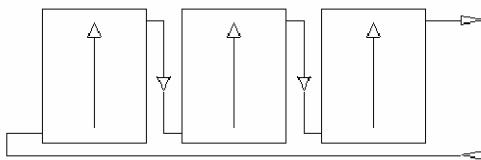


Figura 8: Conexión de los colectores en serie

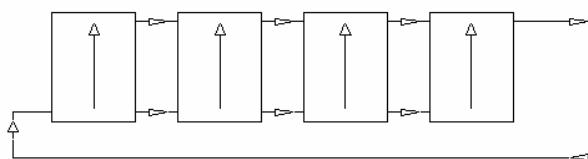


Figura 9: Conexión de los colectores en paralelo

La diferencia entre ambas configuraciones es que en paralelo (Figura 9) todos los colectores funcionan térmicamente del mismo modo, calentando unos grados el agua que circula por cada colector; el caudal de la instalación es la suma de los caudales de cada captador y por tanto, el caudal total es mayor. La **configuración en paralelo** es adecuada cuando se requiere **mucho caudal a baja temperatura**, además es la más eficiente desde un punto de vista energético ya que el rendimiento de los colectores disminuye al aumentar la temperatura del fluido (Censolar, 2004). Por el contrario, en la **configuración en serie** (Figura 8), el caudal de cada captador es el que circula a lo largo de la fila de colectores, el cual se va calentando a medida que avanza por la fila. Así pues, conforme aumenta la temperatura va disminuyendo la eficiencia del colector y el calor total recuperado es algo menor; pero de esta forma se asegura que la temperatura alcanzada en el acumulador permite calentar el agua de calefacción.

A modo ejemplo, la Tabla 3 recoge la temperatura y energía recuperada por cada fila de cinco colectores para los dos tipos de conexión en función de la radiación, se ha tomado una temperatura exterior fija de 5°C. La radiación de la zona suele estar comprendida entre 500 y 650 W/m². Se observa una pérdida en el calor recuperado debido a disminución del rendimiento en los últimos colectores de la fila y se comprueba que con la conexión en paralelo no es posible alcanzar las temperaturas requeridas.

Tabla 3: Diferencias entre la conexión en serie y en paralelo.

Radiación (W/m ²)	Colectores en paralelo		Colectores en serie	
	Energía (Wh)	T ^a salida captadores (°C)	Energía (Wh)	T ^a salida captadores (°C)
400	2.195,03	52,91	1.986,99	63,18
500	3.166,28	54,20	2.866,19	69,01
600	4.137,53	55,49	3.745,39	74,84
700	5.108,78	56,78	4.624,59	80,67
800	6.080,03	58,06	5.503,78	86,50
900	7.051,28	59,35	6.382,98	92,33
1000	8.022,53	60,64	7.262,18	98,16

Por otro lado, el **Plan de EERR 2005-2010**, en el capítulo dedicado al **Sector Solar Térmico** (PER, 2005-2010) reconoce como líneas de innovación tecnológica la producción de energía solar a temperaturas superiores a 60°C y su aplicación a sistemas combinados de calefacción y refrigeración con energía solar, propósito que se busca alcanzar con esta instalación.

3. Descripción general Integración de una instalación solar térmica con un sistema de calefacción existente

En la Figura 10 se muestra la distribución de los principales equipos de la instalación sobre el plano de cubierta del edificio: captadores, acumuladores, calderas y aerotermo.

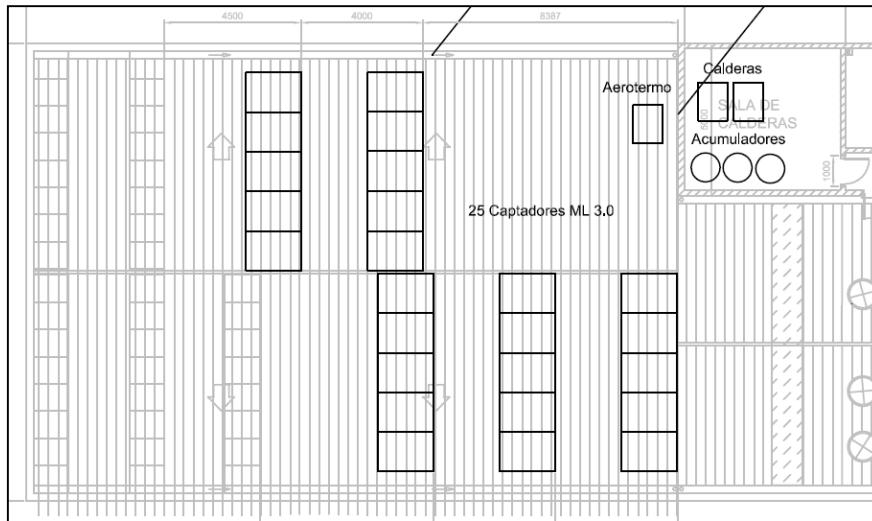


Figura 10: Ubicación en cubierta de los equipos principales de la instalación solar

El colector seleccionado es un **colector plano de alta eficiencia**, concretamente el modelo **CPC ML 3.0** que presenta una curva rendimiento bastante similar a un colector de tubo de vacío. En el Anexo D se presenta una comparación entre ambas tecnologías desde el punto de vista técnico y económico.

$$\eta = 0,75 - 2,9 \frac{T_e - T_a}{I}$$

La superficie colectora total a instalar es de **64,75 m²**. Los colectores van ubicados en la cubierta del edificio, la cual presenta una inclinación de 10º en las vertientes este y oeste, los colectores estarán orientados perfectamente al sur con una **inclinación de 50º** respecto a la horizontal, maximizando así la ganancia solar durante el invierno. La Figura 11 muestra la zona de la cubierta donde se van a instalar los captadores.



Figura 11: Cubierta del edificio y cuarto de calderas.

El **volumen total de acumulación** será de **3000 litros**, el cual va a ser almacenado en tres depósitos de 1000 litros con serpentín interior donde se efectúa el intercambio de calor, limitando al máximo las pérdidas de calor. Los acumuladores van ubicados en el cuarto de calderas, próximo la zona donde se instalan los colectores, de esta forma se reduce la longitud de tuberías y se disminuyen las pérdidas. El agua caliente del acumulador será impulsada hacia las calderas donde se producirá un calentamiento adicional, en caso necesario, para alcanzar la temperatura de consigna de 58°C.

La conexión del sistema solar con la instalación de calefacción existente se produce justo antes de las calderas. El retorno de la calefacción, que antes era introducido directamente a las calderas, ahora se hace pasar previamente por los acumuladores y es la salida caliente de éstos la que se introduce a las calderas. Además, se dispone de una conexión directa del retorno de calefacción a las calderas, la cual será activada por un termostato diferencial cuando la temperatura de retorno sea superior a la temperatura del agua almacenada para evitar que ésta se enfrié. La integración de ambos sistemas es bastante sencilla, logrando muy buenos resultados si la regulación del sistema opera adecuadamente (AAE, 2009). La Figura 12 muestra la sala de calderas del edificio, donde se pueden ver las calderas y las tuberías de distribución del agua caliente de calefacción.



Figura 12: Cuarto de calderas del edificio

En proyecto de instalación del Anexo K se recogen los planos principales de la instalación:

- **PLANO 1:** Distribución en cubierta de la instalación solar térmica. Ubicación de los principales equipos: captadores, aerotermo, acumuladores y calderas.
- **PLANO 2:** Conexión de los colectores solares. Configuración en retorno invertido.
- **PLANO 3:** Esquema de principio de la instalación. Esquema hidráulico y conexión de componentes.

4 Simulación de la instalación

El funcionamiento del sistema solar se ha simulado en detalle con un modelo realizado con el software **EES** “Engineering Equation Solver”. Previamente, se calculó la cobertura solar con el **Método f-Chart** (Beckman & Klein, 1977), que es el utilizado actualmente por la mayor parte de los instaladores y el recomendado en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE (PCT, 2008). En el Método f-Chart, la fracción f de la carga calorífica **mensual** aportada por el sistema de energía solar se obtiene con la siguiente expresión:

$$f = 1.029Y - 0.065X - 0.245Y^2 + 0.0018X^2 + 0.0215Y^3$$

De forma general:

X = Energía perdida por el captador / Carga calorífica mensual

Y = Energía absorbida por el captador / Carga calorífica mensual

Los resultados obtenidos son bastante similares, comprobando así la validez del Método f-Chart como método de cálculo inicial, comparación comentada en el Anexo E.1. En el presente caso se ha optado por analizar más en detalle el funcionamiento del sistema, puesto que el Método f-Chart sólo asegura buenos resultados para instalaciones destinadas a producir ACS, sistemas que aprovechan la energía solar durante todo el año y calientan directamente el agua de red, a temperatura muy inferior a la temperatura de retorno de cualquier sistema de calefacción (ASIT, 2009). Sin embargo, a la vista de los resultados, se puede afirmar que el Método f-Chart hace una aproximación bastante real de las contribuciones solares también en el caso de calefacción, siempre que se entienda el funcionamiento del método y se aplique con cuidado.

4.1 Metodología de cálculo

El programa EES permite desarrollar un análisis detallado del funcionamiento de cada uno de los componentes principales del sistema, es decir, captación, intercambio y acumulación. Para simular el sistema se han realizado un **balance de energía** en cada captador en función de la radiación global incidente y la temperatura exterior durante cada hora del año, ver el Anexo H donde se explican los fundamentos físicos de los equipos. Los datos atmosféricos horarios para Huesca (radiación global y temperatura exterior) han sido extraídas de la aplicación informática “Solar irradiation data utility” (European Commission, 2009).

El sistema de captación está formado por **25 colectores planos**, conectados en filas de cinco colectores en serie. El calor recuperado por cada fila se determina a partir de la curva de rendimiento del captador, de su superficie y de la radiación incidente. A su vez, el rendimiento depende de la temperatura de entrada del fluido, la cual aumenta sucesivamente a medida que el caudal de agua circula por la fila de captadores. El proceso de cálculo para cada uno de los cinco captadores de la fila se muestra esquemáticamente a continuación.

Desde i=1 hasta 5

$$\eta_i = 0.75 - 2.9 \left(\frac{Te_i - Ta}{I} \right)$$

$$Q_i = \eta_i \cdot I \cdot S_c$$

$$Q_i = m \cdot C_p \cdot (Ts_i - Te_i)$$

$$Te_i = Ts_{i-1}$$

Donde:

η_i : Rendimiento del colector i

Te_i : Temperatura de entrada del fluido al captador i

Ta : Temperatura exterior

Ts_i : Temperatura de salida del fluido del captador i

I : Radiación global incidente (W/m^2)

Q_i : Calor recuperado (W)

m : Caudal que circula por el captador

S_c : Superficie del colector (m^2)

Cada fila de captadores recupera la misma cantidad de calor, por lo que el calor recuperado por el sistema de captación es:

$$Q = n^{\circ} \text{filas} \cdot (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5)$$

A continuación, se hacen balances de energía en el sistema de intercambio y en el de acumulación, en base a sus eficiencias de intercambio térmico (Marín & Monné, 2006).

