

TRABAJO FIN DE MÁSTER

MEJORA DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN BODEGA (T.M. CARIÑENA) MEDIANTE INSTALACIÓN DE ENERGÍA SOLAR TERMICA PARA PRODUCCIÓN DE AGUA CALIENTE PARA LIMPIEZA DE LÍNEA DE EMBOTELLADO

Alumno
Luis Carlos Gracia Frauca

Director
D. Manuel Ferrández-Villena García

Junio 2018

AUTORIZACIÓN DE ASIGNACIÓN DEL TFM

D. Manuel Ferrández-Villena García, Director del Máster Universitario en Gestión y Diseño de Proyectos e Instalaciones impartido en la Universidad Miguel Hernández de Elche, autoriza al alumno **D. Luis Carlos Gracia Frauca** a realizar el Trabajo Fin de Máster titulado ***“Mejora de la eficiencia energética en bodega (T.M. Cariñena) mediante instalación de energía solar térmica para producción de agua caliente para limpieza de línea de embotellado”***, bajo la dirección como tutor de D. Manuel Ferrández-Villena García, debiendo cumplir las normas establecidas en la redacción del mismo que están a su disposición en la plataforma virtual (<http://epsovirtual.umh.es>) y en la página Web del Máster (http://epsovirtual.umh.es/master_proyectos).

Orihuela a 7 de mayo de 2018

El Director del Máster Universitario en

Gestión y Diseño de Proyectos e Instalaciones

MANUEL|
FERRANDEZ-
VILLENAGARCIA

Firmado digitalmente por MANUEL|
FERRANDEZ-VILLENAGARCIA
Nombre de reconocimiento (DN):
cn=MANUEL|FERRANDEZ-VILLENAGARCIA, serialNumber=29004738J,
givenName=MANUEL, sn=FERRANDEZ-
VILLENAGARCIA, ou=Ciudadanos,
o=ACCV, c=ES
Fecha: 2018.05.07 14:47:49 +02'00'

Fdo: D. Manuel Ferrández-Villena García

ÍNDICE.

1.- Introducción.	Pág. 4
1.1.- Antecedentes.	Pág. 6
1.2.- Objetivos.	Pág. 14
2.- Material y método.	Pág. 15
2.1- Elección del sistema de captación.	Pág. 15
2.2.- Dimensionado del campo de captadores.	Pág. 11
2.3.- Contribución solar y déficit energético.	Pág. 22
2.4.- Campo de captadores y esquemas de principio.	Pág. 49
2.5.- Dimensionado de circuitos hidráulicos.	Pág. 53
2.6.- Dimensionado de los componentes principales.	Pág. 60
2.7.- Otros componentes	Pág. 97
3- Resultados.	Pág. 83
3.1.- Presupuesto resumido.	Pág. 100
3.2.- Ahorro energético.	Pág. 103
3.3.- Estudio de viabilidad económica.	Pág. 104
3.4.- Beneficios medioambientales	Pág. 114
4.- Discusión y conclusiones.	Pág. 115
4.1.- Discusión	Pág. 115
4.2.- Conclusiones	Pág. 119
5.- Bibliografía	Pág. 120

1.- INTRODUCCIÓN.

Los estudios de eficiencia y las auditorías energéticas realizadas a bodegas españolas de distinto tamaño concluyen que tan sólo el 8% del consumo energético en las mismas es de carácter térmico, frente al 92% eléctrico.

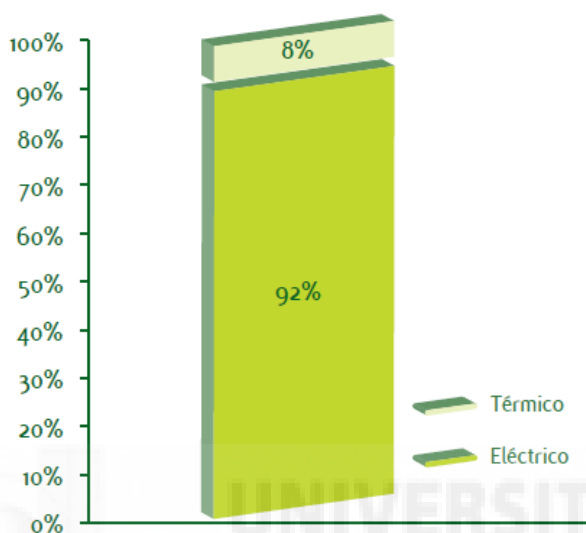


Fig. 1.- Distribución de consumos energéticos (Cooperativas Agro-alimentarias, 2010).

Visto lo anterior, es evidente que el coste asociado a la cobertura de las necesidades térmicas será muy inferior al de las eléctricas, pudiéndose estimar en un 12% del coste total de la energía consumida (Cooperativas Agro-alimentarias, 2010). No obstante, no por ello deja de ser un gasto considerable en algunos casos.

Fuente de energía	Coste de la energía (€)
Electricidad	57.522
Gasóleo	4.272

Fig. 2.- Promedios de los costes energéticos de las cooperativas auditadas en 2010 (Cooperativas Agro-alimentarias, 2010).

En concreto, en la mayor parte de los casos, las necesidades térmicas se cubren mediante el consumo de gasóleo, que se utiliza “para el funcionamiento de la

calefacción, el agua caliente sanitaria, el lavado de botellas y barricas y el manejo de carretillas elevadoras” (Cooperativas Agro-alimentarias, 2010).

Se considera que el 50% del consumo de gasóleo se dedica a la fases productivas de embotellado, almacenamiento y expedición:

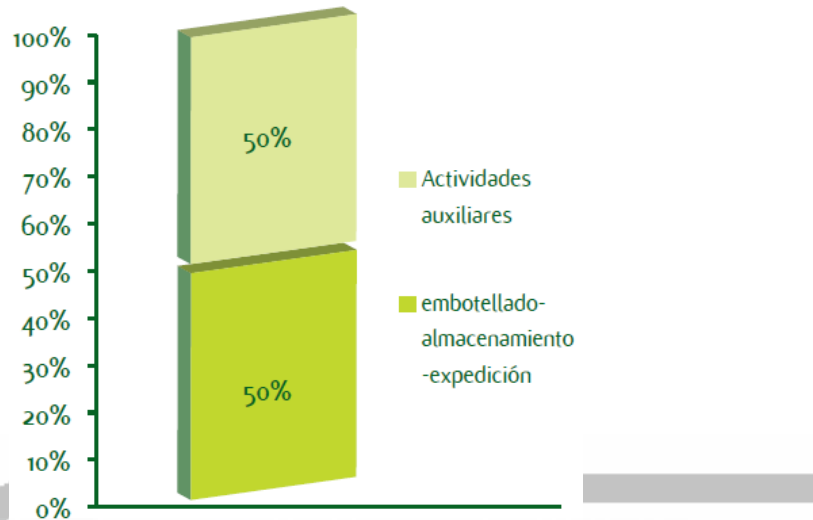


Fig. 3.- Balance energético de gasóleo (Cooperativas Agro-alimentarias, 2010).

La gráfica de los consumos mensuales de gasóleo muestra una marcada temporalidad, siendo mayor en los meses de invierno, debido a su empleo para calefacción; sin embargo, “se solapan con **los consumos necesarios para la limpieza de las botellas y de las barricas, proceso que se da durante todo el año**, pero que disminuye según se va terminando de embotellar la producción anual (durante los meses de junio y julio)” (Cooperativas Agro-alimentarias, 2010).

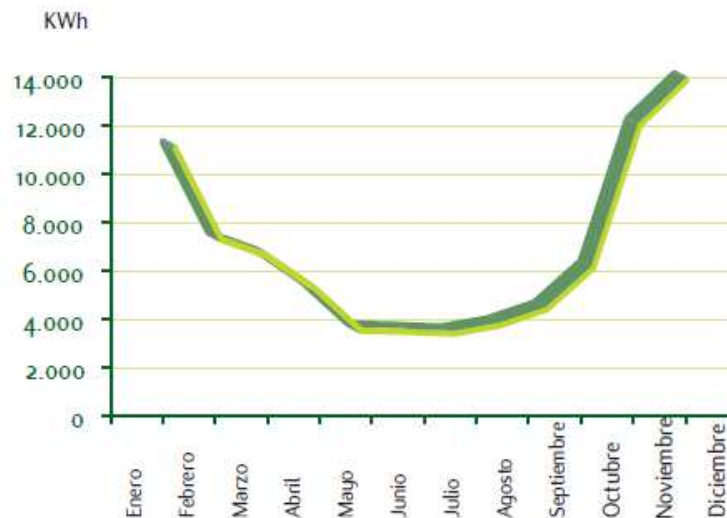


Fig. 4.- Distribución mensual del consumo de gasóleo (Cooperativas Agro-alimentarias, 2010).

Una de las medidas de ahorro energético que se proponen en los distintos estudios publicados para el sector es “implementar un equipo de apoyo a la producción de agua caliente mediante una instalación solar térmica de baja temperatura para precalentar el agua que entra en la enjuagadora de botellas, en la línea de embotellado” (Cooperativas Agro-alimentarias, 2010).

Según diversos estudios, los valores habituales de ahorro energético que se puede conseguir son del 50-70% (Fuentes-Pila y García, 2014).

En el presente estudio se va a analizar la mejora energética que puede lograrse en una bodega de gran tamaño, mediante la implementación de una instalación solar térmica que proporcione parte de las necesidades energéticas para la producción de agua caliente para la limpieza de la línea de embotellado.

1.1.- ANTECEDENTES

La bodega en la que se tiene previsto implementar la instalación solar térmica se encuentra situada en el término municipal de Cariñena (provincia de Zaragoza), localidad situada a 47,2 km de la capital de provincia (Zaragoza), en el cuadrante noreste de la Península Ibérica.



Fig. 5.- Situación del término municipal de Cariñena sobre el plano de España (Google Maps, 2018a)

1.1.1.- LOCALIZACIÓN

A esta población (Cariñena) se accede desde la autovía A-23 que une Zaragoza con Teruel. La geolocalización exacta corresponde a las coordenadas geográficas que se indican a continuación, de acuerdo con lo indicado en la figura 6:

Latitud: 41,36° (N)

Longitud: -1,22° (W)



Fig. 6 Situación del término municipal de Cariñena en la provincia de Zaragoza. (Google Maps, 2018b).

De acuerdo con su capacidad de producción, la bodega puede clasificarse como grande, dado que se consideran de este tamaño aquellas que cuya producción anual supera los 50.000 hl/año (Cooperativas Agro-alimentarias, 2010).

Está situada en el cruce de la carretera nacional N-330 con la carretera autonómica A-220, tal y como puede verse en la figura siguiente:



Fig. 7.- Localización de la bodega en el municipio de Cariñena (Google Maps, 2018c).

En la siguiente figura pueden verse dos de las fachadas del edificio de la bodega. En concreto, la situada en la carretera A-220 tiene orientación Sureste (SE) que, por lo tanto, se considera la más adecuada para el emplazamiento de la instalación solar.



Fig. 8.- Fachadas laterales de la bodega. La que aparece soleada tiene la orientación más conveniente (Sureste) para ubicar la instalación solar (Google Maps, 2018d).

1.1.2.- DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN ACTUAL

De acuerdo con la información que ha facilitado el propietario, la línea de limpieza de botellas necesita 10.000 litros al día a una temperatura entre 80 y 90°C.

La instalación que proporciona actualmente el agua caliente para la limpieza de botellas consta del siguiente equipamiento:

-Depósito acumulador de ACS (agua caliente sanitaria) de acero inoxidable de 10.000 litros, marca Lapesa, modelo MXV-10000-RB (sus datos técnicos pueden verse en la figura que se adjunta a continuación).

CARACTERÍSTICAS GENERALES		MXV-7000-RB	MXV-8000-RB	MXV-10000-RB	MXV-12000-RB
Capacidad ACS	l.	7000	8000	10000	12000
D: Diámetro exterior	mm.	1750	1750	1750	1750
H: Altura total	mm.	3633	4058	4808	5808
kw: entrada agua red / vaciado	" GAS/M	3	3	3	3
ww: salida ACS	" GAS/M	3	3	3	3
z: recirculación ACS	" GAS/M	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2
R: conexión lateral	" GAS/H	2	2	2	2
pc: conexión "lapesa correx-up"	" GAS/M	3/4	3/4	3/4	3/4
tm: conexión sensores	" GAS/H	1/2	1/2	1/2	1/2
Peso en vacío (aprox.)	Kg	677	757	887	1059
Boca de hombre lateral	DN	DN400	DN400	DN400	DN400
OPCIÓN SERPENTINES (superficie intercambio 10 m²)		MXV-7000-SB	MXV-8000-SB	MXV-10000-SB	MXV-12000-SB
kv: entrada primario	" GAS/M	2	2	2	2
kr: retorno primario	" GAS/M	2	2	2	2
Peso en vacío (aprox.)	Kg	760	860	990	1162

Fig. 9.- Datos técnicos del depósito de 10.000 L (Lapesa, 2018).

El volumen de almacenamiento, por lo tanto, es del 100% de las necesidades energéticas. El tiempo de calentamiento es de 4 horas, realizándose durante la noche de 02.00 h a 06:00 h, antes del comienzo de la jornada laboral.

-Caldera de gasóleo, marca Ferroli, modelo Cuadrifoglio B 320, con una potencia de 320 kW (datos técnicos en figura siguiente).

La potencia de la caldera es suficiente para realizar el calentamiento de todo el volumen de agua (10.000 litros) en las 4 horas previstas a una temperatura de 80-90°C.

DATOS TÉCNICOS
TECHNICAL DATA

QUADRIFOGLIO B			70	125	220	320
Potencia útil	max	kW	65,5	116	207	299
Heat output	min	kW	14	23	41	62
Potencia útil 80/60°C	max	kW	64,4	64,4	114	204,294,5
Heat output 80/60°C	min	kW	13,7	22,5	40,2	60,8
Potencia útil 50/30°C	max	kW	69,9	123,9	221	319,3
Heat output 50/30°C	min	kW	15	24,8	44,1	66,8
Rendimiento 80/60°C	max	%	98,3	98,3	98,5	98,5
Efficiency 80/60°C	min	%	98	98	98	98
Rendimiento 50/30°C	max	%	106,8	106,8	106,8	106,8
Efficiency 50/30°C	min	%	107,7	107,7	107,7	107,7
Rendimiento / Heat input	30% max	%	109,6	109,6	109,6	109,6
Clase NOx / Nox class			5	5	5	5
Energía consumida / Power input		W	95	200	260	370
Capacidad total caldera / Boiler total capacity		dm ³	160	265	380	530
Presión trabajo	max	bar	6	6	6	6
Working pressure	min	bar	0,8	0,8	0,8	0,8

Fig. 10.- Datos técnicos de la caldera de gasóleo de 320 kW (Ferroli, 2017).