La temperatura de entrada al primario del **intercambiador de calor** (IC) es la temperatura de salida del quinto captador, que tras intercambiar calor con el secundario del IC vuelve al primer colector. El calor intercambiado se utiliza en aumentar la temperatura del agua de retorno calefacción (50°C) que se impulsa luego a las calderas. Se considera una efectividad de intercambio de 0,8 que es el máximo recomendado para instalaciones utilizadas preferentemente en invierno (Roca Calefacción, 2007). Además se asumen un 10% de pérdidas de calor en todo el conjunto, debido a las pérdidas en el transporte desde los colectores al acumulador, aislamientos e intercambio (Censolar, 2004).

El balance final en el **acumulador** tiene en cuenta el caudal que demandan las bombas de las calderas ($2 \text{ m}^3/\text{h}$ cada una), el cual es mayor que el caudal del circuito primario (950 l/h), por lo que habrá que decidir entre alimentar sólo a una de las calderas hasta la temperatura deseada (58°C) o alimentar a las dos a una temperatura inferior a la de consigna. En el primer caso, una caldera funcionará de forma normal y la otra no estará operativa mientras haya aporte solar. Por el contrario, si se impulsa el agua del acumulador a ambas calderas éstas funcionarán de forma continua a carga parcial. Esta decisión se tomará una vez esté en marcha la instalación y se puedan comprobar los resultados, simplemente es cuestión de abrir o cerrar válvulas en función del modo de operación. La simulación se ha realizado considerando que se alimenta a una sola caldera porque parece la solución más razonable.

El modelo completo desarrollado en ESS se recoge en el Anexo I. A continuación se comentan los resultados de la simulación.

4.2 Resultados de la simulación

La simulación ha sido realizada por medio de “**Tablas paramétricas**”. Cada tabla recoge los resultados de un **mes** utilizando como datos de partida los valores horarios de la **radiación global** y de la **temperatura exterior** (European Commission, 2009), recogidos en el Anexo G. En el Anexo I se muestran los resultados horarios de la simulación.

Los resultados obtenidos con EES han sido tratados con la herramienta Excel para ver la evolución de los distintos parámetros a lo largo del año y poder extraer algunas conclusiones.

La Figura 13 muestra la temperatura máxima obtenida en cada fila de captadores a lo largo del día. Esta temperatura es la que sale del último colector de la fila y es la que llega al intercambiador de calor. Se observa que esta temperatura está por encima de los 58°C todos los meses, prácticamente desde las 10 hasta la 15 de la tarde, permitiendo impulsar agua a la temperatura de consigna hacia las calderas. Además, se comprueba que durante el verano se alcanza una temperatura superior a los 75°C, haciendo posible el aprovechamiento del calor para producir frío mediante una máquina de absorción (AbsChillers, 2009).

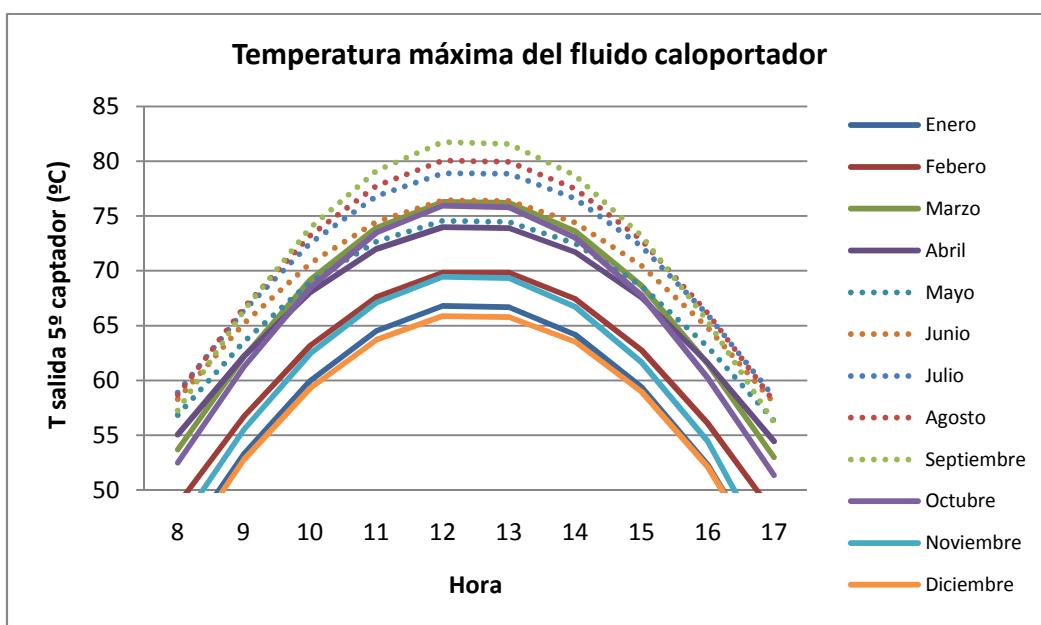


Figura 13: Temperatura máxima del fluido caloportador

La temperatura anterior se ve reducida por los intercambios de calor de la instalación, pero principalmente disminuye al aplicar el balance de energía en el acumulador, ya que el caudal de agua del circuito solar es menor que el caudal demandado por las bombas de impulsión a calefacción. Cuando la temperatura del acumulador sea inferior a la consigna de las calderas (58°C) habrá dos modos de operación posibles, controlados por un regulador. Una opción, es esperar a que se caliente el agua del acumulador durante un tiempo y después impulsarlo directamente al circuito de calefacción, en este caso, la caldera permanecerá apagada al detectar que el agua está a la temperatura de consigna; la otra opción es impulsar el agua del acumulador continuamente hacia la caldera, donde se producirá un calentamiento adicional hasta los 58°C, evitando así los continuos arranques y paradas de las calderas. Tras la puesta en marcha de la instalación se comprobará cuál es la mejor forma de operación.

Seguidamente, la Figura 14 muestra la evolución de temperaturas en el intercambiador de calor. En el lado del circuito solar (primario del intercambiador), Te_1 es la temperatura de salida del campo de captadores y Ts_1 es la temperatura de retorno a los mismos. En el secundario del intercambiador, Te_2 es la temperatura de retorno de calefacción (50°C) y Ts_2 es la temperatura alcanzada en el intercambio.

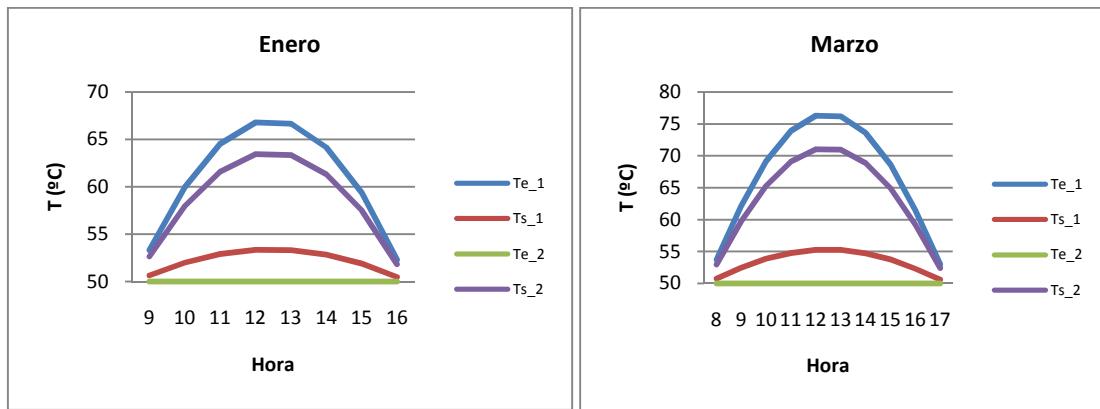


Figura 14: Evolución de temperaturas en el intercambiador de calor

La temperatura Ts_2 anterior es la utilizada para hacer el balance en el acumulador a partir de la relación de caudales comentada anteriormente. La Figura 15 muestra la temperatura que se tendría a la entrada de la caldera si el agua del acumulador se impulsara continuamente a una de las calderas para que ésta efectuase un calentamiento hasta la temperatura de consigna, 58°C . Se puede ver que en los meses fríos se tendría durante casi todo el día entre 54 y 56°C , llegando en primavera y otoño a los 58°C sin problemas.

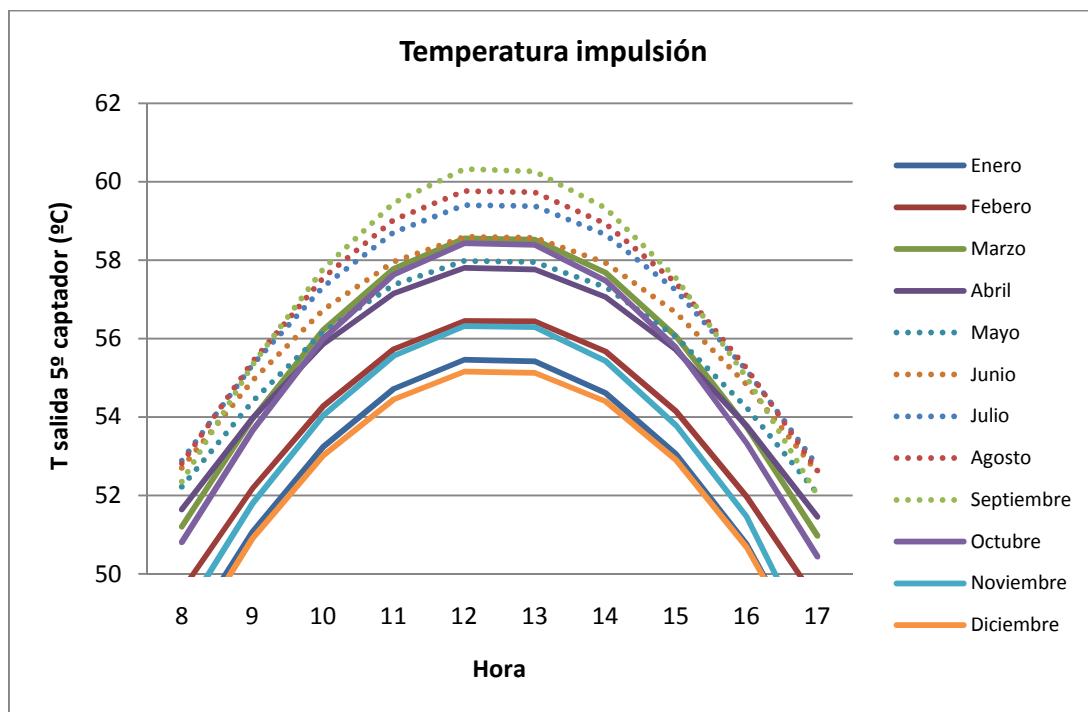


Figura 15: Temperatura de impulsión a calderas

Seguidamente, se van a analizar en detalle los resultados para un mes concreto, por ejemplo, marzo.

En la Figura 16 se observa cómo el incremento de temperatura que sufre el fluido caloportador va disminuyendo conforme avanza por la fila de captadores, esto es debido a la pérdida de rendimiento del colector a medida que aumenta la temperatura de entrada del fluido. Lo mismo sucede con el calor recuperado por cada colector, experimentando una diferencia de hasta un 10% entre el primer captador y el último.

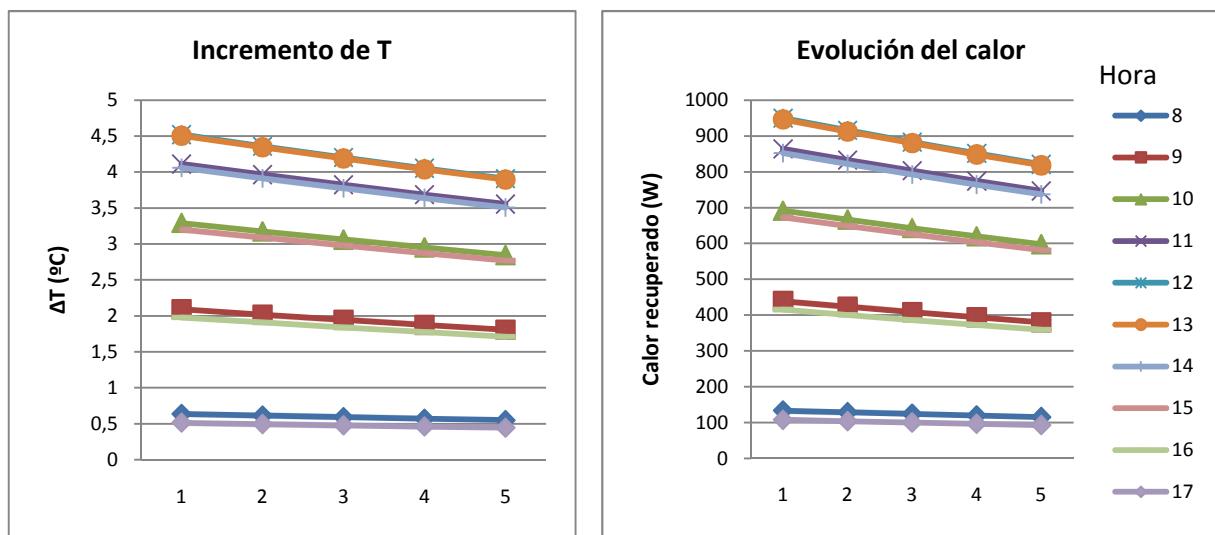


Figura 16: Evolución del incremento de temperatura y del calor recuperado en cada uno de los cinco captadores

Asimismo, se puede apreciar en la Figura 17 la disminución que experimenta el rendimiento en cada colector conforme el fluido caloportador se va calentando.

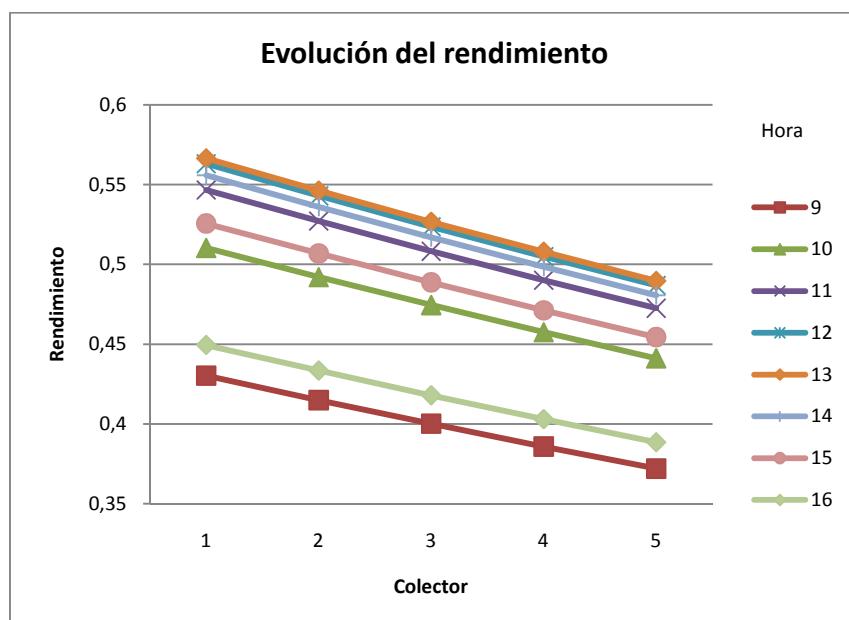


Figura 17: Evolución del rendimiento en cada fila de cinco colectores en serie

El rendimiento medio en cada fila de colectores a lo largo de las horas de producción solar se muestra en la Figura 18. El mayor rendimiento se produce durante el mediodía, cuando la radiación global incidente perpendicular al colector es máxima.

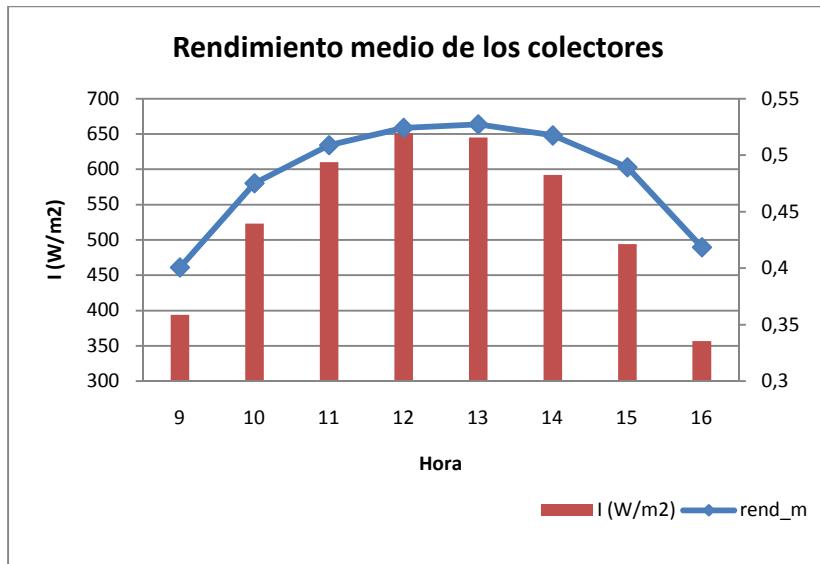


Figura 18: Rendimiento medio en cada fila de colectores

4.2.1 Cobertura solar del sistema

En la siguiente gráfica (Figura 19) se muestra la correspondencia entre la disponibilidad de energía solar y la demanda de calefacción. Ambas son totalmente contrapuestas, por ello se hace inviable cubrir un alto porcentaje de la demanda de calefacción con energía proveniente del sol, ya que en verano se estaría desperdiciando mucho calor y la inversión necesaria no justificaría el ahorro.

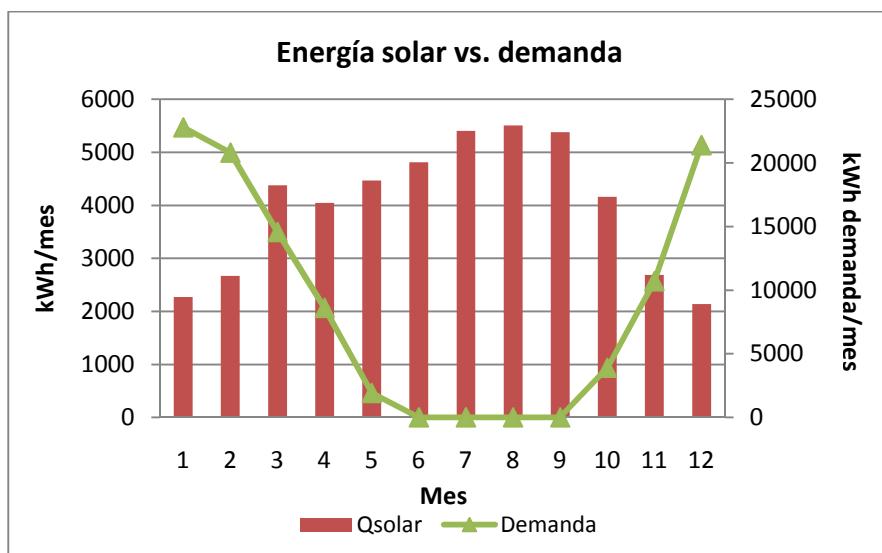


Figura 19: Correspondencia entre la energía solar y la demanda térmica.

Finalmente, la Figura 20 muestra el resultado final de la simulación, donde se puede ver el aporte solar que ayuda a cubrir parte de la demanda de calefacción, así como la cantidad de excedente que se generaría en caso de que los colectores estuvieran en funcionamiento, calor

que en un futuro se pretende utilizar para generar frío solar. Mientras tanto, se prevé disponer de algún sistema para evitar la generación de estos excedentes, por ejemplo, el tapado total o parcial del campo de captación o el uso de un disipador.

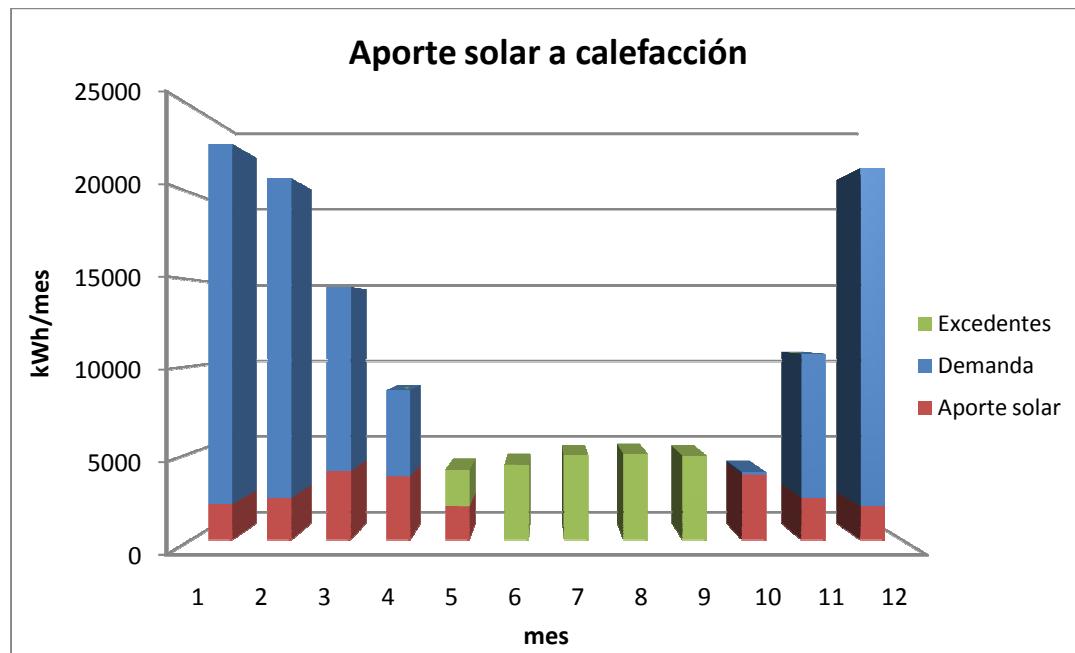


Figura 20: Aporte solar a la demanda de calefacción

La cobertura de las necesidades energéticas con energía solar es del **21%** de la energía total necesaria al año, evitando la emisión de grandes cantidades de gases contaminantes. En primavera y otoño se estará cubriendo un alto porcentaje de la demanda de calefacción y es muy probable que muchos días el sistema de calefacción funcione únicamente con energía solar. Durante los meses fríos se cubrirá entre un 10% y un 20% con energía solar térmica. Con anterioridad se había calculado una cobertura solar del **19%** con la aplicación del Método f-Chart, resultando porcentajes similares.