El **esquema básico de funcionamiento** de dicha instalación se muestra en la figura que se adjunta a continuación:

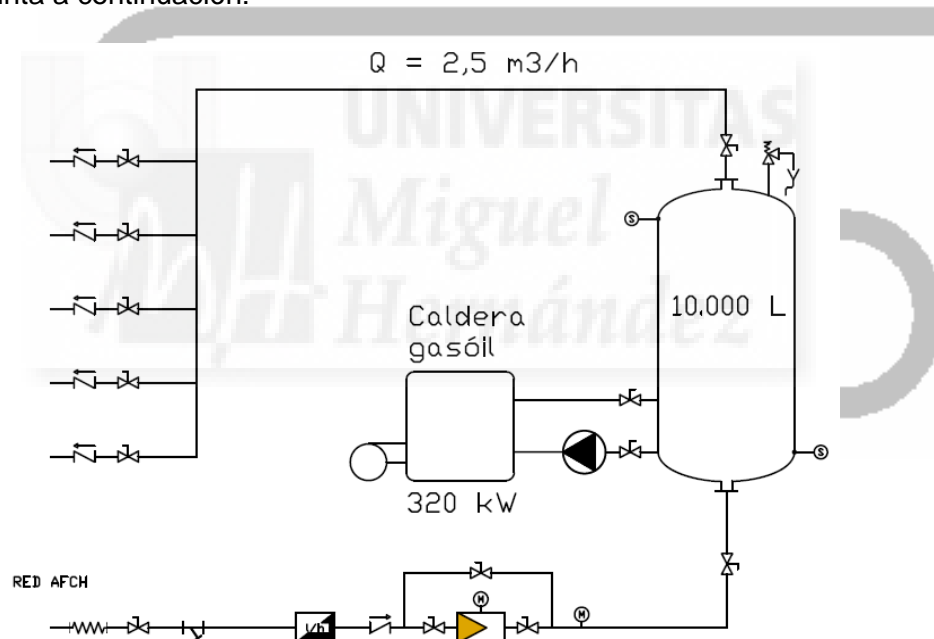


Fig. 11.- Esquema básico de la actual instalación productora de agua caliente mediante caldera de gasóleo.

Como puede verse en el esquema anterior, el agua caliente es proporcionada con un caudal de 2500 litros/h a 5 líneas de limpieza de botellas que requieren cada una de ellas 500 litros/hora. El proceso de limpieza se realiza diariamente durante 4 horas al día, dando comienzo a las 6:30 h y finalizando a las 10:30 h.

A continuación, se realiza una sencilla comprobación para verificar que la **potencia de la caldera** se adecua a las necesidades energéticas que deben cubrirse. Para ello se utiliza el método descrito por el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía:

Para el dimensionado de la instalación de producción de ACS debe considerarse que la energía aportada (producción más acumulación) ha de igualar a la consumida en la punta (...). La potencia a instalar resulta:

$$P_{calderas} = [Q_{punta} \cdot (T_{ACS} - T_{AFCH}) + V_{acum} \cdot (T_{acum} - T_{AFCH}) \cdot F_{uso\ acumulación}] \cdot 1,16 / \eta_{prdACS}$$

Donde:

$P_{calderas}$ = Potencia útil de las calderas (en W).

T_{ACS} = Temperatura de utilización del ACS (en °C).

T_{AFCH} = Temperatura del agua de la red (en °C).

V_{acum} = Volumen depósito acumulación (en litros).

T_{acum} = Temperatura de acumulación del agua (en °C). Puede ser igual o superior a la de uso (T_{ACS}).

$F_{uso\ acumulación}$ = Es el factor de uso del volumen acumulado, depende de la geometría (esbeltez) y del número de depósitos de acumulación, ya que en el interior de los mismos existe una zona de mezcla entre las aguas fría y caliente, en la cual la temperatura resulta inferior a la de uso, por lo que dicho volumen no puede ser utilizado (siendo H y D: altura y diámetro del depósito, respectivamente):

$$F_{uso\ acumulación} = 0,63 + 0,14 \cdot H / D$$

η_{prdACS} = Rendimiento del sistema de producción de ACS (incluye las pérdidas por intercambio, acumulación, distribución y recirculación). (I.D.A.E, 2010b).

Sustituyendo los valores correspondientes a la instalación en estudio:

$$Q_{punta} = 10.000 \text{ litros} / 4 \text{ horas} = 2.500 \text{ litros/h}$$

$$T_{ACS} = 85^{\circ}\text{C} \text{ (promedio en el margen previsto de temperaturas de } 80^{\circ}\text{C-}90^{\circ}\text{C)}$$

$$T_{AFCH} = 5,6^{\circ}\text{C} \text{ (este valor corresponde a los meses más desfavorables, de Enero y Diciembre, tal y como se mostrará más adelante).}$$

$$V_{acum} = 10.000 \text{ litros.}$$

$$T_{\text{acum}} = 85^{\circ}\text{C}.$$

$F_{\text{uso acumulación}}$

Este factor se obtiene mediante los valores de $H = 5013$ mm y $D = 1750$ mm obtenidos de la tabla de características del modelo de depósito existente (fig. 9)

$$F_{\text{uso acumulación}} = 0,63 + 0,14 \cdot H / D = 0,63 + 0,14 \cdot 5013 / 1750 = 1,03$$

$\eta_{\text{prdACS}} = 75\%$ (I.D.A.E, 2010b).

$$P_{\text{calderas}} = [2500 \cdot (85 - 5,6) - 10000 \cdot (85 - 5,6) \cdot 1,03] \cdot 1,16 / 0,75 < 0$$

Se observa que “se tiene una potencia negativa, absurda, ya que se ha tomado un volumen de acumulación superior al consumo (...). La potencia de calderas en estos casos vendrá impuesta por un tiempo de calentamiento de tres o cuatro horas” (I.D.A.E, 2010b). Por lo tanto, se aplica la expresión siguiente:

$$P_{\text{calderas}} = V_{\text{acum}} \cdot (T_{\text{acum}} - T_{\text{AFCH}}) \cdot 1,16 / [t_{\text{calentamiento}} \cdot \eta_{\text{prdACS}}]$$

Sustituyendo:

$$P_{\text{calderas}} = 10000 \cdot (85 - 5,6) \cdot 1,16 / [4 \cdot 0,75] = 307\,013 \text{ W} = 307 \text{ kW}$$

Como la caldera existente tiene una potencia de 320 kW, se concluye que es suficiente para calentar el volumen de agua necesario en el tiempo previsto.

Debido a que se trata de una instalación en funcionamiento, se dispone también de los datos de **consumos mensuales de gasóleo**, que se muestran en la gráfica de la figura siguiente:

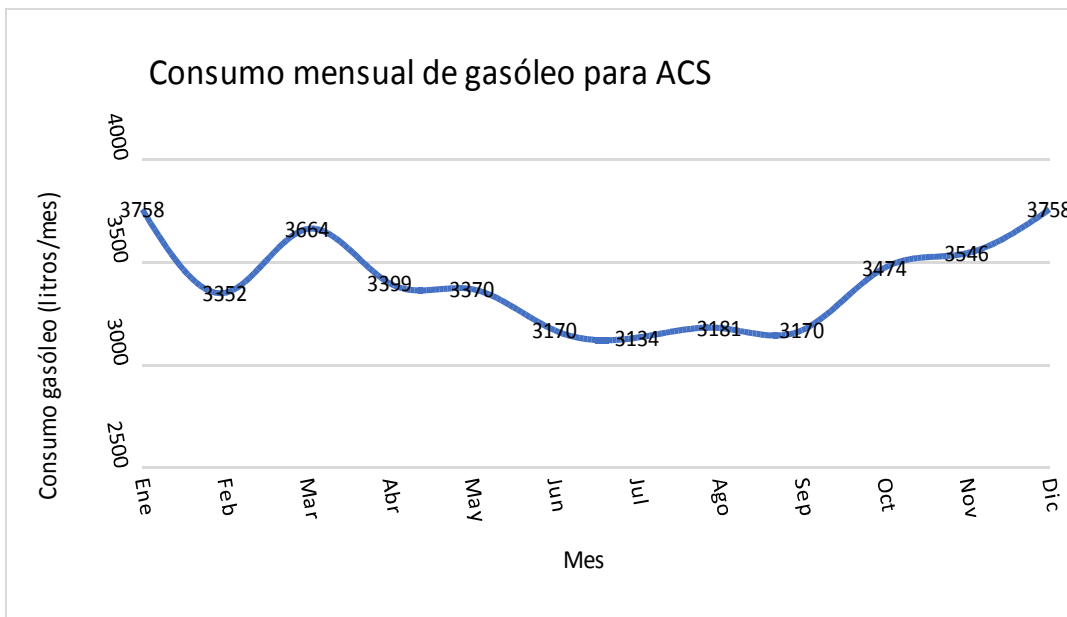


Fig. 12.- Consumos mensuales de gasóleo en la instalación convencional para producción del agua caliente para la línea de embotellado.

En cuanto al coste que supone dicho consumo de combustible, se determina aplicando un precio de 0,989 €/L para el **gasóleo C**. Dicho precio se ha consultado en el Geoportal de Hidrocarburos (Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital, 2018). Los datos introducidos en la consulta han sido:

Tipo de búsqueda: Estaciones de Servicio

Provincia: Zaragoza

Localidad: Zaragoza (no se proporcionan datos para Cariñena)

Tipo de carburante: Gasóleo C

Venta: Todas

Resultado de la búsqueda: Estación de Servicio Cepsa, **precio 0,989 €/L**

Por lo tanto, los costes mensuales y anual en combustible para la obtención del agua caliente son los que se indican en la tabla de la figura siguiente:

	Volumen gasóleo	Precio gasóleo C	Coste total combustible
Mes	(litros/mes)	(€/litro)	(€)
Ene	3758	0,989	3717
Feb	3352	0,989	3315
Mar	3664	0,989	3623
Abr	3399	0,989	3362
May	3370	0,989	3333
Jun	3170	0,989	3135
Jul	3134	0,989	3099
Ago	3181	0,989	3146
Sep	3170	0,989	3135
Oct	3474	0,989	3436
Nov	3546	0,989	3507
Dic	3758	0,989	3717
ANUAL:	40 976		40 525

Fig. 13.- Costes mensuales y anual en combustible (gasóleo C) para el calentamiento del agua.

1.2.- OBJETIVOS

Dado el elevado coste anual que supone la compra del combustible empleado en el proceso de producción del agua caliente para la limpieza de la línea de embotellado, se pretende valorar la conveniencia de implantar una instalación solar térmica de baja temperatura (hasta 100°C) que proporcione parte de la energía necesaria y que permita reducir dicho coste anual.

Para realizar la valoración de la mejora energética se desarrollarán los siguientes objetivos:

- Diseño de una instalación solar térmica que cubra un determinado porcentaje de las necesidades energéticas previstas. El grado de detalle con el que se diseñará dicha instalación alcanzará la definición del campo de captadores, el dimensionado de los circuitos primario y secundario y la selección de los principales componentes de la misma (captadores, depósito solar, electrocirculadores, vasos de expansión, e intercambiador de calor). No obstante, no se pretende redactar un proyecto detallado para la ejecución de la instalación
- Elaboración de un análisis de viabilidad económica en base al ahorro energético conseguido.

- Valoración de la mejora de la eficiencia energética alcanzada.

En esta instalación no se tendrán en cuenta las demandas energéticas para el calentamiento del ACS de los vestuarios y aseos de la bodega, que serían objeto de un estudio aparte.

2.- MATERIAL Y MÉTODO.

2.1.- ELECCIÓN DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN.

Las instalaciones solares térmicas pueden clasificarse en tres grandes grupos en función de la temperatura que se pretende alcanzar en el punto de almacenamiento del agua:

- Instalaciones de baja temperatura, hasta 100°C.
- Instalaciones de media temperatura, entre 100 y 350°C.
- Instalaciones de alta temperatura, superior a 350°C.

Por lo tanto, dado que la temperatura requerida en este caso es de 80-90°C, será suficiente con una instalación de baja temperatura.

Por otro lado, el componente principal de estas instalaciones es el **captador solar**, cuya misión principal es convertir en energía térmica la energía electromagnética que llega desde el Sol, caracterizada por un espectro principalmente compuesto por luz visible, infrarrojos y ultravioletas. Pero también es el elemento encargado de “capturar” dicha energía y de cederla a un fluido caloportador que la conducirá hasta un depósito acumulador, donde quedará almacenada hasta el momento en que deba ser utilizada.

2.1.1.- TIPOS DE CAPTADORES DE BAJA TEMPERATURA

Pueden diferenciarse tres tipos de captadores solares térmicos de baja temperatura:

- **Captadores de placa plana:**

Se denominan así porque son similares a una placa, dado que dos de sus dimensiones (ancho x alto) son mucho mayores que la tercera (espesor).

Constan de:

- Cubierta transparente de vidrio o material plástico, que produce el efecto invernadero, “atrapando” la radiación solar y reduciendo las pérdidas energéticas.
- Absorbedor, constituido por una fina placa mecánica de cobre o aluminio, con un recubrimiento de color oscuro de óxidos metálicos que “absorben” la radiación solar, la convierten en calor y la transmiten al fluido caloportador.
- Parrilla de tubos, normalmente de cobre, en contacto con el absorbedor, por cuyo interior circula el fluido caloportador.
- Aislamiento térmico (poliuretano, poliestireno, lana de roca o de vidrio), con un bajo coeficiente de transmisión térmica, que reduce las pérdidas energéticas cuando el captador se calienta.
- Carcasa, metálica o de plástico, que contiene todos los componentes anteriores, les da rigidez y les protege.



Fig. 14.- Captador de placa plana, marca Vaillant, modelo auro-THERM (Vaillant, s.f.).

- **Captadores de tubo de vacío:**

Estos modelos están compuestos por elementos tubulares acristalados en cuyo interior se ha hecho el vacío, interconectados entre sí mediante un colector común. En el interior de cada uno de estos tubos acristalados hay una fina tira metálica con recubrimiento similar a los captadores de placa plana, en contacto con una delgada tubería de cobre. Existen dos modelos principales:

- Un primer tipo, denominado de **flujo directo (DF)**, en el que el fluido caloportador entra y sale del tubo de vacío a lo largo de un conducto interior, con un orificio de entrada y otro de salida.
- Y un segundo tipo, de **tubo caliente (“Heat Pipe” o HP)**, basado en un líquido caracterizado por un bajo punto de evaporación, contenido en un conducto estanco interior al tubo acristalado,. Al calentarse, se evapora, asciende hacia el bulbo en contacto con el colector superior, por donde circula el fluido caloportador, al que cede el calor.



Fig. 15.- Captador de tubo de vacío, marca Lumelco, modelo HP200 (Lumelco, 2008)

- **Captadores de polipropileno:**

Se trata de captadores que carecen de cubierta y de carcasa, por lo que se caracterizan por un coeficiente de pérdidas bastante elevado. Son por lo tanto aptos para temperaturas de acumulación bajas, no mayores de 30°C. Por ello una de sus aplicaciones más frecuentes es el calentamiento del agua de piscinas descubiertas.