A modo de resumen, la Tabla 4 muestra las coberturas mensuales del sistema solar.

Tabla 4: Cobertura solar de la demanda de calefacción

Mes	Demanda calefacción kWh	Energía solar aportada calefacción kWh	Fracción solar Ahorro calefacción %
Enero	22795	2042	9
Febrero	20813	2403	12
Marzo	14569	3943	27
Abril	8613	3641	42
Mayo	1911	1911	100
Junio	0	0	0
Julio	0	0	0
Agosto	0	0	0
Septiembre	0	0	0
Octubre	3894	3746	96
Noviembre	10703	2420	23
Diciembre	21403	1923	9
ANUAL	104700	22029	21

La demanda de energía que cubre las necesidades de calefacción es de **104.700 kWh/año**. Actualmente, dicha demanda es suministrada por dos calderas alimentadas con propano. Mediante el sistema solar se ahorra un total de energía de **22.029 kWh/año**, representando un **21%** del total.

El balance energético completo de la instalación solar se muestra en la Tabla 5. Se han considerado sólo los meses en que la energía solar es aprovechada para calefacción, ya que en principio los colectores serán tapados durante el verano o se disipará el calor sobrante.

Tabla 5: Balance de energía de la instalación solar

Mes	Demanda energía kWh	Energía solar producida kWh	Pérdidas térmicas kWh	Energía solar aportada kWh	Fracción solar calefacción %	Eficiencia campo solar %	Eficiencia sistema solar %
ene	22795	2269	227	2042	9	40,8	36,7
feb	20813	2670	267	2403	12	44,8	40,3
mar	14569	4381	438	3943	27	48,3	43,4
abr	8613	4046	405	3641	42	48,3	43,5
may	1911	4466	2555	1911	100	50,8	21,7
jun	0	0	0	0	0	0	0
jul	0	0	0	0	0	0	0
ago	0	0	0	0	0	0	0
sep	0	0	0	0	0	0	0
oct	3894	4162	416	3746	96	49,4	44,5
nov	10703	2689	269	2420	23	44,9	40,4
dic	21403	2136	214	1923	9	40,5	36,5
ANUAL	104700	26819	4790	22029	21	46,0	38,4

4.2.2 Resultados medioambientales

La instalación de un sistema solar, además de ahorro energético, producirá una gran reducción de las emisiones producidas al entorno. En la Tabla 6 se presenta el cálculo de la cantidad de CO₂ que dejará de emitirse gracias al aprovechamiento del recurso solar, así como el ahorro resultante, de casi **1.400 €/año**. La proporción emitida de CO₂ es de 2.7 kg por cada kg de propano (CNE, 2009).

Tabla 6: Ahorro de gas propano y reducción de las emisiones

Mes	Consumo gas (m ³)	Ahorro gas (m ³)	Ahorro kg CO ₂
Enero	966	87	465
Febrero	882	102	547
Marzo	617	167	898
Abril	365	154	829
Mayo	81	81	435
Junio	0	0	0
Julio	0	0	0
Agosto	0	0	0
Septiembre	0	0	0
Octubre	165	159	853
Noviembre	454	103	551
Diciembre	907	81	438
ANUAL	4437	934	5016
COSTE	6622 €/año	AHORRO	1393 €/año

Finalmente, la Tabla 7 recoge las equivalencias entre el ahorro energético y la reducción de las emisiones de CO₂ expresadas en función de varios indicadores utilizados para valorar el impacto medioambiental.

Tabla 7: Indicadores medioambientales

Combustible	CO ₂ evitados (kg/año)
Propano	5016
Ahorro energético anual - Energía (kWh/año)	22029 kWh/año
Ahorro de emisiones - kg de CO ₂ en 20 años *	100319 kg CO ₂
Reducción de emisiones en millones de km equivalentes de coches nuevos (CO ₂ evitado en 20 años) **	0,83 Millones de km
Número de árboles equivalentes (CO ₂ acumulado en 20 años) ***	1824 árboles
Hectáreas de bosques equivalentes (CO ₂ acumulado en 20 años) ***	0,44 hectáreas

*EMEP/CORINAIR Atmospheric Emission Inventory Guidebook (SNAP-97)

**Comisión Europea. Objetivo 2005

*** ECCM Edinburgh Centre for Carbon Management

4.3 Frío solar con máquina de absorción

A partir de los resultados de la simulación se va a calcular la energía de refrigeración aportada por una máquina de refrigeración que aprovechará el excedente de calor generado durante el verano. El **COP** de las máquinas absorción es de aproximadamente **0.7**, lo que implica que por cada kW de calor suministrado se generan 0.7 kW de frío (Soliclima Energía Solar, 2009). La Figura 21 muestra la cantidad de energía al mes que sería posible generar en forma de frío con la energía excedente de los meses de verano.

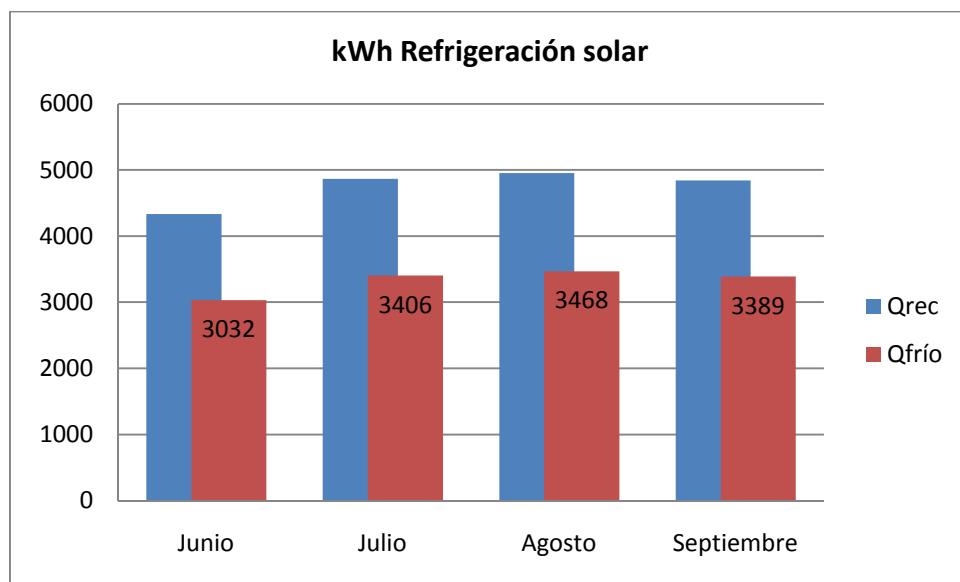


Figura 21: Cantidad de energía generada de refrigeración solar

Asimismo, se va a comprobar la potencia instantánea de frío que se tendría partiendo del calor recuperado cada hora por el sistema solar. La Figura 22 muestra los resultados para los cuatro meses en los que se precisa refrigeración.

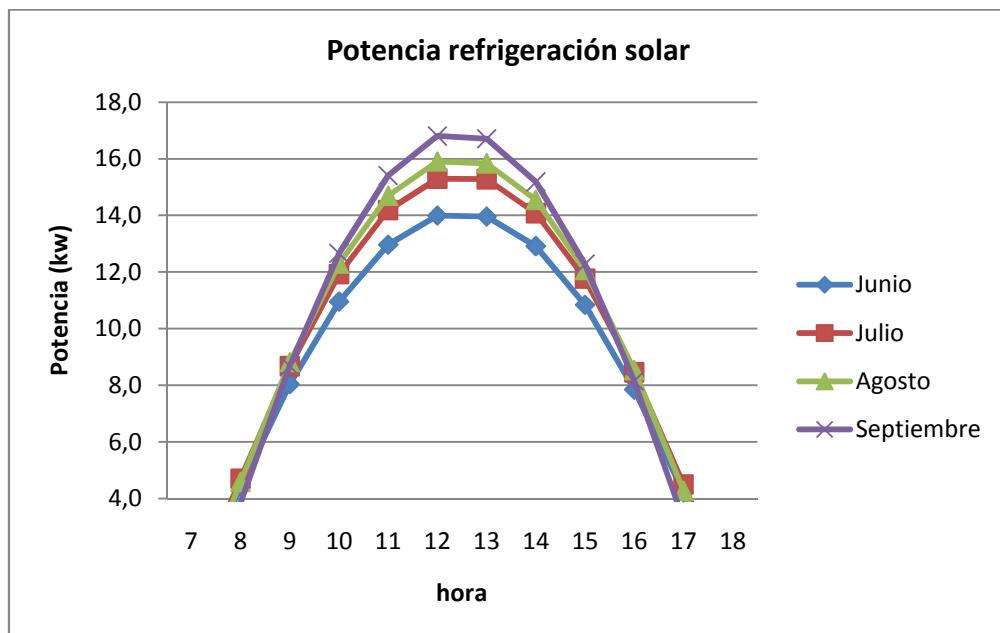


Figura 22: Potencia de refrigeración solar

Hay que señalar que la máquina de absorción sólo estará en funcionamiento cuando el agua suministrada esté a la temperatura necesaria (Marín, J.M., 2007), la cual suele oscilar entre los 60-80ºC, dependiendo del tipo de máquina seleccionado, por lo que la potencia anterior sólo se dará cuando la temperatura del agua sea lo suficientemente alta (Aiguasol, 2009).

A la vista de la gráfica, parece lógico pensar que el agua haya alcanzado la temperatura necesaria entre las 10 y las 11 de la mañana y esté a la temperatura adecuada hasta las 16 o las 17 horas, suministrando una potencia de refrigeración de **entre los 12 y los 16 kW**, durante aproximadamente cinco horas al día, hecho contrastado con los fabricantes de sistemas de absorción (Absorsystem, 2009). Una vez que la instalación solar esté en marcha y se tengan medidas reales de funcionamiento se podrá definir con más detalle la operación de la máquina de absorción.

Por tanto, hay que buscar una aplicación para la cantidad de frío generado por la máquina de absorción. La potencia disponible no es muy elevada por lo que se podrá refrigerar solamente una pequeña parte del edificio. A continuación se comentan dos posibles alternativas:

- 1) Refrigerar la **oficina 1** mediante frío solar, la cual presenta una carga de refrigeración de **12.24 kW**, ver Anexo C. Esta carga de diseño encaja bastante bien con la potencia suministrada por la máquina de absorción y además es la zona del edificio que más movimiento de personal tiene. Se podría ejecutar una instalación alternativa, por ejemplo, mediante fancoils de suelo que operara siempre que fuera posible, permaneciendo apagada mientras tanto la instalación convencional que suministra el aire frío mediante fancoils de techo.
- 2) Refrigerar la zona del **taller** donde se ubican los principales puestos de trabajo. Se podrían colocar fancoils de suelo que inyecten el aire frío directamente sobre los puestos de trabajo, mejorando considerablemente las condiciones de trabajo durante el verano.

La aplicación de la refrigeración solar será definida con más detalle en futuras fases del proyecto, una vez comprobado el funcionamiento real del sistema solar.

A modo de información, el Anexo M recoge la situación del mercado actual de las máquinas de absorción en España, así como datos relevantes de las diferentes máquinas, los cuales han sido facilitados directamente por fabricantes o distribuidores.

La refrigeración con energía solar es una aplicación muy prometedora, con un alto potencial para la energía solar térmica, ya que la demanda de refrigeración en los edificios está creciendo considerablemente, con el consiguiente aumento del consumo de electricidad. La aportación que la energía solar térmica puede realizar supondría claras ventajas energéticas y medioambientales. El mayor potencial se encuentra en los sistemas combinados que proporcionan calefacción en invierno, refrigeración en verano y agua caliente todo el año. No obstante, para que se produzca esta evolución es necesario el esfuerzo de adaptar los sistemas de absorción a las aplicaciones solares, así como lograr un precio más competitivo frente a las climatizadoras convencionales (PER, 2005-2010).

5 Componentes seleccionados

En este apartado se van a comentar las características los principales componentes y el dimensionado básico de la instalación. Básicamente, se va a resumir el contenido del “Proyecto de instalación” que se recoge en el Anexo K.

5.1 Fluido caloportador

El fluido caloportador a utilizar en el circuito primario será una mezcla de agua con un 40% de propilenglicol como anticongelante para garantizar la protección contra heladas (PCT, 2008). Las propiedades de la mezcla a una temperatura de 60ºC se recogen a continuación. El calor específico es de 0.92 kcal/(kgºC) y la densidad es de 1.005 g/cm³. (Censolar, 2004)

5.2 Sistema de captación

El captador seleccionado es un **colector plano de alta eficiencia**, concretamente el modelo **ML3.0**, fabricado por la empresa **IMS Calefacción** (Zaragoza). La ficha técnica del captador se adjunta en el Anexo L.



Figura 23: Captador solar CPC ML 3.0 (IMS, 2009)

La curva característica del equipo se muestra a continuación.

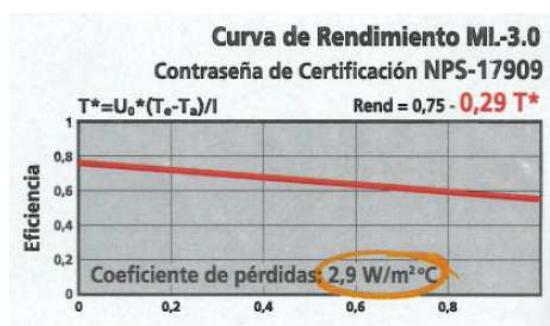


Figura 24: Curva de rendimiento ML 3.0 (IMS, 2009)

La instalación de los **25 captadores** se efectuará en la cubierta del edificio formando una superficie de captación de **64.75 m²**. Los colectores van anclados en estructuras soporte para 5 colectores ML 3.0 de aluminio extrusionado anodizado para su montaje en cubierta inclinada y estarán orientados perfectamente al sur con una **inclinación de 50º** respecto a la horizontal, maximizando así la ganancia solar durante el invierno. Se disponen en filas separadas entre sí

una distancia de **4 metros** para garantizar los sombreamientos. La Figura 25 muestra la ubicación de los colectores en cubierta, en la foto se puede ver parte de la instalación fotovoltaica en aislada y el cuarto de calderas donde se instalarán los acumuladores.



Figura 25: Ubicación de colectores en la cubierta del edificio

La configuración de los colectores será serie-paralelo, para garantizar temperaturas elevadas en el acumulador. Los colectores están distribuidos en cinco baterías unidas en paralelo, cada una consta de **cinco colectores conectados en serie**. Para favorecer el equilibrado hidráulico entre ramales se diseña un retorno invertido que garantiza el equilibrado del sistema, si fuera preciso se instalarán válvulas de equilibrado.

ANÁLISIS DE SOMBRA SOBRE EL CAMPO DE CAPTACIÓN

Se ha prestado una atención especial al análisis de los sombreamientos sobre el campo solar debidos a la caseta del cuarto de calderas y a las paredes laterales, resultando unas pérdidas inferiores al **4%**. La Figura 26 muestra las sombras proyectadas el **21 de diciembre y 21 de junio**, ambas a las **13 horas** (SketchUp, 2009). En ellas se observa la diferencia en la altura del sol, esto evidencia la necesidad de colocar los colectores a 50° de inclinación sobre la horizontal para favorecer la captación solar durante el invierno.

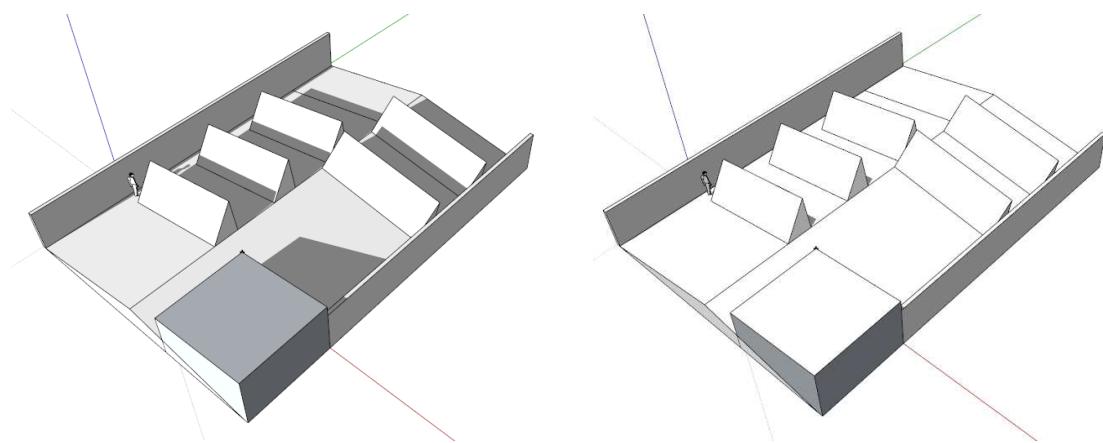


Figura 26: Sombreamientos sobre el campo solar (21 diciembre y 21 junio)

A continuación, se va resumir el estudio detallado de sombras que se presenta en el Anexo J.2. El procedimiento de cálculo se explica en el PCT del IDAE (PCT, 2008).

En la Figura 27 se muestran las figuras utilizadas para calcular los ángulos de elevación y azimut (respecto al sur) de las sombras creadas por los obstáculos circundantes sobre cada una de las cinco filas.

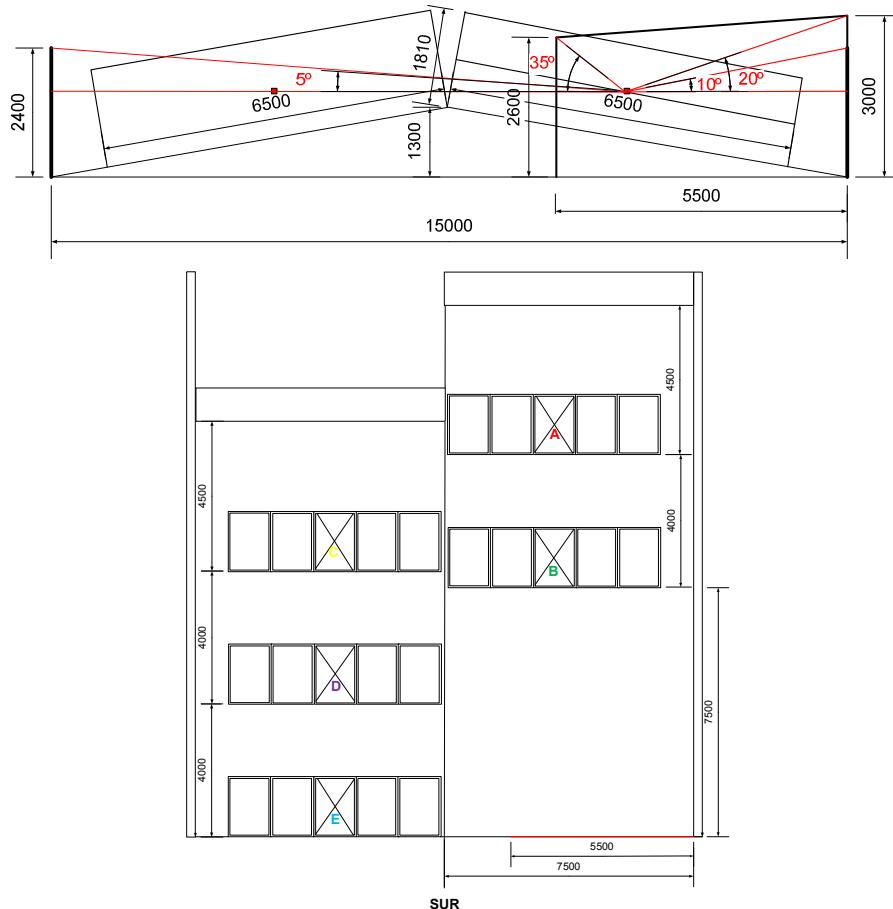


Figura 27: Proyección de ángulos de elevación y azimut para construcción del perfil de obstáculos

Los ángulos anteriores se utilizan para dibujar el perfil de obstáculos sobre el diagrama de trayectorias del sol (Figura 28), tomando como puntos de partida los ángulos de las esquinas de los obstáculos. A partir de las porciones ocultas por el perfil se utilizan unas tablas (PCT, 2008) para calcular el tanto por ciento de pérdidas por sombras. El resultado del estudio es que las pérdidas por sombras representan el **3,6%**.

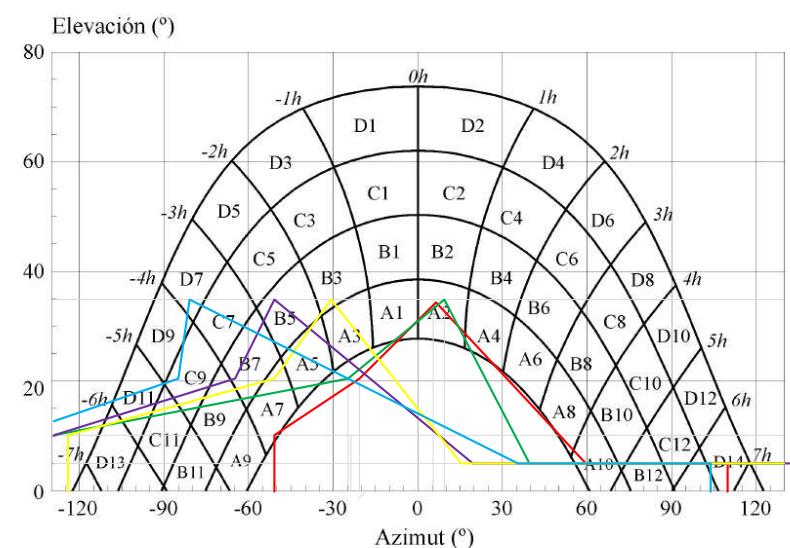


Figura 28: Perfil de obstáculos dibujado sobre el diagrama de trayectorias del sol

5.3 Sistema de acumulación-intercambio

La superficie colectora total es de **64,75 m²**, por lo que se precisa un volumen de acumulación de **3000 litros**. Para este tipo de instalaciones se recomienda (PCT, 2008):

$$25 \leq \frac{V \text{ acumulación (litros)}}{S \text{ captación (m}^2\text{)}} \leq 50$$

El acumulador elegido es el modelo **CV1000-HL** de la serie **CORAL VITRO** con serpentín de alto rendimiento (Lapesa, 2009), fabricado por la empresa **LAPESA** (Zaragoza). El intercambio de calor se va a efectuar en el intercambiador de calor interno. El acumulador es de acero vitrificado y tiene un serpentín interior de 6.2 m², maximizando así el intercambio térmico. Se adjunta ficha técnica en el Anexo L.