Fig. 16.- Captador de plipropileno, marca Roth, modelo Rohtpool (Roth, 2018)

De acuerdo con el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía:

Los captadores solares de vacío pueden llegar a ser más eficientes en unos determinados rangos de temperatura, aunque también más costosos. Estos captadores consiguen sacar el máximo provecho a las instalaciones térmicas, que trabajan a temperaturas por encima de los 60°C. (I.D.A.E, 2006)

Por lo tanto, para la realización de la instalación objeto de este estudio, dado que la temperatura a la que se pretende calentar el agua es de 80-90°C, **se opta por usar captadores de tubos de vacío.**

En la figura siguiente puede verse que los captadores de tubo de vacío, contemplados dentro de las instalaciones de baja temperatura, son recomendados para obtener temperaturas de salida del fluido de 90-110°C

	Generación de calor				Generación de frío	
Tipo de captador	Captador plano sin recubrimiento 	Captador plano con recubrimiento 	Captador de tubo vacío 	Captador de tubo de concentración 	Máquina de absorción 	Máquina de adsorción 
Temperatura de salida del fluido (°C)	20-40	60-110	90-110	>150	80-110	80-110
Rendimiento del captador² (%)	~40-50	~70-75	~75-80	~75-80	~45-50	~45-50
Rendimiento de la instalación (%)	~40-50	~65-70	~70-75	~70-75	~40-45	~40-45
Aplicaciones	Piscinas	ACS y calefacción	ACS y calefacción	Calefacción y <i>district heating</i>	ACS, calefacción, aire acondicionado y frío industrial	ACS, calefacción, aire acondicionado y frío industrial
Clima adecuado	Muy alta irradiación	Muy alta y alta irradiación	Alta y media irradiación	Media irradiación	Alta irradiación	Alta irradiación
Madurez tecnológica						
% de cuota de mercado en España	~5	~90	~5	~0	~0	~0

Baja temperatura
 Media temperatura

Fig. 17.- Tecnologías de energía solar térmica de baja y media temperatura (I.D.A.E, 2011)

2.1.2.- MODELO COMERCIAL DE CAPTADOR SELECCIONADO

El modelo comercial de captador de tubo de vacío que se ha elegido tiene las características técnicas que se muestran en la figura siguiente:

		HP200 - 20	HP200 - 30
Dimensiones	Total (lxbxh) (mm)	2005 x 1418 x 97	2005 x 2127 x 97
	Superficie de absorción (m ²)	2,010	3,021
	Superficie de apertura (m ²)	2,157	3,229
	Superficie total (m ²)	2,843	4,265
Bastidor	Material	Aluminio	Aluminio
	Aislamiento	Melamina	Melamina
Tubos	Nº de Tubos	20	30
	Material	Vidrio bajo en Fe	Vidrio bajo en Fe
	Diámetro (mm)	65	65
	Espesor (mm)	1,5	1,5
Absorbedor	Tipo de absorbedor	Cobre de 0,12 mm	Cobre de 0,12 mm
	Recubrimiento	Selectivo TiNOX	Selectivo TiNOX
	Absortividad	95%	95%
	Emisividad	5%	5%
Fluido	Aislamiento	Vacío (10 ⁻⁵ mbar)	Vacío (10 ⁻⁵ mbar)
	Tipo de fluido	Propilenglicol	Propilenglicol
	Volumen de fluido (litros)	1,2	1,7
	Caudal recomendado (l/h)	Mín	120
Máx		300	450
Parámetros ensayados (1)	Coefficiente óptico	0,792	0,778
	K1 (W/m ² K)	1,25	0,91
	K2 (W/m ² K ²)	0,0088	0,0100
Parámetros operativos	Temperatura de estancamiento (°C)	183,6	183,6
	Presión máxima (bar)	8	8
Tipo de tubería	Conexión hidráulica bastidor (mm)	22 x 1,2	22 x 1,2
	Tipo conexión bastidor-tubos	Heat-Pipe seca	Heat-Pipe seca
Pérdida de carga (mbar)	60 l/h	1	2,5
	300 l/h	20	29
Máximo número de paneles en serie		3	3
Peso (Kg)		50,3	75,1

(1) Conforme a los Estándar Europeos (Instituto ISFH)

Fig.18.- Características técnicas del captador de tubo de vacío, tipo "heat pipe" marca Lumelco, modelo HP200. (Lumelco, 2008).



Fig.19.- Aspecto del captador de tubo de vacío, tipo "heat pipe" marca Lumelco, modelo HP200. (Lumelco, 2008).

Como puede verse en la ficha técnica del captador, existen disponibles 2 opciones:

- con 20 tubos (modelo HP200-20);
- y con 30 tubos (modelo HP200-30).

Dado que el volumen de agua a calentar (10.000 litros) y la temperatura a alcanzar (80-90°C) son elevados, se decide utilizar el modelo de 30 tubos (HP200-30).

De acuerdo con los datos que figuran en la ficha técnica del captador modelo HP200-30, su rendimiento puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

Coeficiente óptico (adimensional):	0,778
Factor de pérdidas primario, K1 en W/(m ² ·k):	0,91
Factor de pérdidas secundario, K2 en W/(m ² ·k ²):	0,0100

Por lo tanto, la ecuación de rendimiento del captador adopta la siguiente forma:

$$\eta = 0,778 - 0,91 (t_m - t_a)/I - 0,0100 \cdot (t_m - t_a)^2 / I$$

donde:

η : rendimiento del captador.

t_m : temperatura media del absorbedor (en °C), que se toma igual a la temperatura de preparación del agua (por lo tanto, en el caso de esta instalación será de 85°C).

t_a : temperatura ambiente (en °C).

I : intensidad de radiación solar incidente, en W/m².

Como puede verse, se trata de una ecuación cuadrática que corresponde a una curva. La representación de dicha curva de rendimiento puede verse también en su ficha técnica:

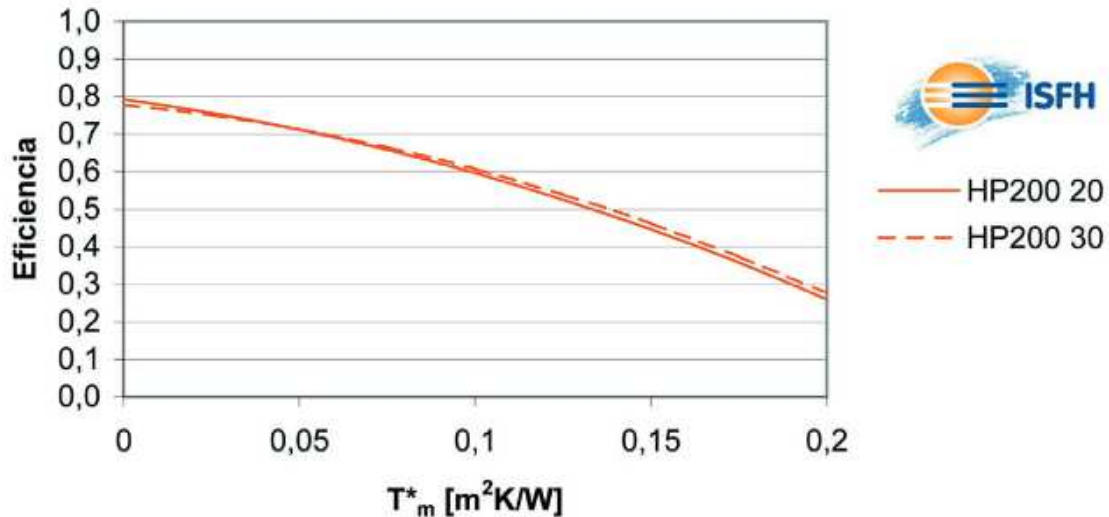


Fig.20.- Curva de rendimiento del captador de tubo de vacío, tipo "heat pipe" marca Lumelco, modelo HP200-30, donde $T^*_m = (t_m - t_a)/I$. (Lumelco, 2008)

2.2.- DIMENSIONADO DEL CAMPO DE CAPTADORES.

2.2.1- DATOS AMBIENTALES

Los datos ambientales que deben considerarse en el dimensionado de la instalación solar térmica son:

- El recurso solar, que vienen dado por la energía solar incidente sobre superficie horizontal (H).
- La temperatura ambiente (t_a) durante las horas del día, ya que no se tienen en cuenta durante las horas en las que la instalación no está en funcionamiento, es decir, durante la noche. Dicha temperatura tiene influencia directa en el rendimiento de los captadores solares térmicos, ya que cuanto mayor sea la diferencia entre la temperatura del captador y la temperatura ambiental, mayores serán las pérdidas energéticas en el captador y, por lo tanto, menor será su rendimiento.
- La temperatura del agua fría de red (t_{red}), que depende en gran manera de la temperatura del subsuelo. De esta temperatura dependen las necesidades energéticas que deben de cubrirse. Se trata de la temperatura del agua de red

que entra en la instalación y que debe ser calentada hasta la temperatura prevista para el proceso industrial.

- La temperatura mínima histórica, que permite valorar el riesgo de congelación del fluido caloportador, y en función de la cual se determinará el porcentaje de anticongelante que debe añadirse al agua.

En los subapartados siguientes se van a determinar estos datos, aplicables a la instalación en estudio.

2.2.1.1- Recurso solar.

El recurso solar viene dado por la energía solar incidente sobre superficie horizontal (irradiación). Los valores de irradiación correspondientes a Cariñena se consultan mediante el aplicativo web PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>) desarrollado por la European Commission, Joint Research Centre (Institute for Energy, Renewable Energy Unit).

Para realizar la consulta, se accede a dicho aplicativo y se introducen los datos que pueden verse en la siguiente figura:

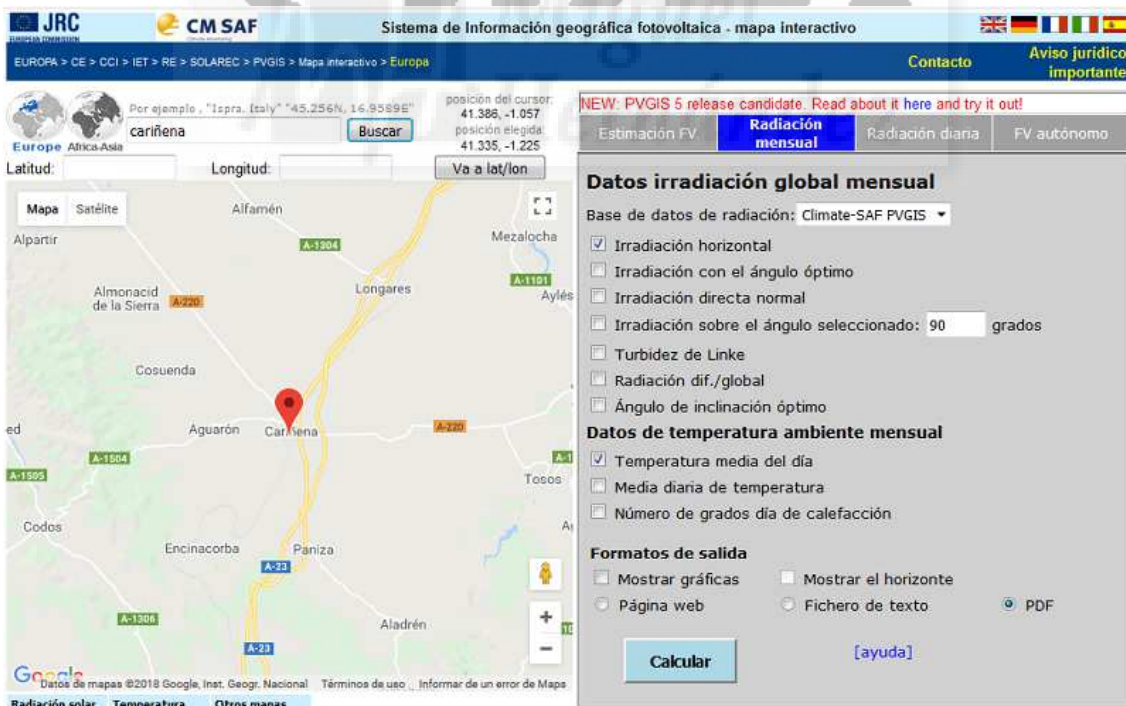


Fig. 21.- Introducción de datos para la consulta de valores de irradiancia en Cariñena mediante el aplicativo web PVGIS. [European Commission, 2018).

Puede observarse en la figura anterior que, una vez definida la ubicación, se pueden consultar los valores de irradiación global mensual horizontal, y la temperatura media del día (durante las horas de sol). El informe obtenido se muestra en la figura que se adjunta a continuación:

Lugar: 41°20'5" Norte, 1°13'30" Oeste, Elevación: 604 m.s.n.m,

El ángulo de inclinación óptimo es: 36 grados

Irradiación anual perdida a causa de las sombras (horizontal): 0.0 %

Mes	Hh	TD
Ene	1940	7.4
Feb	2830	7.0
Mar	4330	10.7
Abr	5050	14.1
Mayo	6070	17.2
Jun	7010	21.8
Jul	7500	24.9
Ago	6470	25.4
Sep	5020	21.8
Oct	3480	17.8
Nov	2180	11.5
Dic	1760	8.4
Año	4480	15.7

Hh: Irradiación sobre plano horizontal (Wh/m2/día)

TD: Temperatura media del día (°C)

Fig. 22.- Resultado de la consulta de valores de irradiación en Cariñena mediante el aplicativo web PVGIS. (European Commission, 2018).

Los valores de irradiación (energía solar por metro cuadrado de superficie horizontal que facilita PVGIS vienen dados en la columna "Hh" de la figura anterior y expresados en W·h/(m2·día), por lo que a continuación se realiza una conversión a MJ/(m2·día), aplicando el correspondiente factor conversor (1 kW·h = 3,6 MJ):

Energía solar (por m2/día)		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL	Factor
		kW·h	1,94	2,83	4,33	5,05	6,07	7,01	7,50	6,47	5,02	3,48	2,18	1,76	4,47
MJ	7,0	10,2	15,6	18,2	21,9	25,2	27,0	23,3	18,1	12,5	7,8	6,3	16,1	3,6	

Fig. 23.- Tabla de conversión de kW·h a MJ de los valores de irradiación en Cariñena.

En la gráfica de la figura siguiente se representa la variación a lo largo del año de la energía solar incidente por metro cuadrado horizontal (irradiación) en Cariñena:

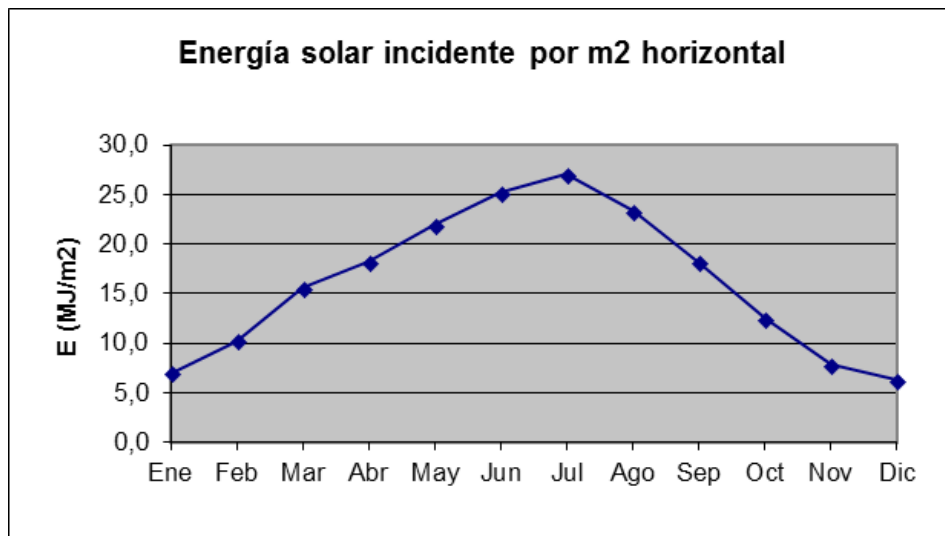


Fig. 24.- Gráfica de la variación de la energía solar media diaria incidente sobre superficie horizontal en Cariñera.

2.2.1.2.-Temperatura ambiente durante las horas de sol.

Los datos de temperatura ambiente media durante las horas de sol se toman también del informe obtenido del aplicativo web PVGIS (ver fig. 22). Como puede observarse, vienen dados en la columna "TD" y expresados en grados centígrados (°C).

2.2.1.3.- Temperatura del agua fría de red.

Los valores de temperatura media mensual del agua de red se obtienen del Apéndice B del documento DB-HE4 del Código Técnico de la Edificación (CTE), tabla B.1. A continuación, se muestra un extracto de dicha tabla donde aparecen los datos correspondientes a Zaragoza capital.

Capital de provincia	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Soria	5	6	7	9	11	14	17	16	14	11	8	6
Tarragona	10	11	12	14	16	18	20	20	19	16	12	11
Teruel	6	7	8	10	12	15	18	17	15	12	8	6
Toledo	8	9	11	12	15	18	21	20	18	14	11	8
Valencia	10	11	12	13	15	17	19	20	18	16	13	11
Valladolid	6	8	9	10	12	15	18	18	16	12	9	7
Vitoria-Gasteiz	7	7	8	10	12	14	16	16	14	12	8	7
Zamora	6	8	9	10	13	16	18	18	16	12	9	7
Zaragoza	8	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	8

Fig. 25.- Temperatura del agua fría de red en Zaragoza. Extracto de la tabla B.1 del Apéndice B del Documento Básico HE, parte HE4, (Ministerio de Fomento, 2017).

No obstante, al tratarse de valores correspondientes a la capital de provincia, para obtener los aplicables a Cariñena, tal y como se indica en el mismo Apéndice B del documento DB-HE4, debe aplicarse el siguiente procedimiento (Ministerio de Fomento, 2017):

En los casos en los que la localidad no coincida con la capital de provincia se corregirá la temperatura media del agua fría (T_{AFY}) según la temperatura media mensual de agua fría correspondiente a la capital de provincia (T_{AFCP}) y la diferencia de altura con respecto a ésta ($A_z = \text{Altura de la localidad} - \text{Altura de la Capital de provincia}$) mediante la expresión:

$$T_{AFY} = T_{AFCP} - B \cdot A_z$$

Donde:

$B = 0,0066$ para los meses de octubre a marzo;

$B = 0,0033$ para los meses de abril a septiembre.

Como puede verse, la corrección a aplicar depende de la diferencia de alturas (altitudes) entre la localidad (Cariñena) y la capital de provincia (Zaragoza). A continuación se detallan dichas altitudes:

La altitud (elevación) de Cariñena puede consultarse también en el aplicativo web PVGIS, tal y como puede verse en el informe obtenido (fig.22):

Altitud de Cariñena: 604 m.s.n.m (metros sobre el nivel del mar).

En cuanto a la latitud de Zaragoza capital (I.D.A.E., 2010b), como puede apreciarse en la figura siguiente, es:

Altitud de Zaragoza capital: 247 m.s.n.m

Provincia	Estación		Indicativo				
Zaragoza	Zaragoza (Aeropuerto)		9434				
UBICACIÓN: AEROPUERTO			Nº DE OBSERVACIONES Y PERIODO				
a.s.n.m. (m)	Lat.	Long.	T seca	Hum. relativa	T terreno	Rad	
247	41°39'43"	01°00'29"W	87.600 (1998-2007)	(2) 18.980 (1998-2007)	13.140 (1998-2006)		
CONDICIONES PROYECTO CALEFACCIÓN (TEMPERATURA SECA EXTERIOR MÍNIMA)							
TSMIN (°C)	TS_99,6 (°C)	TS_99 (°C)	OMDC (°C)	HUMcoin (%)	OMA (°C)		
-9,5	-3,0	-1,1	9,3	89	39,2		
CONDICIONES PROYECTO REFRIGERACIÓN (TEMPERATURA SECA EXTERIOR MÁXIMA)							
TSMAX (°C)	TS_0,4 (°C)	THC_0,4 (°C)	TS_1 (°C)	THC_1 (°C)	TS_2 (°C)	THC_2 (°C)	OMDR (°C)
42,3	36,2	21,8	34,5	21,7	32,8	21,5	17,1
CONDICIONES PROYECTO REFRIGERACIÓN (TEMPERATURA HÚMEDA EXTERIOR MÁXIMA)							
TH_0,4 (°C)	TSC_0,4 (°C)	TH_1 (°C)	TSC_1 (°C)	TH_2 (°C)	TSC_2 (°C)		
23,3	33,7	22,5	33,4	21,8	32,7		

Fig. 26.- Consulta de la altitud de Zaragoza capital, extraída de la Guía técnica. Condiciones climáticas exteriores de proyecto. (I.D.A.E., 2010b).

Por lo tanto, la diferencia entre las alturas de ambas localidades es:

$$Az = 604 - 247 = 357 \text{ m}$$

Una vez conocida dicha diferencia, es posible aplicar la expresión indicada anteriormente para obtener la temperatura del agua fría de red en la localidad objeto de estudio. Los datos utilizados y los resultados obtenidos se muestran en la tabla siguiente:

	T _{AFCP} (°C)	B	Az	T _{AFY} (°C)
Ene	8	0,0066	357	5,6
Feb	9	0,0066	357	6,6
Mar	10	0,0066	357	7,6
Abr	12	0,0033	357	10,8
May	15	0,0033	357	13,8
Jun	17	0,0033	357	15,8
Jul	20	0,0033	357	18,8
Ago	19	0,0033	357	17,8
Sep	17	0,0033	357	15,8
Oct	14	0,0066	357	11,6
Nov	10	0,0066	357	7,6
Dic	8	0,0066	357	5,6

Fig. 27.- Tabla de cálculo para la obtención de la temperatura del agua fría de red (en Cariñena) a partir de los datos de temperatura correspondientes a la capital de provincia (Zaragoza).

2.2.1.4.- Temperatura mínima histórica

Para obtener la temperatura mínima histórica correspondiente a la ubicación de la instalación, se consultan los datos climatológicos respecto a valores extremos de temperaturas mínimas absolutas (consideradas desde el año 1920) en la web de AEMET, Agencia Estatal de Meteorología.

No obstante, no existe estación meteorológica en Cariñena por lo que se consultan los datos de la estación más cercana, situada a 32 km, en Daroca, obteniéndose los datos que se muestran en la figura que se adjunta a continuación:

Daroca

Latitud: [41° 6' 52" N](#) - **Longitud:** [1° 24' 36" O](#)

Altitud: 779 m - **Posición:** [Ver localización](#)

Intervalos de validez por variables:

Precipitación: 1920-2018 **Temperatura:** 1920-2018 **Viento:** 1994-2018

Variable	Anual
Tem. mín. absoluta (°C)	-22.4 (17 dic 1963)

Fig. 28: Resultado de la consulta del valor extremo de temperaturas mínimas absolutas en Daroca, situada a 32 km de Cariñena. (Agencia Estatal de Meteorología - AEMET, 2018)

Por lo tanto, como valor de temperatura mínima histórica para la localidad de Cariñena se adoptará el siguiente valor:

Temperatura mínima histórica: -22.4°C

2.2.2.- NECESIDADES ENERGÉTICAS

Las necesidades energéticas corresponden a la energía térmica necesaria Q para calentar la masa de agua (m) necesaria en el proceso desde la temperatura del agua de red (t_{red}) hasta la temperatura (t_{acum}) que se requiere en el proceso industrial. Por lo tanto, viene dada por la siguiente expresión:

$$Q = m \cdot c_e \cdot (t_{acum} - t_{red})$$

donde :

Q = Energía térmica (en MJ)

m = Masa de agua que debe calentarse. Se obtiene a partir de la demanda de agua y aplicando una densidad de 1 kg/L.

C_e = Calor específico del agua, estimado en 4,18 kJ/(kg.°C).

t_{acum} = Temperatura (en °C) a la que se desea calentar el agua para el proceso industrial.

t_{red} = Temperatura del agua de red (en °C)

La demanda de agua caliente (en volumen) para la limpieza (esterilización) de botellas se estima en 10 000 litros/día a 80-90°C, por lo tanto, los valores mensuales y anual serían los que se indican en la tabla siguiente:

Demanda de agua caliente					
Mes	Días/mes	Litros/día	Litros/mes	m3/día	m3/mes
ENE	31	10.000	310.000	10,00	310,00
FEB	28	10.000	280.000	10,00	280,00
MAR	31	10.000	310.000	10,00	310,00
ABR	30	10.000	300.000	10,00	300,00
MAY	31	10.000	310.000	10,00	310,00
JUN	30	10.000	300.000	10,00	300,00
JUL	31	10.000	310.000	10,00	310,00
AGO	31	10.000	310.000	10,00	310,00
SEP	30	10.000	300.000	10,00	300,00
OCT	31	10.000	310.000	10,00	310,00
NOV	30	10.000	300.000	10,00	300,00
DIC	31	10.000	310.000	10,00	310,00
Anual			3.650.000		3.650,00

Fig. 29: Cálculo de la demanda de agua caliente mensual y anual a 80-90°C para el proceso de limpieza de botellas.

En el gráfico de la figura siguiente puede observarse la demanda mensual a lo largo del año.

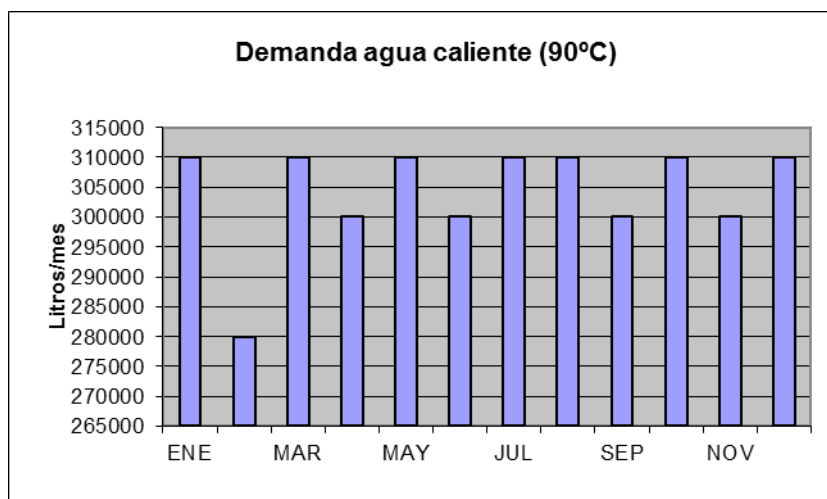


Fig. 30: Variación de la demanda de agua caliente mensual a 85 °C para el proceso de limpieza de la línea de embotellado.

Conociendo la temperatura de uso del agua caliente (se toma 85°C, como valor promedio entre 80-90°C) y las temperaturas medias del agua fría de red, se obtienen las necesidades energéticas mensuales y anual. Los datos utilizados para ello y los resultados obtenidos pueden verse en la tabla de la figura siguiente:

Mes	Demanda, m (L/mes)	t_{acum} (°C)	t_{red} (°C)	Q (MJ/mes)
ENE	10.000	85	5,6	102.887
FEB	10.000	85	6,6	91.759
MAR	10.000	85	7,6	100.295
ABR	10.000	85	10,8	93.047
MAY	10.000	85	13,8	92.261
JUN	10.000	85	15,8	86.777
JUL	10.000	85	18,8	85.782
AGO	10.000	85	17,8	87.078
SEP	10.000	85	15,8	86.777
OCT	10.000	85	11,6	95.112
NOV	10.000	85	7,6	97.060
DIC	10.000	85	5,6	102.887
Anual				1.121.720

Fig. 31: Necesidades energéticas mensuales y anual para la obtención de agua de proceso a 85°C.

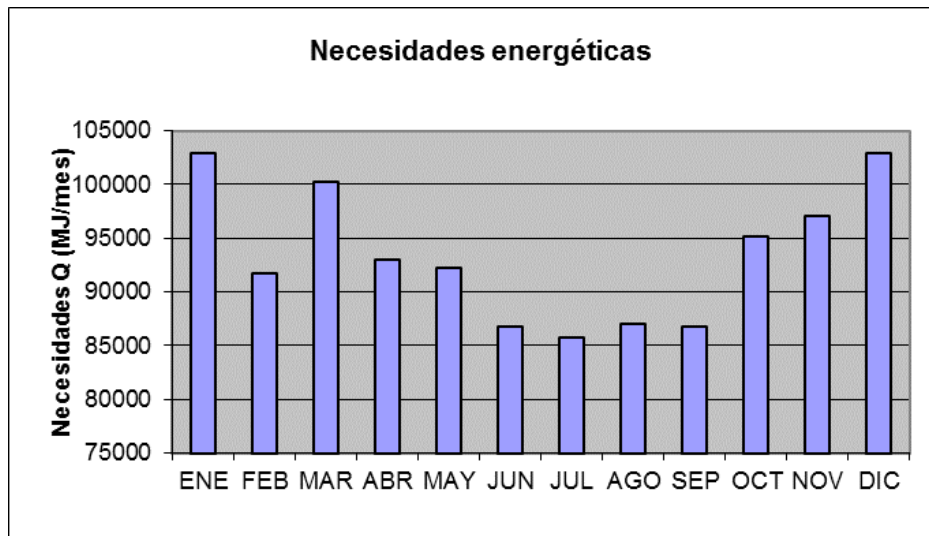


Fig. 32: Evolución de las necesidades energéticas mensuales a lo largo del año para obtención de agua de proceso a 85°C.

Como puede observarse en la gráfica de la figura anterior, las necesidades energéticas disminuyen en los meses de verano, debido a que la temperatura del agua fría de red es mayor durante esos meses, por lo que es necesario aportar menos energía para alcanzar la temperatura prevista.

2.2.3.- ENERGÍA SOLAR DISPONIBLE

Previamente se ha determinado la energía solar disponible en el emplazamiento por metro cuadrado de superficie horizontal; pero, debido a diferentes causas, la energía solar que puede ser utilizada es menor que dicha energía incidente. A continuación se indican dichas causas y se determina la energía solar realmente disponible. Estas causas son:

- Limpieza atmosférica.
- Factor umbral.
- Corrección por inclinación.
- Pérdidas por orientación.
- Pérdidas combinadas por orientación e inclinación.
- Pérdidas por sombras.

2.2.3.1.- Factor corrector por tipo de atmósfera.

Tradicionalmente, se consideran 3 tipos de atmósfera en función del grado de limpieza de la misma, debido a diversas causas:

- Elevada contaminación ambiental, típica de centros de ciudades con elevada densidad de tráfico o polígonos industriales. En este caso, se considera un factor corrector $f_{at} = 0,95$, estimado una pérdida de radiación solar de un 5%.
- En ubicaciones de cielo limpio, característico de ambientes rurales o periferias de las ciudades. Puede tomarse un factor corrector $f_{at}=1,05$, lo que supone estimar un aumento de la radiación solar de un 5%.
- Cielo de limpieza normal, en cuyo caso no se aplica factor corrector alguno (o, lo que es equivalente, se toma $f_{at}=1$).

No obstante, dado que los datos proporcionados por el aplicativo web PVGIS se basan en datos obtenidos en mediciones realizadas en distintas estaciones meteorológicas en tierra, junto con medidas realizadas con satélites geoestacionales (European Commission, 2018), se considera que en este caso no tiene sentido aplicar factores correctores algunos, puesto que ya han sido considerados en el proceso de cálculo de los datos de radiación facilitados por dicho aplicativo.

Por lo tanto, para esta instalación se adopta el siguiente valor:

$$f_{at} = 1,00$$

2.2.3.2.- Factor umbral.

Durante las primeras y últimas horas del día, se considera que la radiación solar que incide es insuficiente para calentar suficientemente el captador, por lo que la instalación no se pone en marcha y el fluido caloportador no circula. Se estima que ello causa un desaprovechamiento de la energía solar de un 6% y, por ello, se aplica un factor corrector multiplicador (denominado “umbral”) de valor 0,94 (Censolar, 1993).

$$f_{umb} = 0,94$$

2.2.3.3.- Corrección por inclinación.

Los datos de energía solar incidente obtenidos a partir del aplicativo web PVGIS se refieren a una superficie horizontal; no obstante, los rayos del Sol no son

perpendiculares a la superficie terrestre, sino que inciden sobre ella con un ángulo cambiante que depende de la latitud del lugar, de la hora del día y del día del año, en función del parámetro denominado declinación solar.