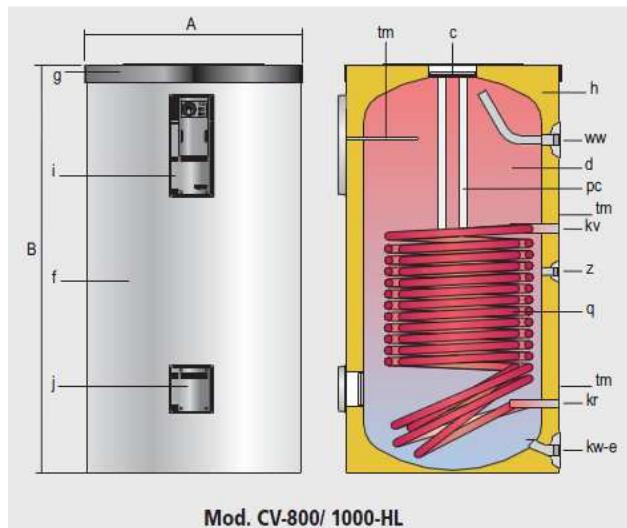


Figura 29: Acumulador solar Coral Vitro (Lapesa, 2009)

Los acumuladores van a colocados en el cuarto de calderas para facilitar su conexión con las calderas y disminuir la longitud de tuberías. Debido a las limitaciones constructivas impuestas por el edificio hay que instalar **3 acumuladores de 1000 litros** que están preparados para pasar por puertas de hasta 800 mm. La superficie de intercambio total es de 16.18 m².

5.4 Circuito hidráulico

El circuito hidráulico cumplirá, entre otras, las siguientes condiciones (Censolar, 2004):

- Trazado de tuberías con retorno invertido para garantizar que el caudal se distribuya uniformemente entre los captadores y longitud de tuberías lo más corta posible para reducir las pérdidas térmicas. Los trazados horizontales de tubería tendrán una pendiente mínima del 1% en el sentido de circulación.
- Se montarán válvulas de corte para facilitar la sustitución o reparación de componentes sin necesidad de realizar el vaciado completo de la instalación. Estas válvulas independizarán baterías de captadores, acumuladores y bomba. El circuito irá provisto de válvulas de seguridad taradas a una presión que garantice que en ningún punto del circuito se supere la presión máxima de trabajo de los componentes. Se colocarán válvulas antirretorno donde sea preciso.

- Las tuberías y accesorios se aislarán y protegerán con materiales que cumplan las normas especificadas. El aislamiento térmico de tuberías y otros elementos del circuito primario será de espuma elatométrica, con espesor mínimo de 20 mm en tramos interiores y de 30 mm en tramos exteriores (PCT, 2008).

En el Anexo K: “Proyecto de instalación”, se define en detalle el cálculo y dimensionado de cada uno de los elementos de la instalación.

5.4.1 Tuberías

El material utilizado para las tuberías será cobre tanto en el circuito primario como en el secundario. La longitud total de tubería es de **80 metros**.

El diámetro interior de las tuberías será **25 mm** y cumple las tres condiciones (PCT, 2008):

- Pérdida de carga por metro lineal de tubo no superior a 40 mm ca.
- Velocidad de circulación del líquido inferior a 1.5 m/s.
- Pérdida total de carga en el circuito principal no superior a 7 m ca.

5.4.2 Bomba de circulación

La bomba de circulación se calcula a partir de las pérdidas de carga de la instalación, debidas a las pérdidas en las singularidades (válvulas, codos, derivaciones...) y a las pérdidas en los colectores y los acumuladores. La bomba seleccionada es el modelo UPS Solar 25-120 180 de la marca Grundfos (Grundfos Spain, 2009), la curva característica se muestra en la Figura 30, siendo capaz de vencer una pérdida de carga de **6,1 m.c.a.** para el caudal de la instalación que es **0,95 m³/h**.

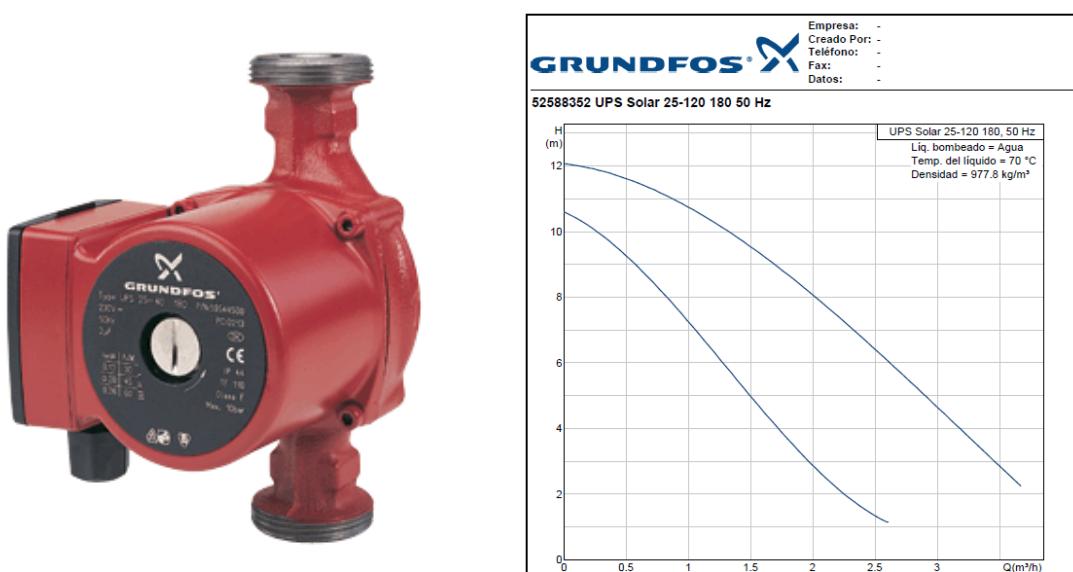


Figura 30: Bomba UPS Solar 25-120 180 (Grundfos, 2009)

5.4.3 Vaso de expansión

En el circuito primario se instalará un vaso de expansión cerrado con el propósito de absorber las dilataciones del fluido en el circuito primario, este sistema protege a la instalación frente a incrementos de presión causados por aumento de temperatura. La capacidad del depósito de expansión será mayor de 29 litros, por lo que se selecciona un vaso de expansión de **50 litros**.

5.4.4 Purgadores y desaireadores

La instalación dispondrá de un sistema de purga de aire en la parte más elevada de la batería de colectores. Se dispondrá de un botellín de desaireación por cada fila de colectores, por lo que se instalarán **5 purgadores de 200 cm²** cada uno a la salida de cada fila de cinco colectores en serie.

5.4.5 Elemento disipador

Como en principio, la instalación proyectada va a ser utilizada solamente como apoyo al sistema de calefacción, hay que prever la instalación de elementos que garanticen la disipación del excedente de calor. El sistema disipador de calor tendrá una potencia de **30 kW** y será de tipo aerotermo o disipador por gravedad.

5.5 Sistema de regulación y control

La regulación del circuito primario se realiza mediante un control diferencial de temperatura que compara la temperatura a la salida de los colectores con la existente en la parte baja de los acumuladores. Cuando la primera sea mayor que la última en una cantidad fijada por el regulador, éste ordenará a la bomba que se ponga en marcha. Es preciso ajustar la diferencia de temperaturas de tal manera que en ningún caso pueda disiparse el calor del acumulador a través del colector, exigiendo que la temperatura en el colector sea varios grados mayor que en el acumulador para que se ponga en marcha la bomba del primario (Censolar, 2004). Según el PCT del IDAE, el sistema de control actuará y estará ajustado de manera que las bombas no estén en marcha cuando la diferencia de temperaturas sea menor de 2°C y no estén paradas cuando la diferencia sea mayor de 7°C. La diferencia de temperaturas entre los puntos de arranque y de parada de termostato diferencial no será menor de 2°C (PCT, 2008).

Un posible modo de operación de la bomba del circuito primario se muestra en la Tabla 8.

Tabla 8: Regulación de la bomba del circuito primario

MARCHA	PARO
$(T_{colector} - T_{parte\ baja\ acumulador}) \geq 6^\circ C$ $T_{parte\ alta\ acumulador} \leq 60^\circ C$	$(T_{colector} - T_{parte\ baja\ acumulador}) \leq 2^\circ C$ $T_{parte\ alta\ acumulador} \geq 60^\circ C$

Por otro lado, el agua caliente que vuelve del circuito de calefacción es dirigida mediante una válvula de 3 vías motorizada controlada también por el regulador. Si la temperatura del agua de retorno de calefacción es superior a la temperatura del acumulador, el agua de retorno se impulsa directamente a calderas, donde se producirá un calentamiento adicional hasta la temperatura de consigna, para después impulsarla al circuito de calefacción. Por el contrario, cuando la temperatura de retorno es inferior a la del acumulador, el agua de retorno se introduce al acumulador, que al enfriarse favorece nuevamente la aportación solar.

Hay que señalar que la regulación de la instalación solar térmica va ha ser ejecutada por una empresa especializada en automatización, la cual se va a encargar de realizar la regulación completa del sistema de climatización del edificio para la correcta integración de la energía solar térmica con el sistema de calefacción existente.

6 Presupuesto

El presupuesto desglosado de las diferentes partidas de la instalación se detalla a continuación.
Hay que señalar que el presupuesto no incluye el IVA.