Con el objetivo de reducir el ángulo de incidencia (ángulo que forma la normal a la superficie del captador con respecto a los rayos del Sol) y hacer que la radiación incida el mayor tiempo posible casi perpendicularmente, los captadores se instalan con una cierta inclinación. Para elegir dicha inclinación se usa el criterio expuesto a continuación (Ministerio de Fomento, 2017):

Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima, dependiendo del periodo de utilización, uno de los valores siguientes:

- a) demanda constante anual: la latitud geográfica;*
- b) demanda preferente en invierno: la latitud geográfica + 10°;*
- c) demanda preferente en verano: la latitud geográfica – 10°.*

En el caso que se está analizando, aunque la demanda de agua caliente es igual durante todo el año, las necesidades energéticas cambian debido a que la temperatura del agua fría de red varía, de forma que se necesita más energía en los meses más fríos que en los meses más cálidos. Por ello, se decide aplicar el criterio correspondiente a la demanda preferente en invierno, con el objeto de favorecer la captación de energía en esos meses:

$$\text{Inclinación captador} = \text{Latitud geográfica} + 10^\circ = 41.36^\circ + 10^\circ = 51.36 \approx 50^\circ$$

Una vez elegida la inclinación, se obtiene la energía solar incidente sobre el captador inclinado aplicando un factor corrector k a la energía solar sobre superficie horizontal. Dichos factores correctores k, para una latitud de 41°, se muestran en la tabla de la figura siguiente:

LATITUD = 41°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,05	1,08	1,09	1,09
10	1,14	1,12	1,09	1,06	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,12	1,07	1,04	1,03	1,04	1,08	1,14	1,21	1,26	1,24
20	1,26	1,21	1,15	1,08	1,04	1,02	1,04	1,09	1,17	1,27	1,33	1,31
25	1,31	1,24	1,17	1,09	1,03	1,01	1,03	1,1	1,2	1,32	1,39	1,37
30	1,35	1,27	1,18	1,08	1,01	0,99	1,02	1,09	1,21	1,35	1,44	1,42
35	1,38	1,29	1,18	1,07	0,99	0,96	0,99	1,08	1,22	1,38	1,49	1,47
40	1,4	1,3	1,18	1,05	0,96	0,93	0,96	1,06	1,22	1,4	1,52	1,5
45	1,42	1,3	1,16	1,03	0,93	0,89	0,93	1,04	1,21	1,41	1,55	1,52
50	1,42	1,3	1,14	0,99	0,88	0,84	0,88	1,01	1,19	1,41	1,56	1,54
55	1,42	1,28	1,12	0,95	0,83	0,79	0,84	0,97	1,17	1,41	1,57	1,54
60	1,41	1,26	1,08	0,91	0,78	0,73	0,78	0,92	1,14	1,39	1,56	1,54
65	1,39	1,23	1,04	0,85	0,72	0,67	0,72	0,87	1,09	1,36	1,54	1,53
70	1,36	1,19	0,99	0,8	0,66	0,61	0,66	0,81	1,04	1,32	1,52	1,5
75	1,32	1,15	0,94	0,73	0,59	0,54	0,59	0,74	0,99	1,28	1,48	1,47
80	1,28	1,1	0,88	0,67	0,52	0,46	0,52	0,67	0,93	1,23	1,44	1,43
85	1,23	1,04	0,82	0,6	0,44	0,39	0,44	0,6	0,86	1,16	1,38	1,38
90	1,17	0,98	0,74	0,52	0,36	0,31	0,36	0,52	0,78	1,09	1,32	1,32

Fig. 33: Tabla de factores correctores k por inclinación para latitud=41° (I.D.A.E, 2009)

2.2.3.4.- Pérdidas por orientación.

En el hemisferio Norte “se considerará como la orientación óptima el sur” (Ministerio de Fomento, 2017). La desorientación (azimut) del captador con respecto a esa dirección supone una pérdida de energía que puede valorarse mediante la siguiente expresión (Censolar, 1993):

$$f_{or} = 1,14 - 0,0085 \cdot \alpha$$

siendo “ α ” el valor absoluto (sin signo) del azimut del captador, en grados sexagesimales.

Dicha expresión únicamente es aplicable para valores absolutos de azimut entre 20° y 70°. Desorientaciones inferiores a 20° producen pérdidas de energía que pueden despreciarse, y superiores a 70° causan una pérdida prácticamente total.

En el estudio que se está realizando, una de las fachadas principales del edificio de la bodega está desfasada unos 19° con respecto al Sur, por lo que las pérdidas por orientación se consideran despreciables, adoptando un valor para el factor multiplicador de pérdidas por orientación de:

$$f_{or} = 1,00$$



Fig. 34: Estimación del azimut de los captadores, alineados respecto a la fachada con orientación Sureste del edificio de la bodega.

2.2.3.5.- Pérdidas combinadas por orientación e inclinación.

Se pueden estimar las pérdidas de radiación combinadas, debidas tanto a la orientación (19° Este) como a la inclinación (50°) de los captadores, usando el diagrama siguiente (I.D.A.E, 2009):

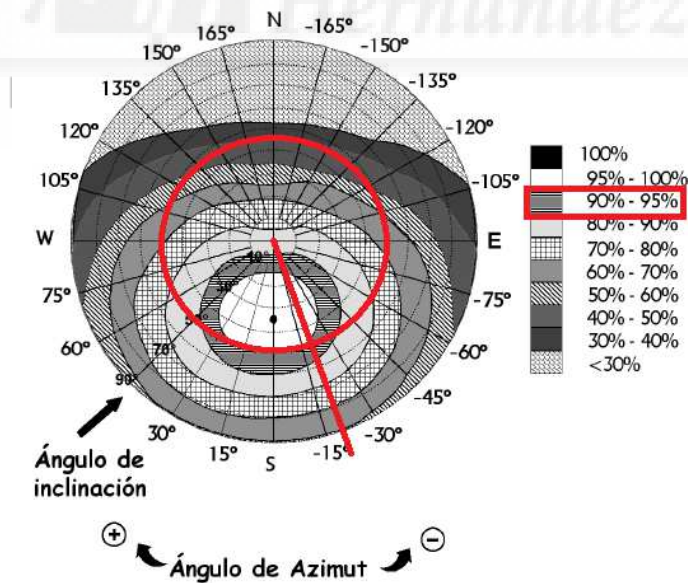


Fig.35.- Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación (19° E) e inclinación (50°) (I.D.A.E., 2009).

Como puede deducirse del gráfico, el porcentaje de energía disponible anual con respecto al máximo es de 90%-95%. Como el punto de intersección en la gráfica de la figura anterior está cercano al límite del 95%, se estiman unas pérdidas anuales cercanas al 5%.

Otra forma de valorar las pérdidas sería despreciar las causadas por la orientación y comparar la variación de energía disponible para la inclinación adoptada (50°) con respecto a la inclinación teóricamente óptima (35°), haciendo uso de los correspondientes factores correctores k por inclinación:

LATITUD = 41°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1,07	1,06	1,05	1,03	1,02	1,02	1,02	1,03	1,05	1,08	1,09	1,09
10	1,14	1,12	1,09	1,06	1,03	1,02	1,03	1,06	1,1	1,15	1,18	1,17
15	1,21	1,17	1,12	1,07	1,04	1,03	1,04	1,08	1,14	1,21	1,26	1,24
20	1,26	1,21	1,15	1,08	1,04	1,02	1,04	1,09	1,17	1,27	1,33	1,31
25	1,31	1,24	1,17	1,09	1,03	1,01	1,03	1,1	1,2	1,32	1,39	1,37
30	1,35	1,27	1,18	1,08	1,01	0,99	1,02	1,09	1,21	1,35	1,44	1,42
35	1,38	1,29	1,18	1,07	0,99	0,96	0,99	1,08	1,22	1,38	1,49	1,47
40	1,4	1,3	1,18	1,05	0,96	0,93	0,96	1,06	1,22	1,4	1,52	1,5
45	1,42	1,3	1,16	1,03	0,93	0,89	0,93	1,04	1,21	1,41	1,55	1,52
50	1,42	1,3	1,14	0,99	0,88	0,84	0,88	1,01	1,19	1,41	1,56	1,54
55	1,42	1,28	1,12	0,95	0,83	0,79	0,84	0,97	1,17	1,41	1,57	1,54
60	1,41	1,26	1,08	0,91	0,78	0,73	0,78	0,92	1,14	1,39	1,56	1,54
65	1,39	1,23	1,04	0,85	0,72	0,67	0,72	0,87	1,09	1,36	1,54	1,53
70	1,36	1,19	0,99	0,8	0,66	0,61	0,66	0,81	1,04	1,32	1,52	1,5
75	1,32	1,15	0,94	0,73	0,59	0,54	0,59	0,74	0,99	1,28	1,48	1,47
80	1,28	1,1	0,88	0,67	0,52	0,46	0,52	0,67	0,93	1,23	1,44	1,43
85	1,23	1,04	0,82	0,6	0,44	0,39	0,44	0,6	0,86	1,16	1,38	1,38
90	1,17	0,98	0,74	0,52	0,36	0,31	0,36	0,52	0,78	1,09	1,32	1,32

Fig.36- Factores de corrección k por inclinación para latitud de 41°. Se han marcado los aplicables para inclinaciones del captador de 35° (óptima) y 50° (adoptada).

En la tabla de la figura siguiente se muestran los resultados obtenidos, donde:

Hh: Energía solar incidente sobre superficie horizontal.

k(50°): Factores de corrección para 50° de inclinación (según tabla de la figura anterior).

H(50°): Energía solar incidente sobre superficie inclinada 50° con respecto a la horizontal.

$$H(50^\circ) = Hh \cdot k(50^\circ)$$

k(35°): Factores de corrección para 35° de inclinación (según tabla de la figura anterior).

$H(35^\circ)$: Energía solar incidente sobre superficie inclinada 35° con respecto a la horizontal.

$$H(35^\circ) = H_h \cdot k(35^\circ)$$

Diferencia: Diferencia entre la energía incidente sobre superficie inclinada a 50° con respecto a 35° . Se marcan en rojo los valores correspondientes a pérdidas, es decir, se capta menos energía con 50° de inclinación que con 35° .

Variación: Porcentajes de captación de energía para 50° de inclinación con respecto a 35° . En rojo se indican los valores de pérdidas y en negro los incrementos de captación con respecto al valor óptimo de 35° .

		Hh	k(50°)	H50°	k(35°)	H(35°)	Diferencia (50° vs 35°)	Pérdidas
Mes	Días	MJ/ (m2·día)		MJ/ (m2·mes)		MJ/ (m2·mes)	MJ/ (m2·mes)	(%)
Ene	31	7,0	1,42	308,1	1,38	299,5	8,7	2,9
Feb	28	10,2	1,3	371,3	1,29	368,4	2,9	0,8
Mar	31	15,6	1,14	551,3	1,18	570,6	-19,3	-3,4
Abr	30	18,2	0,99	540,5	1,07	584,2	-43,7	-7,5
May	31	21,9	0,88	597,4	0,99	672,1	-74,7	-11,1
Jun	30	25,2	0,84	635,0	0,96	725,8	-90,7	-12,5
Jul	31	27,0	0,88	736,6	0,99	828,6	-92,1	-11,1
Ago	31	23,3	1,01	729,5	1,08	780,1	-50,6	-6,5
Sep	30	18,1	1,19	646,2	1,22	662,5	-16,3	-2,5
Oct	31	12,5	1,41	546,4	1,38	534,8	11,6	2,2
Nov	30	7,8	1,56	365,0	1,49	348,7	16,4	4,7
Dic	31	6,3	1,54	300,8	1,47	287,1	13,7	4,8
Anual				6328,2		6662,3		-5

Fig.37.- Cálculo de las pérdidas de radiación incidente para captadores con 50° de inclinación con respecto a 35° de inclinación.

En la tabla anterior puede observarse que durante los meses fríos (caracterizados por una menor radiación solar) se incrementa la energía incidente a 50° de inclinación con respecto a 35° ; mientras que en los meses más cálidos, se produce un decremento. Dicho decremento no tiene excesiva importancia puesto que durante esos meses la energía incidente es considerablemente mayor. No obstante, globalmente se observa que las pérdidas anuales son de un 5% que, como puede comprobarse, coincide con el valor previamente estimado.

Debe tenerse también en cuenta que (I.D.A.E, 2009):

En casos cerca del límite y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \cdot \alpha^2] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

Donde:

α : Ángulo de azimut (en grados) definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del captador y el meridiano del lugar. Valores típicos son 0° para captadores orientados al Sur, -90° para captadores orientados al Este y $+90^\circ$ para captadores orientados al Oeste.

β : Ángulo de inclinación, definido como el ángulo que forma la superficie de los captadores con el plano horizontal (figura 4). Su valor es 0° para captadores horizontales y 90° para verticales.

Como $\beta = 50^\circ$, las pérdidas se estiman de la siguiente forma:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4}(50 - 35)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \cdot 19^2] = 1,99\%$$

La inclinación y orientación óptimas se corresponderían con unas pérdidas de radiación anuales del 0%, equivalentes a un porcentaje de captación del 100%, marcado en el diagrama circular anterior por el punto de color negro situado a 0° de azimut y 35° de inclinación para latitudes en torno a los 41° . Estos parámetros permiten una máxima captación de la energía solar incidente anual, lo que es idóneo para instalaciones fotovoltaicas de venta a red, puesto que permiten obtener unos ingresos económicos máximos, priorizando la captación en los meses de verano. No obstante, dicha estrategia no es adecuada para instalaciones solares térmicas en las que se pretende favorecer la captación en los meses más desfavorables, caracterizados por una menor radiación solar disponible y unas necesidades energéticas mayores, situación típica en los meses de invierno.

Aunque, al tratarse de una instalación para uso industrial, no es de obligada aplicación el documento DB-HE4 del Código Técnico de la Edificación, se considera recomendable aplicarlo en la medida de lo posible. Dicho documento establece unos

límites para las pérdidas por orientación e inclinación, de acuerdo con la tabla de la figura siguiente:

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
<i>Superposición de captadores</i>	20 %	15 %	30 %
<i>Integración arquitectónica de captadores</i>	40 %	20 %	50 %

Fig.38.- Pérdidas límite (Ministerio de Fomento, 2017)

Dado que los captadores se instalarán sobre una estructura soporte, el caso aplicable es el “general”, siendo las pérdidas límite admitidas de un 10%. Se verifica por lo tanto que las pérdidas en la instalación (1,99%) son mucho menores de las máximas permitidas.

2.2.3.6.- Pérdidas por sombras

En el entorno cercano al edificio de la bodega no se observan obstáculos que puedan proyectar sombra sobre el campo de captadores situado en la cubierta. Por lo tanto, se usa un factor corrector igual a 1:

$$f_{\text{sombras}} = 1,000$$

2.2.3.7.- Energía solar disponible

Aplicando los factores correctores anteriores a la energía incidente sobre superficie horizontal, se obtiene la energía solar disponible efectivamente en el entorno de los captadores. El proceso de cálculo para su determinación se muestra en la tabla siguiente:

Mes	H MJ/(m ² ·día)	f _{at}	Factor k	f _{umbral}	f _{or}	f _{sombras}	E _d MJ/(m ² ·día)
ENE	7,0	1	1,42	0,94	1	1,000	9,34
FEB	10,2	1	1,30	0,94	1	1,000	12,46
MAR	15,6	1	1,14	0,94	1	1,000	16,72
ABR	18,2	1	0,99	0,94	1	1,000	16,94
MAY	21,9	1	0,88	0,94	1	1,000	18,12
JUN	25,2	1	0,84	0,94	1	1,000	19,90
JUL	27,0	1	0,88	0,94	1	1,000	22,33
AGO	23,3	1	1,01	0,94	1	1,000	22,12
SEP	18,1	1	1,19	0,94	1	1,000	20,25
OCT	12,5	1	1,41	0,94	1	1,000	16,57
NOV	7,8	1	1,56	0,94	1	1,000	11,44
DIC	6,3	1	1,54	0,94	1	1,000	9,12

Fig.39- Cálculo de la energía solar disponible por m² de superficie inclinada, con los factores correctores aplicados.

Donde:

H: Energía solar incidente sobre superficie horizontal, en MJ/(m²·día).

f_{at}: Factor corrector por limpieza atmosférica.

Factor k: Factor de corrección por inclinación (del captador).

Factor umbral: f_{umb} = 0,94

f_{or}: Factor de pérdidas por orientación (azimut del captador).

f_{sombras}: Factor de pérdidas por sombras incidentes sobre el campo de captadores.

E_d: Energía solar disponible, en MJ/(m²·día):

$$E_d = H \cdot f_{at} \cdot k \cdot f_{umb} \cdot f_{or} \cdot f_{sombras}$$

2.2.4.- RENDIMIENTO DEL CAPTADOR

Para obtener el rendimiento del captador en las condiciones de funcionamiento la instalación objeto de estudio basta con utilizar la ecuación de rendimiento del modelo de captador que se utiliza, tal y como se ha comentado anteriormente:

$$\eta = 0,778 - 0,91 (t_m - t_a)/l - 0,0100 \cdot (t_m - t_a)^2/l$$

2.2.4.1. Temperatura media del absorbedor, t_m

Como temperatura del absorbedor (t_m) se toma la temperatura de preparación del agua caliente que, para esta instalación, es de 85°C.

2.2.4.2. Temperatura ambiente, t_a

Se usan los valores de temperatura ambiental durante las horas del día, es decir, durante las horas que tarda el Sol en realizar su trayectoria en el hemisferio celeste, desde al amanecer (orto) hasta el anochecer (ocaso).

Dichos valores de temperatura se han consultado previamente y se han mostrado en apartados anteriores.

2.2.4.3.- Horas de Sol, h.

El concepto “horas de Sol” debe de interpretarse como el tiempo que tarda el Sol en recorrer su trayectoria en el hemisferio celeste (y no como el tiempo de insolación). Se detallan en la tabla de la figura siguiente.

Latitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
45°N a 25°N	8	9	9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9	9	8	7,5
25°N a 25°S	8,75	9,25	9,5	9,25	9,75	8,5	8,75	9,25	9,5	9,25	8,75	8,5
25°S a 45°S	9,5	9,5	9,5	9	9	8	7,5	8	9	9	9,5	9,5

Fig.40.- Horas de sol en función de la latitud del lugar (Censolar, 1993).

Como puede verse en la tabla anterior, las horas de Sol dependen del mes del año y de la latitud del lugar. Para los cálculos que se van a efectuar en este documento, dado que la latitud del lugar (41° N) pertenece a la franja comprendida entre 25°N y 45°N, las horas de Sol que se utilizarán serán las marcadas en la figura anterior.

2.2.4.4.-Intensidad de radiación, I

La intensidad de radiación solar (en W/m²) se obtiene mediante la expresión siguiente:

$$I = E_d / h$$

Donde:

E_d : es la energía solar disponible (en Julios/m²), determinada en apartados anteriores.

h : son las horas de sol, expresadas en segundos (s).

En la tabla de la figura siguiente se muestran los datos utilizados y los resultados obtenidos:

Mes	E_d MJ/ (m ² -día)	Horas de Sol (h)	I (W/m ²)
ENE	9,34	8,0	324
FEB	12,46	9,0	385
MAR	16,72	9,0	516
ABR	16,94	9,5	495
MAY	18,12	9,5	530
JUN	19,90	9,5	582
JUL	22,33	9,5	653
AGO	22,12	9,5	647
SEP	20,25	9,0	625
OCT	16,57	9,0	511
NOV	11,44	8,0	397
DIC	9,12	7,5	338

Fig.41.- Tabla de cálculos para la obtención de la intensidad de radiación en la ubicación analizada (Cariñena).

2.2.4.5.- Cálculo del rendimiento del captador.

Para el cálculo del rendimiento del captador se utilizará la expresión expuesta anteriormente, pero aplicando unos factores correctores al primer sumando, correspondiente al coeficiente óptico declarado por el fabricante del captador. Dichos factores correctores son (Censolar, 1993):

Factor corrector por envejecimiento del captador:

$$fop1 = 0,97$$

Se debe a que el coeficiente óptico declarado por el fabricante del captador se ha determinado sometiendo a un captador nuevo a una serie de pruebas en laboratorio. Aplicando este factor, se reflejar el efecto del envejecimiento de la cubierta.

Factor corrector por ángulo de incidencia de los rayos del sol:

$$fop2 = 0,97$$

Con este factor se pretende reducir el coeficiente óptico debido a la pérdida de rendimiento a causa de que los rayos del Sol no inciden todo el tiempo perpendicularmente sobre la cubierta. Durante las pruebas a las que se someten los captadores, la energía incidente proviene de lámparas que emiten una intensidad de radiación prácticamente perpendicular a la cubierta.

Por lo tanto, la expresión de la ecuación de rendimiento de los captadores quedará de la siguiente forma:

$$\eta = 0,97 \cdot 0,97 \cdot 0,778 - 0,91 (tm - ta) / I - 0,0100 \cdot (tm - ta)^2 / I$$

En la figura siguiente se muestran los valores utilizados y los resultados obtenidos con la expresión anterior:

Mes	I (W/m ²)	tm (°C)	ta (°C)	factores		Rendimiento η (%)
				ópticos		
				fop1	fop2	
ENE	324	85	7,4	0,97	0,97	32,9%
FEB	385	85	7,0	0,97	0,97	38,9%
MAR	516	85	10,7	0,97	0,97	49,4%
ABR	495	85	14,1	0,97	0,97	50,0%
MAY	530	85	17,2	0,97	0,97	52,9%
JUN	582	85	21,8	0,97	0,97	56,5%
JUL	653	85	24,9	0,97	0,97	59,3%
AGO	647	85	25,4	0,97	0,97	59,3%
SEP	625	85	21,8	0,97	0,97	57,6%
OCT	511	85	17,8	0,97	0,97	52,4%
NOV	397	85	11,5	0,97	0,97	42,8%
DIC	338	85	8,4	0,97	0,97	35,2%

Fig.42.- Tabla de cálculos para la obtención del rendimiento del captador.

Como puede verse en la tabla de la figura anterior, los valores de rendimiento son aceptables a lo largo de todo el año, con un valor mínimo de 32,9% en Enero y un valor máximo de 59,3% en los meses de Julio y Agosto.

2.2.4.6.- ENERGÍA NETA CAPTADA

Una vez conocido el rendimiento del captador, la energía neta captada por la instalación solar, que logra “atraparse”, transportarse y almacenarse en el depósito acumulador puede valorarse mediante la expresión siguiente:

$$E_n = f_{gp} \cdot \eta \cdot E_d$$

Donde:

Energía neta captada, E_n : Energía solar que se logra captar, transportar y almacenar en el depósito, en MJ.

Factor global de pérdidas, f_{gp} : Puede adoptar tres valores (Censolar, 1993), en función de las características de la instalación que se vaya a ejecutar y de acuerdo con su comportamiento previsto ante las pérdidas energéticas.

$f_{gp} = 0,90$ para instalaciones bien aisladas térmicamente, con el depósito situado en un recinto interior y con desfases entre la captación de la energía y su consumo inferior a 24 horas.

$f_{gp} = 0,85$ para instalaciones con aislamiento térmico aceptable, con el depósito situado en un recinto interior y con desfases entre la captación de la energía y su consumo entre 24 y 48 horas.

$f_{gp} = 0,80$ para instalaciones aisladas deficientemente, con el depósito situado en el exterior y con desfases entre la captación de la energía y su consumo superior a 24 horas.

Rendimiento del captador, η : Determinado tal y como se detalla en apartados anteriores.

Energía solar disponible, E_d : Determinada tal y como se indica en apartados anteriores, en MJ.

Para la instalación objeto de este estudio, se estima un valor de $f_{gp}=0,90$, ya que el depósito acumulador se encuentra en el interior, tanto la instalación como el depósito cuentan con un buen aislamiento térmico y el desfase entre acumulación y consumo es inferior a 24 horas (producción durante el día y consumo desde las 6:30 a las 10:30 de la mañana).

Los valores correspondientes a las variables de entrada utilizadas y a los resultados obtenidos pueden verse en la siguiente tabla:

Mes	Factor global de pérdidas, fgp	Rendimiento del captador η (%)	E_d MJ/(m ² ·día)	En, energía neta por m ²	
				MJ/(m ² ·día)	MJ/(m ² ·mes)
ENE	0,90	32,9%	9,34	2,76	85,7
FEB	0,90	38,9%	12,46	4,37	122,3
MAR	0,90	49,4%	16,72	7,43	230,4
ABR	0,90	50,0%	16,94	7,63	228,8
MAY	0,90	52,9%	18,12	8,62	267,2
JUN	0,90	56,5%	19,90	10,11	303,3
JUL	0,90	59,3%	22,33	11,92	369,5
AGO	0,90	59,3%	22,12	11,81	366,1
SEP	0,90	57,6%	20,25	10,50	314,9
OCT	0,90	52,4%	16,57	7,81	242,3
NOV	0,90	42,8%	11,44	4,40	132,0
DIC	0,90	35,2%	9,12	2,89	89,5
Total anual:				2.752,1	

Fig.43.- Tabla de cálculos para la obtención de la energía neta captada.

2.2.5.- MÉTODO DE CÁLCULO

2.2.5.1- Elección del método de cálculo

Las reglamentaciones existentes en España referentes a instalaciones solares térmicas no obligan al uso de ningún método de dimensionado en concreto. Al respecto, la Asociación Solar de la Industria Térmica indica lo siguiente

Existe una amplia gama de métodos de cálculo cuyos datos de entrada, datos de salida, propiedades, bases de cálculo, aplicaciones, etc. son muy diferentes.

Mientras no haya un método de cálculo específico asociado a esta Guía, se pueden admitir como válidos los distintos métodos aceptados por el sector con las siguientes anotaciones:

- *contrastado por entidades públicas y privadas,*
- *difundido o sea utilizable por muchos,*
- *adaptable a las distintas configuraciones,*
- *posibilidad de seleccionar componentes.*

Los resultados obtenidos por distintos programas de cálculo no son, a priori, comparables. (ASIT, 2010).

De igual forma, el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía indica que:

De entre los diversos métodos de cálculo existentes, se deberán elegir aquellos que procedan de entidades de reconocida solvencia y estén suficientemente avalados por la experiencia práctica. (I.D.A.E, 2009)

2.2.5.2.-Descripción del método de cálculo utilizado

En consonancia con las recomendaciones anteriores, se decide aplicar el método desarrollado por CENSOLAR, Centro de Estudios de la Energía Solar, como entidad de reconocido prestigio, tal y como se indica en su web:

Reconocido por las instituciones y empresas del sector de la energía, fue el primer Centro de España autorizado por el Ministerio de Educación y Ciencia (O.M. de 26-3-1982) para impartir enseñanzas profesionales sobre energía solar, siendo hoy el primer Centro de Europa en esta modalidad. Asimismo, como Centro de Formación Profesional para el Empleo, está oficialmente acreditado para impartir los estudios para la obtención de los Certificados de Profesionalidad de Energía Solar (título oficial).

Es miembro, entre otras entidades, del European Sustainable Energy Education Forum (ESEEF) y de IASEE (International Association for Solar Energy Education).

Es entidad integrante de los Comités Técnicos de Normalización (AENOR) "Energía Solar Térmica" y "Sistemas de Energía Solar Fotovoltaica", y miembro de número de UNEF (Unión Española Fotovoltaica). (Censolar, 2018).

Este método, de forma resumida, consiste en:

- Determinar las necesidades energéticas anuales para producir el agua caliente, Q , en MJ/año.
- Determinar la energía neta captada anualmente por unidad de superficie captadora, E_n , en MJ/(m²·año).
- Elegir la contribución solar que se pretende alcanzar, C_s (en %). La contribución solar es el porcentaje de las necesidades energéticas que es cubierto por la instalación solar.

-Finalmente, estimar la superficie captadora S_c necesaria para alcanzar dicha contribución solar utilizando la siguiente expresión:

$$S_c = Q \cdot (C_s/100) / E_n$$

2.2.6.- SUPERFICIE CAPTADORA

2.2.6.1.- Elección de la contribución solar

Aunque la exigencia de contribución solar mínima del documento DB-HE4 del Código Técnico de la Edificación (Ministerio de Fomento, 2017) no sería aplicable a la instalación objeto de este estudio, debido a que el agua caliente producida tiene como destino un proceso industrial, se decide utilizarla como valor de referencia.

Para ello, en primer lugar se determina la demanda total de ACS (en litros/día):

Tal y como se ha indicado inicialmente, la demanda total de ACS es de unos 10.000 L/día (es decir dentro del rango 5000-10000 L/día).

A continuación, se identifica la zona climática a la que pertenece la ubicación de la instalación. En España, se distinguen 5 zonas climáticas, en función de la radiación solar global media diaria anual del emplazamiento, de acuerdo con la tabla siguiente:

Zona climática	MJ/m ²	kWh/m ²
I	$H < 13,7$	$H < 3,8$
II	$13,7 \leq H < 15,1$	$3,8 \leq H < 4,2$
III	$15,1 \leq H < 16,6$	$4,2 \leq H < 4,6$
IV	$16,6 \leq H < 18,0$	$4,6 \leq H < 5,0$
V	$H \geq 18,0$	$H \geq 5,0$

Fig.44.-Zonas climáticas en función de la radiación solar media diaria anual (Ministerio de Fomento, 2017).

De acuerdo con lo anterior, la ubicación considerada (Cariñena, Zaragoza), cuya radiación solar diaria anual obtenida previamente es de 16,1 MJ/m², pertenece a la zona climática III.

Finalmente, la contribución solar mínima se consulta en la tabla de la figura siguiente, en función de la demanda y de la zona climática:

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 – 5.000	30	30	40	50	60
5.000 – 10.000	30	40	50	60	70
> 10.000	30	50	60	70	70

Fig.45- Contribución solar mínima anual para ACS en % (Ministerio de Fomento, 2017).

Como puede verse, la contribución solar que debe aplicarse es:

$$C_s = 50\%$$

2.2.6.2.- Dimensionado del campo de captadores

Aplicando el criterio utilizado por el método de cálculo de CENSOLAR, puede obtenerse una primera estimación de la superficie captadora de la siguiente forma:

$$S_c = \text{Necesidades energéticas anuales} \times (C_s/100) / \text{Energía neta anual por unidad de superficie}$$

$$S_c = 1.121.720 \times (50/100) / 2752,1 = 203,8 \text{ m}^2$$

Dado que la superficie captadora de uno de los captadores del modelo seleccionado previamente (marca Lumelco, modelo Thermomax HP200-30 de 30 tubos) es:

$$S_u = 3,021 \text{ m}^2 \text{ (considerando la superficie de absorción)}$$

el número de captadores necesarios será:

$$N_c = S_c / S_u = 203,8 / 3,021 = 67,45 \text{ unidades}$$

Por lo tanto, se deben de instalar al menos, 68 captadores; no obstante, para facilitar una correcta distribución del campo de captadores, **se decide instalar 70 captadores**, en dos grupos de 35 captadores cada uno. En cada grupo habrá 5 filas de 7 captadores, todos ellos conectados en paralelo entre sí. Por tanto, la superficie captadora es:

$$\begin{aligned} \text{Superficie captadora total} &= [\text{Superficie captador}] \times [\text{N}^\circ \text{ de captadores}] = \\ &= 3,021 \times 70 = 211,47 \text{ m}^2 \end{aligned}$$

2.3.- CONTRIBUCIÓN SOLAR Y DÉFICIT ENERGÉTICO.