		Ud.	PVP	Importe total
Partida 1.1	Colectores solares			
	Colector solar térmico CPC ML3.0, de 2,59 m2. Absorbedor Cobre - Tinox Selectivo alto rendimiento. Base Aluminio Anodizado con fijaciones Inox. Cristal templado de alta transmitancia 4 mm. Presión máxima de trabajo 10 bares. Rendimiento óptico: 0,75; coeficiente de pérdidas 2,9 W/m2K.	25	794,42 €	19.860 €
Partida 1.2	Estructura anclaje colectores			
	Estructura soporte para 5 captadores ML3.0 de aluminio extrusionado anodizado para su montaje en cubierta inclinada.	5	352 €	1.760 €
Partida 1.3	Acumuladores solares			
	Acumulador solar marca Lapesa de 1000L de capacidad, serie Coral Vitro, modelo CV1000-HL. Depósito de acero vitrificado. Incorpora un serpentín de intercambio de 6,2 m ² de superficie. Calorifugado con espuma rígida de poliuretano compacto inyectado en molde, libre de CFC, espesor de 50 mm y coeficiente de transmisión térmica de 0,02 W/mK. Presión máxima de trabajo 8Kg/cm ² .	3	2.300 €	6.900 €
Partida 1.4	Centralita de control			
	Centralita de control DeltaSol M, marca Tasol con monitorización iluminada. 7 esquemas básicos de control, programable mediante PC (RS232). Visualización de sistema, de balance de calor y hasta 12 entradas de sonda. 9 relés de salida. Control de 4 bombas con velocidad regulable.	1	500 €	500 €
Partida 1.5	Bomba solar primario			
	Bomba de impulsión del circuito primario marca Grundfos. Serie UPS Solar 25-120 180, conexión a 230 V. Potencia máxima absorbida de 230 W. Altura de impulsión máxima: 12 m.c.a. Caudal máximo: 3,2 m ³ /h	1	650 €	650 €
Partida 1.6	Fluido caloportador			
	Fluido caloportador: mezcla de agua con 40% de propilenglicol	40	3,4	140 €
Partida 1.7	Depósito de expansión			
	Depósito de expansión de 50L marca Zilmet con presión de trabajo máxima de 10 bar y temperatura de -10/99°C	1	150 €	150 €
Partida 1.8	Disipación			
	Aerotermo disipador dinámico mediante circulación de aire. Potencia nominal de 24 kW con disipación térmica	1	1.000 €	1.000 €
Partida 1.9	Valvulería y tubería			
	Válvulas de seguridad para circuitos primario y secundarios, válvulas de corte, válvulas reductoras de presión,...	-	4.000 €	4.000 €
Partida 1.10	Mano de obra			
	Transporte, montaje, puesta en marcha y verificación	-	5.000 €	5.000 €
			TOTAL	39.960 €

7 Estudio de rentabilidad

El coste total de la instalación es de aproximadamente 40.000 €, del cual un 30% estará subvencionado por la ayuda solicitada. Por tanto, el coste final se reduce a **28.000 €**.

A continuación se va a calcular la rentabilidad de la inversión a partir de una serie parámetros económicos indicativos: VAN, TIR, Periodo de Retorno PR e Índice Coste-Beneficio ICB.

Para el cálculo de la rentabilidad se ha considerado una tasa de actualización del capital del **5%** y un aumento anual del precio del propano del **10 %**, según datos de la evolución del precio del combustible (CNE, 2009). Hay que señalar que no se está teniendo en cuenta ningún coste por emitir CO₂, como ocurre en otros países europeos. La inversión señalada sólo se recupera a partir del ahorro anual de combustible, el cual es de **1.400 €** y cuyo cálculo se obtiene de la cobertura del sistema solar. La vida útil de la instalación se estima en 20 años (Censolar, 2004).

La Tabla 9 recoge el cálculo de los flujos de caja actualizados al momento actual y el cálculo de algunos parámetros económicos.

Tabla 9: Cálculo de la rentabilidad de la inversión

Incremento precio	10%	Tasa actualización					5%				
Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ahorro	0	1540	1694	1863	2050	2255	2480	2728	3001	3301	3631
Flujo caja actualizado t=0	0	1467	1537	1610	1686	1767	1851	1939	2031	2128	2229
VAN	19294										
PR	28000	26533	24997	23387	21701	19934	18083	16145	14113	11985	9756
ICB	1,7										
11	12	13	14	15	16	17	18	19	20		
3994	4394	4833	5316	5848	6433	7076	7784	8562	9418		
2335	2447	2563	2685	2813	2947	3087	3234	3388	3550		
7421	4974	2411	-274	-3087	-6034	-9122	-12356	-15744	-19294		

El Valor Actual Neto de la inversión es de **19.294 €**, cantidad que representa el valor presente de los flujos de caja futuros originados por la inversión durante su vida útil. El Índice Coste-Beneficio de **1,7** indica que por cada unidad monetaria invertida se generan 1,7 unidades monetarias.

El Periodo de Retorno de la inversión es de **14 años**, indicando que se habrá amortizado el coste de la instalación en un plazo inferior a su vida útil, momento a partir del cual se empezarán a generar ingresos. Sin la ayuda de la subvención solicitada el Período de Retorno de la instalación se prolonga a 18 años. La Figura 31 representa el capital pendiente de amortizar a lo largo de la vida útil, mostrando el instante en el que se recupera la inversión.

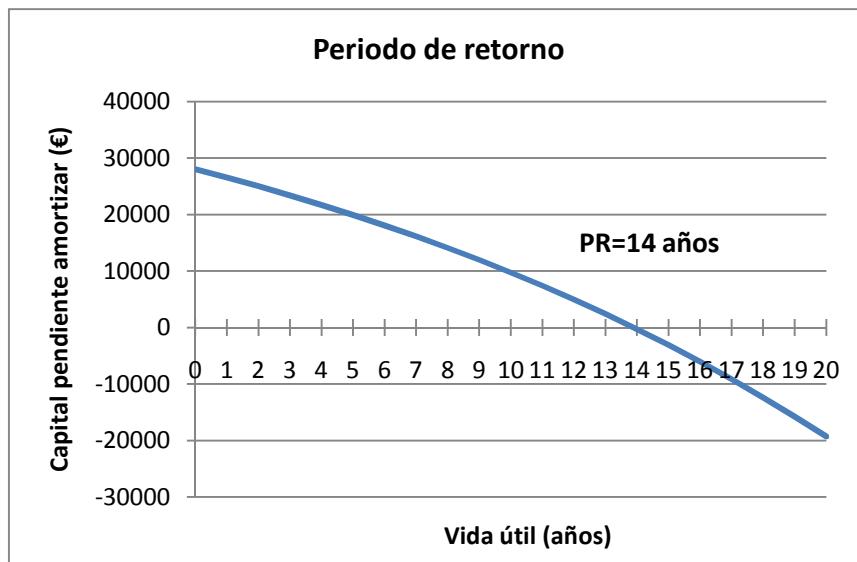


Figura 31: Periodo de retorno de la inversión

El TIR de la inversión o Tasa Interna de Rendimiento es del **10 %**, siendo el valor de la tasa de actualización del capital que haría que el VAN fuera igual a cero (Figura 32).

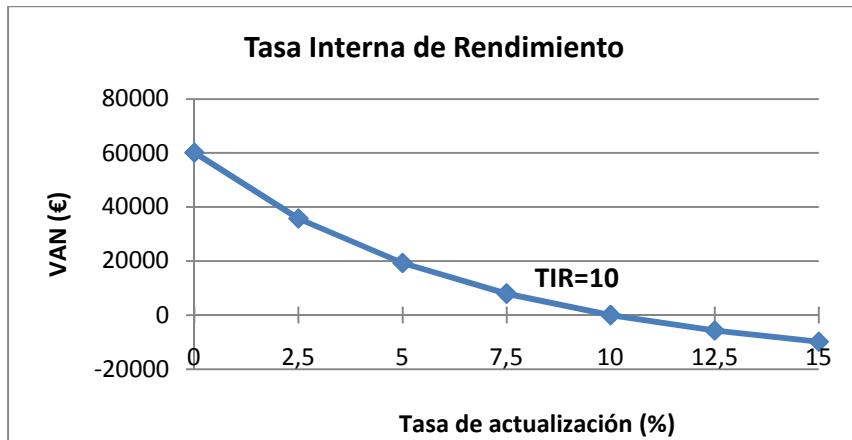


Figura 32: Tasa interna de rendimiento

Se va a hacer un análisis de sensibilidad con los parámetros que más afectan a la rentabilidad de la inversión. En principio, lo más sensible es el incremento anual del precio del combustible que se ve afectado por las fluctuaciones del precio del petróleo, por lo tanto es una variable difícil de estimar (Conyun, 2008). La Tabla 10 y la Figura 33 muestran los indicadores económicos de la rentabilidad:

Tabla 10: Análisis de sensibilidad

% Δ Precio	VAN	TIR	PR	ICB
4	-2638	4,5	22	0,9
6	2976	6,5	18	1,1
8	10136	8,5	15,5	1,4
10	19294	10	14	1,7
12	31037	12	12,5	2,1

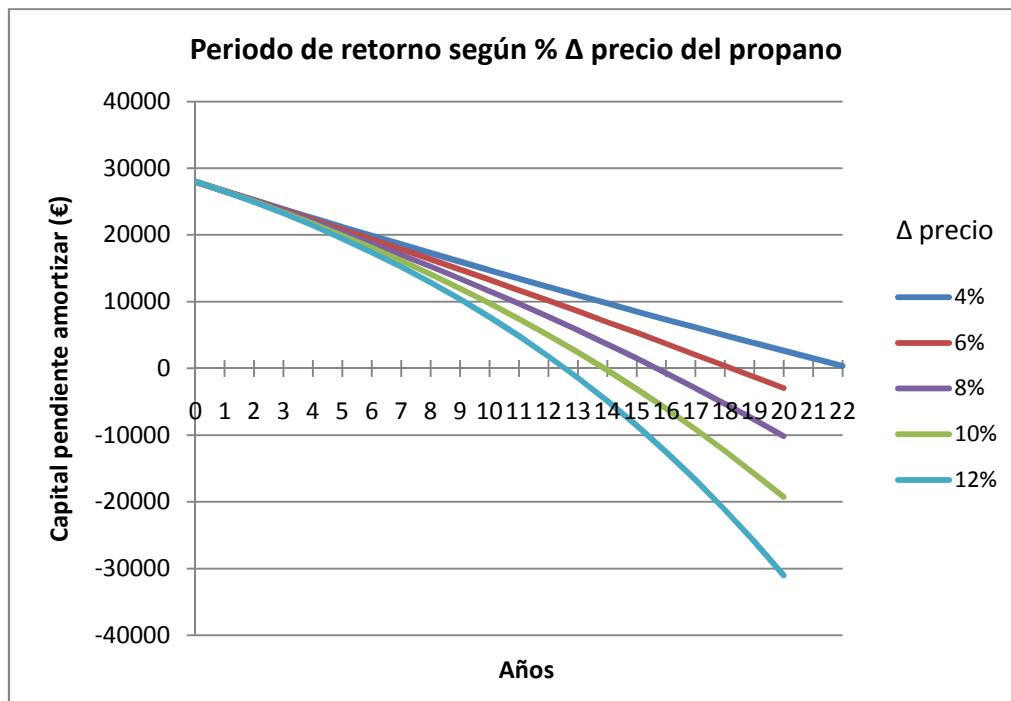


Figura 33: Retorno de la inversión según el precio del combustible

A la vista de los resultados, se observa que el periodo de retorno la inversión es muy sensible al incremento anual del precio del combustible, que de entrada es una variable desconocida y difícil de estimar.

Los resultados económicos muestran una rentabilidad limitada si sólo se tienen en cuenta factores de tipo económico, sin embargo, el objetivo de la instalación está más encaminado a estudiar el funcionamiento real de un sistema solar para compararlo con los resultados teóricos, así como demostrar la viabilidad técnica de este tipo de instalaciones. De la misma forma, se hará difusión de los resultados obtenidos en foros especializados del sector, siendo práctica habitual de la Fundación Hidrógeno en Aragón.