2.3.1.- CONTRIBUCIONES SOLARES MENSUALES Y ANUAL.

Una vez determinada la superficie captadora a instalar ($Sc=211,47 \text{ m}^2$), se calcula la energía solar neta total aportada por la instalación cada mes:

$$Ent = En \cdot Sc$$

Donde:

Ent: Energía neta mensual total, aportada por la instalación solar, en MJ/mes.

En: Energía neta mensual por m^2 de superficie captadora, en $\text{MJ}/(\text{m}^2 \cdot \text{mes})$, determinado en apartados anteriores.

Sc: Superficie captadora instalada.

En la tabla de la figura siguiente pueden verse los datos utilizados y los resultados obtenidos:

	Energía neta mensual, En	Superficie captadora, Sc	Energía neta total, Ent	
Mes	MJ/(m²·mes)	(m²)	MJ/(día)	MJ/(mes)
ENE	85,7	211,47	584,6	18.123,0
FEB	122,3	211,47	923,7	25.863,0
MAR	230,4	211,47	1.571,7	48.721,4
ABR	228,8	211,47	1.612,5	48.375,1
MAY	267,2	211,47	1.823,1	56.515,4
JUN	303,3	211,47	2.137,8	64.135,5
JUL	369,5	211,47	2.520,5	78.136,8
AGO	366,1	211,47	2.497,7	77.427,8
SEP	314,9	211,47	2.219,8	66.594,6
OCT	242,3	211,47	1.652,6	51.231,5
NOV	132,0	211,47	930,8	27.924,1
DIC	89,5	211,47	610,9	18.936,9
Anual	2.752,1			581.985,1

Fig.46.- Energía neta mensual aportada por la instalación solar.

A partir de los valores de la energía neta mensual total y de las necesidades energéticas mensuales, se determina la contribución solar mensual:

$$\text{Contribución solar teórica} = [\text{Energía neta mensual total} / \text{Necesidades energéticas}] \times$$

En el caso de que el valor de contribución solar mensual obtenido en el cálculo sea superior al 100%, es decir, que teóricamente la instalación captase más energía de la necesaria, se corregiría dicho valor reduciéndolo al 100%. Ello se debe a que la instalación dejará de funcionar (de captar energía) cuando la temperatura del depósito acumulador alcance el valor previsto, gracias a la actuación del termostato diferencial de la centralita de control.

Mes	Necesidades energéticas, Q (MJ/mes)	Energía neta total, Ent MJ/(mes)	Contribución solar	
			teórica	corregida
ENE	102.887	18.123,0	13%	13%
FEB	91.759	25.863,0	23%	23%
MAR	100.295	48.721,4	42%	42%
ABR	93.047	48.375,1	46%	46%
MAY	92.261	56.515,4	53%	53%
JUN	86.777	64.135,5	69%	69%
JUL	85.782	78.136,8	87%	87%
AGO	87.078	77.427,8	81%	81%
SEP	86.777	66.594,6	72%	72%
OCT	95.112	51.231,5	48%	48%
NOV	97.060	27.924,1	23%	23%
DIC	102.887	18.936,9	15%	15%
Anual	1.121.720	581.985	51.9	51.9

Fig.47.- Contribuciones solares mensuales y total anual, valores tanto reales y como corregidos, para 70 captadores.

Como puede observarse en la tabla de la figura anterior, en ningún mes del año, la contribución solar teórica es superior al 100%, por lo que no se detectan riesgos de sobrecalentamiento ni, por lo tanto, es necesario corregir los valores de contribución.

El valor de contribución solar anual corregida (que en este caso será igual al valor de contribución solar teórica) se puede determinar con la expresión siguiente:

Contribución solar anual = Energía neta total anual / Necesidades energéticas anuales

$$\text{Contribución solar anual} = 581.985 / 1.121.720 = 0,519 \quad (51.9\%)$$

Como puede verse, la contribución solar anual es superior a la establecida como criterio mínimo de cálculo (50%) de acuerdo con el Código Técnico de la Edificación, por lo tanto el dimensionado del campo de captadores (70 captadores, con una superficie total de 211,47 m²) se considera correcto.

2.3.2.- DÉFICIT ENERGÉTICO

A causa de que la energía aportada por la instalación solar es inferior a las necesidades energéticas (contribución solar anual inferior a 100%), existe un déficit energético que deberá ser cubierto por la instalación de energía convencional existente (caldera de gasoil).

Dicho déficit energético mensual y anual se puede calcular de la forma siguiente:

$$\text{Déficit energético} = \text{Necesidades energéticas} - \text{Energía solar neta total}$$

En la tabla de la figura siguiente se pueden ver los valores correspondientes:

Mes	Necesidades, Q	E. Solar neta total	Déficit energético
	MJ/(mes)	MJ/(mes)	MJ/(m ² ·mes)
ENE	102.887	18.123,0	84.763,5
FEB	91.759	25.863,0	65.896,3
MAR	100.295	48.721,4	51.573,5
ABR	93.047	48.375,1	44.671,7
MAY	92.261	56.515,4	35.745,6
JUN	86.777	64.135,5	22.641,3
JUL	85.782	78.136,8	7.645,2
AGO	87.078	77.427,8	9.650,0
SEP	86.777	66.594,6	20.182,2
OCT	95.112	51.231,5	43.880,2
NOV	97.060	27.924,1	69.135,5
DIC	102.887	18.936,9	83.949,6
Anual:	1.121.720	581.985	539.735

Fig.48.- Déficits energéticos mensuales y total anual con 70 captadores.

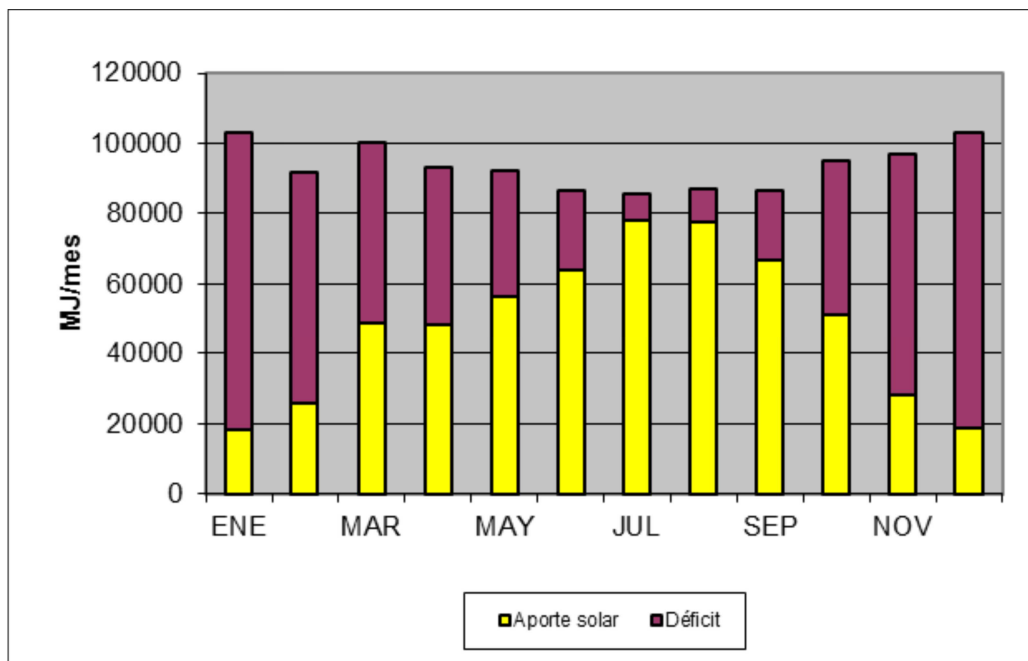


Fig.49.- Necesidades energéticas mensuales, aporte solar y déficit energético.

2.3.3.- RIESGO DE SOBRECALENTAMIENTO

Como puede verse en el apartado anterior, no hay ningún mes en el que la contribución solar sea superior al 100%. Por lo tanto, se concluye que **no hay ningún mes con riesgo de sobrecalentamiento** y, por lo tanto, no sería necesario adoptar medidas de protección adicionales al respecto.

De todas formas, recordar que el CTE recomienda tomar medidas contra el sobrecalentamiento únicamente si se dan las siguientes condiciones:

El dimensionado de la instalación se realizará teniendo en cuenta que en ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110% de la demanda energética y en no más de tres meses el 100% y a estos efectos no se tomarán en consideración aquellos periodos de tiempo en los cuales la demanda energética se sitúe un 50% por debajo de la media correspondiente al resto del año, tomándose medidas de protección. (Ministerio de Fomento (2017)).

Sin embargo, debido a que la instalación no tiene consumo durante los fines de semana y festivos, debe preverse un sistema para la disipación de la energía captada durante el día del viernes y del sábado u optar por cubrir la totalidad de los captadores

desde el final de la jornada laboral del viernes hasta el inicio de la jornada laboral del lunes.

Otra forma de eliminar los excedentes energéticos que puedan captarse durante el fin de semana es **instalar un disipador dinámico**, tipo aerotermo. Una forma sencilla de valorar la potencia de dicho disipador es asignando a cada captador una potencia equivalente a 0,7 kW/m² (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013). De esa forma, deberá seleccionarse un disipador cuya potencia sea superior a la determinada de esa forma:

$$70 \text{ captadores} \times 3,021 \text{ m}^2 \times 0,7 \text{ kW/m}^2 = 148,03 \text{ kW}$$

Se elige el modelo EAS6-3032.6 de la marca BTU (ver características en la tabla de la figura siguiente), con una potencia de disipación de 178 kW para una temperatura del fluido de 90°C, temperatura ambiente de 35°C y fluido caloportador con glicol al 30%. No se elige el modelo inferior (EAS6-3022.6) puesto que su potencia (140 kW) es menor a la necesaria (148.03 kW).

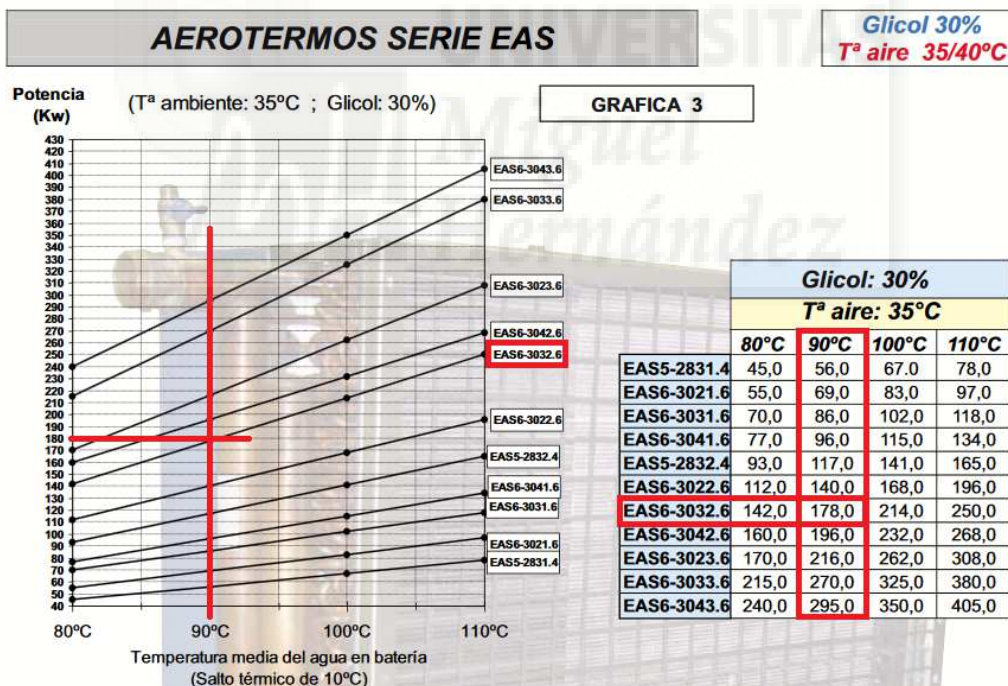


Fig.50.- Ficha de características técnicas de los aerotermos serie EAS, de la marca BTU (BTU, 2014).

2.4.- CAMPO DE CAPTADORES Y ESQUEMA DE PRINCIPIO

Los captadores se montarán en la zona plana de la cubierta de la nave de la bodega, alineados con la fachada lateral que linda con la carretera y que está ligeramente

desorientada con respecto al Sur, siendo por lo tanto el azimut de los captadores de unos 19° hacia el Este (con respecto al Sur).



Fig.51.- Fachada con orientación Sur-Este, donde puede verse la zona con cubierta plana donde se instalará el campo de captadores.

2.4.1.- ESQUEMA DEL CAMPO DE CAPTADORES.

La instalación requiere 70 captadores, por lo que se dispondrán en dos grupos de 35 captadores cada uno, conformando 5 filas de 7 captadores cada una, conectados todos ellos en paralelo con retorno invertido, tal y como puede verse en la figura siguiente:

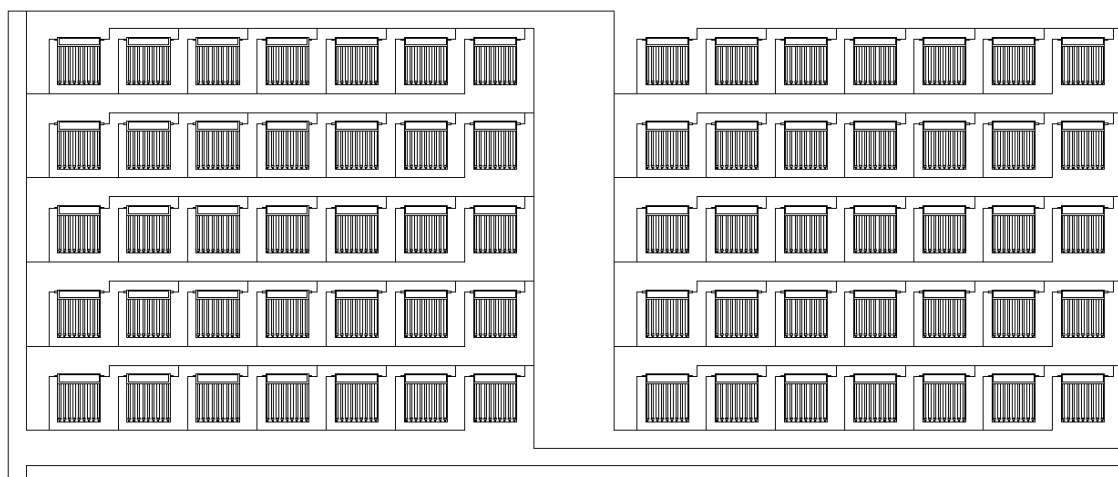


Fig.52.- Esquema del campo de 70 captadores subdivididos en dos grupos de 35 captadores cada uno.