8 Conclusiones y acciones siguientes

La solución propuesta en el proyecto basada en el apoyo al sistema de calefacción mediante energía solar térmica es técnicamente viable y el funcionamiento es básicamente el mismo que el de una instalación para ACS. Las dificultades más relevantes están asociadas a la **integración con el sistema de calefacción existente**. No obstante, el tema de que la temperatura de impulsión sea algo elevada se soluciona sin problemas con la conexión de los colectores en serie, asegurando de esta forma una **temperatura más elevada** que permita calentar el agua del acumulador y haga posible el futuro aprovechamiento de la energía en una máquina de absorción.

Desde un punto de vista económico, la instalación solar para apoyo a calefacción no sería la inversión más rentable, pero ante la falta de otra forma de aplicar la energía solar puede ser una alternativa interesante y la experiencia permitirá demostrar su **funcionamiento real** para futuras instalaciones. Hasta el momento, se ha comprobado que el sistema funciona adecuadamente para calefacción a baja temperatura (suelo radiante), con una temperatura de impulsión inferior a 45°C (ASIT, 2008). La instalación que se va a desarrollar en la Fundación Hidrógeno en Aragón servirá además como **banco de ensayos y demostraciones**. Se tiene pensado realizar pruebas e incluso combinar distintas configuraciones para establecer comparaciones de funcionamiento. Por tanto, la difusión de esta experiencia puede servir de referencia a las empresas del sector.

El estudio económico realizado muestra un periodo de retorno de **14 años** que está dentro de la vida útil de la instalación y los índices de rentabilidad son adecuados teniendo en cuenta que se trata de una instalación basada en fuentes de energía renovables. Sin la ayuda de la subvención solicitada el período de retorno de la instalación se prolongaría a 18 años y ningún ciudadano de a pie estaría dispuesto a instalar un sistema de estas características en su vivienda. Por lo tanto, se puede afirmar que la financiación por parte del Estado es necesaria si se quiere fomentar la aplicación de las energías renovables, puesto que sin la ayuda de subvenciones, a día de hoy, la mayoría de las instalaciones no resultan rentables. Se trata por lo tanto de un **sector fuertemente dependiente de las subvenciones** (PER, 2005-2010). Para que estas instalaciones presentaran un periodo de retorno de entre 8 y 10 años sería necesaria una financiación de casi el 50% del coste de inversión, o por el contrario, una reducción de los costes de los equipos en esa misma cantidad, algo que sólo sucederá si mejoran los métodos de fabricación mediante el uso tecnología especializada, mucho más eficiente.

Así mismo, hay que destacar otro parámetro que no se puede valorar económicamente y que realmente es importante para tomar la decisión de llevar a cabo la instalación, la **energía solar cubrirá un 21% de la demanda de calefacción** reduciendo en ese mismo porcentaje las emisiones de CO₂ derivadas del consumo de propano, por lo que **se dejarán de emitir 100 toneladas de CO₂** durante la vida útil de la instalación.

El proyecto actual es bastante ambicioso y es viable desde un punto de vista técnico y económico. Su puesta en funcionamiento fomentará la aplicación en nuevas instalaciones. Además tiene un **alto carácter demostrativo** que va en línea con los objetivos de la entidad. De

la misma forma, se hará difusión de los resultados obtenidos en foros especializados del sector, siendo práctica habitual de la Fundación Hidrógeno en Aragón.

Como ya se ha comentado, en la siguiente fase del proyecto se pretende instalar un **sistema de absorción** que aproveche la energía solar generada durante el verano para suministrar frío a alguna parte del edificio. Nuevamente, el propósito que se persigue con esta experiencia es comprobar la forma de operación de estos sistemas para realizar mediciones y difundir los resultados obtenidos.

Finalmente, otra meta más ambiciosa a largo plazo es la integración del sistema solar térmico con una **pila de cogeneración** alimentada con **hidrógeno**. Tras la realización de un estudio detallado de mercado se ha comprobado que la mayor parte de los sistemas están aún en fase de desarrollo, siendo muy pocas las unidades comerciales disponibles y el precio actual es todavía muy elevado.

A nivel personal, el desarrollo del presente proyecto ha sido muy gratificante porque en él se han podido aplicar muchos de los conocimientos adquiridos durante la carrera, permitiendo ver una visión real de la ingeniería y estableciendo un primer contacto con el mundo laboral. El trato con fabricantes, proveedores y especialistas del sector ha sido muy enriquecedor desde el punto de vista personal y profesional.

Por otro lado, el trabajar con un **proyecto real**, que debe integrarse en un edificio con unas condiciones constructivas determinadas, implica la aparición de dificultades puntuales que se van resolviendo en el desarrollo del mismo, como por ejemplo, sombras sobre el campo de captación provocadas por los obstáculos cercanos, encontrar acumuladores preparados para pasar por las puertas del edificio o adaptar el sistema solar a los caudales y las temperaturas de calefacción.

En general, la experiencia ha sido muy satisfactoria y se pretende completar todo lo aprendido con la ejecución de la instalación, que estará en funcionamiento en **junio de 2010**. Será entonces cuando se comprobará la calidad del trabajo realizado y se podrán extraer las **conclusiones reales**.

9 Bibliografía

- AAE. (2009). *Guía de instalaciones solares para calefacción por agua caliente*. Agencia Andaluza de la Energía.
- AbsChillers. (2009). *Absorption Chillers*. Recuperado el octubre de 2009, de <http://www.absorptionchillers.com/>
- Absorsystem. (2009). Recuperado el agosto de 2009, de <http://www.absorsistem.com/>
- Aguidrovert. (2009). *Aguidrovert Solar*. Recuperado el julio de 2009, de <http://www.aguidrovert.com/>
- Aiguasol. (2009). *Aiguasol*. Recuperado el septiembre de 2009, de <http://www.aiguasol.coop/>
- ASIT. (2009). *Cálculo de sistemas solares térmicos (Aiguasol)*.
- ASIT. (2008). *La Guía ASIT de la Energía Solar Térmica*.
- Baxi-Roca. (2009). Recuperado el octubre de 2009, de <http://www.baxi-roca.com/>
- Beckman, W. A., & Klein, S. A. (1977). *Solar heating design, by the f-chart method*. NASA Astrophysics Data System.
- BOA. (17 de 11 de 2009). Subvenciones en materia de ahorro y uso eficiente de la energía y fuentes renovables. Ejercicio 2009. *Orden de 5 de noviembre de 2009, del Departamento de Industria, Comercio y Turismo* .
- Censolar. (2004). *Curso de Instalaciones de Energía Solar*. Sevilla: Progensa.
- Cliber. (2009). *Cliber, sistemas para el ahorro de energía*. Recuperado el septiembre de 2009, de <http://www.cliber.es/>
- Clima. (2007). *Proyecto de Climatización del edificio de la Fundación Hidrógeno Aragón*.
- ClimateWell. (2009). *ClimateWell*. Recuperado el julio de 2009, de <http://www.climatewell.com/>
- Climaveneta. (2009). *Climaveneta*. Recuperado el julio de 2009, de <http://www.climaveneta.it/>
- CNE. (2009). *Comisión Nacional de la Energía*. Recuperado el septiembre de 2009, de <http://www.cne.es>
- Conyun. (2008). *Boletín Trimestral de Coyuntura Energética, Número 55, 3er. Trimestre 2008*.
- CTE. (2006). *Código Técnico de la Edificación*.
- Danfoss. (2009). *Danfoss Heating for professionals*. Recuperado el agosto de 2009, de <http://heating.danfoss.com/>
- Duffie, J. A., & Mitchell, J. W. (1983). *f-chart, predictions ad measurements*. ASME, Transactions, Journal of Solar Energy Engineering, vol. 105, Feb.1983, p. 3-9.

- EnerBuilding. (diciembre de 2007). *EnerBuilding.eu. EnerBuilding Project. Eficiencia energética en viviendas.* Recuperado el abril de 2009, de <http://www.cec.es/campanas/medio%20ambiente/Guia%20Viviendas.pdf>
- Espada, R. (2003). *Energía Solar Térmica de Baja Temperaturas (Viessmann)*. Madrid.
- European Commission. (2009). *Solar Irradiation Data Utility*. Recuperado el Octubre de 2009, de <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps/radmonth.php?lang=es&map=europe>
- Fernández, P. (2009). *Ciclos de máquinas frigoríficas no convencionales, capítulo 15*. Recuperado el abril de 2009, de <http://libros.redsauce.net/Termodinamica/PDFs/Capitulo15.pdf>
- Gas Natural. (2009). *Gas Natural report. Eficiencia Energética*. Recuperado el marzo de 2009, de http://www.gasnatural.com/esp/eficiencia/eficiencia_energetica_cast.pdf
- Grundfos Spain. (2009). Obtenido de <http://www.grundfos.es/>
- Grundfos. (2009). *Catálogo de bombas solares*. Recuperado el diciembre de 2009
- HE 4. (2004). *Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria*.
- HE. (2004). *Documento Básico. HE Ahorro de Energía. Código Técnico de la Edificación*.
- IDAE. (2007). *Guía práctica de la energía: Consumo eficiente y responsable. 2ª edición*.
- IMS. (2009). *Catálogo de productos CPC IMS Calefacción*. Recuperado el junio de 2009
- INDEL. (1998). *Atlas de la demanda eléctrica española. Proyecto INDEL. Red Eléctrica Española*.
- Inhouse. (julio de 2009). Oferta de Inhouse-engineering: inhouse5000 hydrogen system (5 kW PEM fuel cell). Alemania.
- Lapesa. (2009). Obtenido de <http://www.lapesa.es/>
- Lapesa. (2009). *Catálogo de productos - acumuladores solares*. Recuperado el octubre de 2009
- Marín, J., & Monné, C. (2006). *Transferencia de calor*. Zaragoza.
- Marín, J.M. (2007). *Ciclos de refrigeración por absorción. Capítulo 10. Apuntes de la asignatura: Ingeniería Térmica. José María Marín, José María Cázar. Universidad de Zaragoza*. Zaragoza.
- PCT. (2008). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura*.
- PER. (2005-2010). *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010. Sector Solar Térmica*.
- Posse L. (13 de mayo de 2009). *Proyectos de frío solar. Departamento de Energía Solar. IDAE*. Recuperado el julio de 2009
- Proyecto EnerBuilding.eu. *El uso racional de la energía en los edificios públicos y Eficiencia energética en viviendas*.
- Proyecto. (2007). *Proyecto del edificio de la Fundación Hidrógeno en Aragón*.

- REE. (2009). *Red Eléctrica de España*. Recuperado el julio de 2009, de <http://www.ree.es>
- RITE. (2007). *Reglamento de instalaciones Térmicas en los Edificios*.
- Roca Calefacción. (2007). *Utilización de la energía solar a baja temperatura por medio de captadores planos*.
- Salvador Escoda. (2008). *Manual Técnico de Energía Solar Térmica. 3ª Edición (ampliada)*.
- SketchUp. (2009). *Google SketchUp*. Recuperado el noviembre de 2009, de <http://sketchup.google.com/intl/es/>
- Soliclima Energía Solar. (2009). Obtenido de http://www.soliclima.com/frio_solar.html
- Viessmann. (2009). Recuperado el julio de 2009, de <http://www.viessmann.es/>
- Zabalza, I. (2007). *Apuntes de Energía Solar Térmica. Master Energías Renovables. Universidad de Zaragoza*. Zaragoza.