En la figura que se adjunta a continuación puede verse el interconexión de los 35 captadores que conforman uno de los grupos del campo:

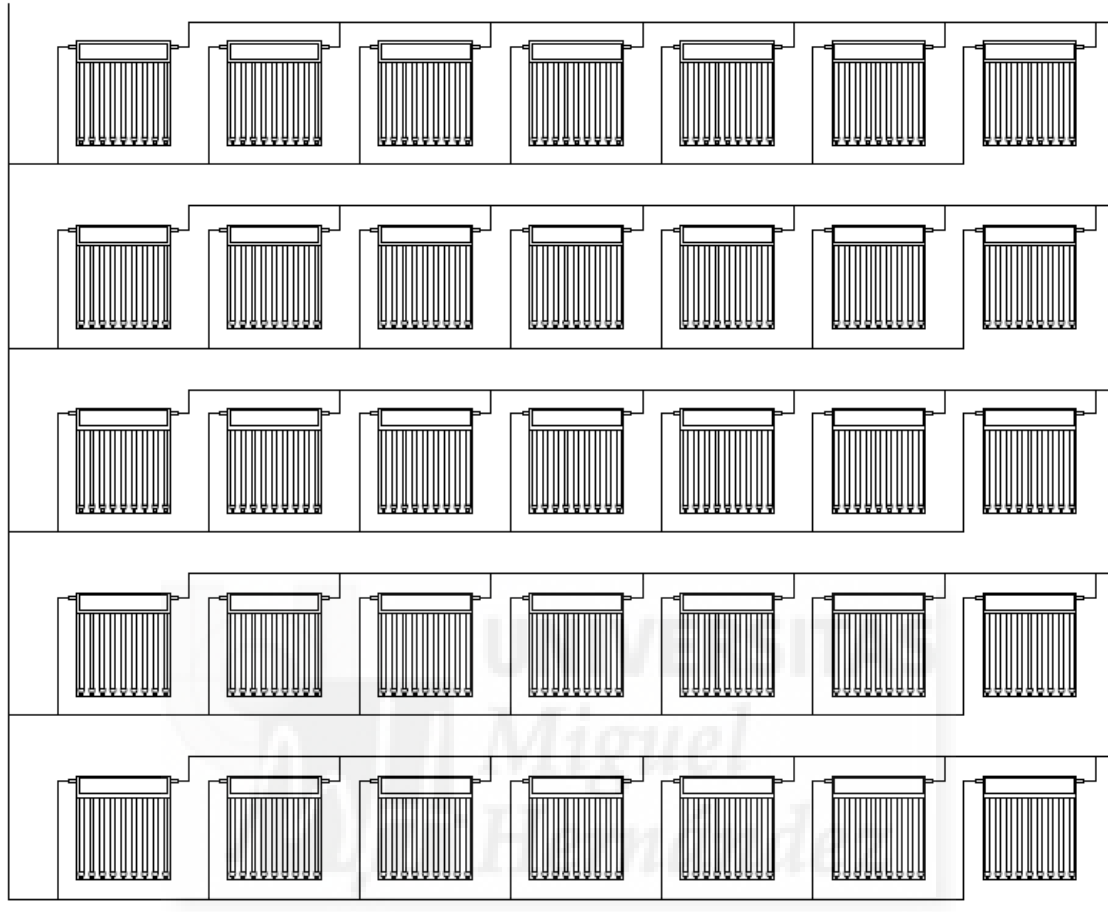


Fig.53.- Detalle del interconexión de los 35 captadores que conforman cada grupo.

2.4.2.- DISTANCIAS ENTRE FILAS.

Las filas del campo de captadores se situarán una detrás de la otra, a una distancia suficiente como para garantizar que no existe riesgo de que se proyecten sombras entre sí. Dicha distancia de separación se determina a continuación.

En primer lugar, se calcula la altura solar mínima anual a las 12:00 h del mediodía solar, que corresponderá al equinoccio de invierno (21 de diciembre). Dicha altura solar mínima (h_0) se puede determinar con la expresión siguiente (Censolar, 1993):

$$h_0 = (90^\circ - \text{latitud}) - 23.5^\circ = (90^\circ - 41^\circ) - 23.5^\circ = 25.5^\circ \approx 26^\circ$$

También puede consultarse en tablas de azimut y alturas solares, tal y como puede verse en la tabla de la figura siguiente:

Latitud: 41°

	Ene		Feb		Mar		Abr		May		Jun		Jul		Ago		Sep		Oct		Nov		Dic	
Hora	A	H	A	H	A	H	A	H	A	H	A	H	A	H	A	H	A	H	A	H	A	H	A	H
0	0	28	0	36	0	47	0	59	0	68	0	72	0	71	0	63	0	52	0	40	0	30	0	26
1	16	27	18	34	21	45	27	56	35	64	40	68	38	67	30	60	23	49	19	38	16	29	15	24
2	30	22	34	29	40	39	49	49	58	56	64	59	62	58	53	53	43	43	36	33	31	24	29	20
3	43	15	48	22	55	30	65	40	74	46	79	49	77	48	69	43	59	34	51	25	45	17	42	13
4	55	7	60	13	67	20	77	29	85	35	90	37	88	36	81	32	71	24	63	16	56	9	53	5
5	-	-	71	3	78	10	88	18	95	23	99	26	98	25	91	20	82	13	73	5	-	-	-	-
6	-	-	-	-	-	-	97	6	104	12	108	15	107	14	101	9	92	2	-	-	-	-	-	-
7	-	-	-	-	-	-	-	-	114	2	117	5	116	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fig.54- Tabla de azimuts solares y alturas solares para una latitud de 41°. (CENSOLAR, 1993)

En dicha tabla puede observarse que la altura solar H para el mediodía solar (hora solar 0) para el mes de diciembre es la mínima anual y toma el valor de 26°, similar al valor calculado anteriormente.

Seguidamente, para calcular la separación entre filas, se aplican las expresiones siguientes (ver figura siguiente):

$$z = b \cdot \sin(\beta)$$

$$d_1 = z / \tan(h_o)$$

$$d_2 = z / \tan(\beta)$$

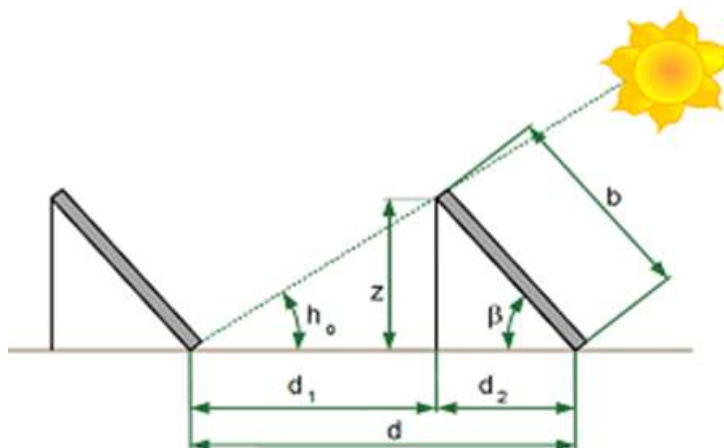


Fig.55.- Esquema para el cálculo de la distancia de separación entre filas sobre superficie plana.

De acuerdo con el catálogo del captador elegido, la altura del modelo HP200-30 es:

$$b = 2005 \text{ mm.}$$

		HP200 - 20	HP200 - 30
Dimensiones	Total (lxbxh) (mm)	2005 x 1418 x 97	2005 x 2127 x 97
	Superficie de absorción (m ²)	2,010	3,021
	Superficie de apertura (m ²)	2,157	3,229

Fig.56.- Dimensiones del captador modelo HP200-30. (LUMELCO, 2008).

β : inclinación del captador (en grados).

$$\beta = 50^\circ \quad (\text{definido en apartados anteriores})$$

h_o : altura solar mínima (en grados).

$$h_o = 26^\circ$$

De tal forma que la distancia entre filas será:

$$z = 2005 \cdot \sin(50^\circ) = 1536 \text{ mm}$$

$$d_1 = z / \tan(h_o) = 1536 / \tan(26^\circ) = 3149 \text{ mm}$$

$$d_2 = z / \tan(\beta) = 1536 / \tan(50^\circ) = 1289 \text{ mm}$$

$$d = d_1 + d_2 = 3149 + 1289 = 4438 \text{ mm}$$

Esta distancia garantiza que no se proyecten sombras entre filas, a las 12:00 h del mediodía solar del 21 de diciembre, pero pueden producirse sombras a otras horas, por lo que se recomienda ampliarla un 25% (Censolar, 1993):

$$d+25\% = 4438 \times 1,25 = 5548 \text{ mm}$$

Se decide tomar una **distancia entre filas de 5,5 m.**

2.4.3.- ESQUEMA DE PRINCIPIO.

El esquema de principio muestra la interrelación de los distintos componentes que forman parte de la instalación solar térmica. En el diseño de la instalación se ha pretendido aplicar los siguientes principios:

-Dar **prioridad a la energía solar** con respecto a la convencional. El agua contenida en el depósito será calentada por la instalación solar durante el día. Si la temperatura obtenida al final del día no alcanza el valor necesario para el proceso (80-90°C), la caldera de gasoil se pondrá en marcha durante la noche para incrementar la temperatura.

-**Integración óptima con la instalación convencional** existente. Se tiene previsto aprovechar el depósito existente para el almacenamiento de la energía solar. La caldera de gasoil se utiliza como sistema de energía auxiliar convencional.

En el esquema de principio se pueden diferenciar los siguiente **subsistemas**:

-Subsistema de **intercambio solar**: Formado por un intercambiador externo de placas, debido a la necesidad de disponer de una elevada potencia de intercambio térmico. Por lo tanto, en el esquema de principio se distinguen dos circuitos: primario y secundario

-Subsistema de **acumulación**: Se aprovecha el depósito existente para el almacenamiento del agua calentada con la energía solar.

-Subsistema de **apoyo**: La caldera de gasoil se utiliza como sistema de energía auxiliar convencional.

-Subsistema de **control**: Gestiona el funcionamiento correcto de la instalación mediante control diferencial (termostato diferencial).

En resumen, la instalación solar está formada por un circuito presurizado mediante vaso de expansión cerrado, la circulación del fluido se asegura mediante el uso de electrocirculadores, se trata de un sistema de transferencia indirecta (el calor transportado por el fluido caloportador del circuito primario se transfiere al agua de consumo mediante un intercambiador externo).

Dada la envergadura de la instalación, se tiene previsto montar dos electrocirculadores en paralelo en cada circuito, tanto en el primario como en el secundario. Una de ellas actuará de reserva para casos de avería; no obstante, el funcionamiento de ambas será alternante.

Siguiendo estos criterios, el esquema de principio adoptado es el que se muestra en la figura de la página siguiente:

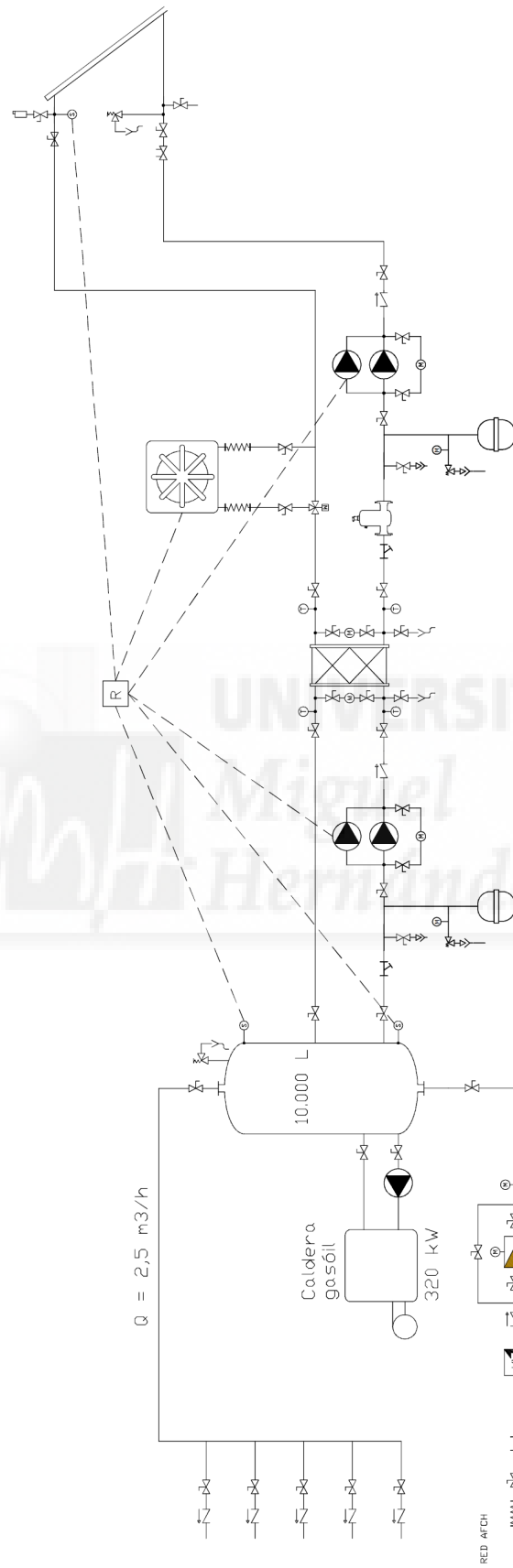


Fig.57.- Esquema de principio de la instalación solar.

2.5.- DIMENSIONADO DE CIRCUITOS HIDRÁULICOS.

De acuerdo con el esquema de principio previsto, se observa que existen dos circuitos diferenciados:

- El **circuito primario** está conformado por los tramos de tubería que unen el campo de captadores con el intercambiador de calor. Por este circuito circula un fluido caloportador compuesto, principalmente, por agua y anticongelante.
- El **circuito secundario** que une el intercambiador externo con el depósito de acumulación. Por este circuito circulará el agua que se utilizará en el proceso industrial.

2.5.1.- CIRCUITO PRIMARIO.

2.5.1.1- Fluido caloportador.

El fluido caloportador tiene como misión transportar la energía solar térmica desde el campo de captadores hasta el intercambiador de calor. Al respecto de sus características, en ediciones anteriores del documento DB-HE4 del CTE se indicaba:

El fluido portador se seleccionará de acuerdo con las especificaciones del fabricante de los captadores. Pueden utilizarse como fluidos en el circuito primario agua de la red, agua desmineralizada o agua con aditivos, según las características climatológicas del lugar de instalación y de la calidad del agua empleada. En caso de utilización de otros fluidos térmicos se incluirán en el proyecto su composición y su calor específico.

El fluido de trabajo tendrá un pH a 20°C entre 5 y 9, y un contenido en sales que se ajustará a los señalados en los puntos siguientes:

a) la salinidad del agua del circuito primario no excederá de 500 mg/l totales de sales solubles. En el caso de no disponer de este valor se tomará el de conductividad como variable limitante, no sobrepasando los 650 $\mu\text{S}/\text{cm}$;

b) el contenido en sales de calcio no excederá de 200 mg/l, expresados como contenido en carbonato cálcico;

c) el límite de dióxido de carbono libre contenido en el agua no excederá de 50. (Ministerio de Vivienda, 2006).

Para la instalación objeto de ese estudio se tiene previsto que el fluido caloportador sea **agua de red** (siempre que cumpla con los requisitos indicados anteriormente) **con anticongelante**, para evitar el riesgo de congelación durante los días más fríos del año, ya que la temperatura mínima histórica del lugar es de -22°C (bajo cero), tal y como se ha determinado previamente.

El anticongelante a utilizar es **propilenglicol**, ya que cumple con las siguientes especificaciones:

La instalación estará protegida, con un producto químico no tóxico cuyo calor específico no será inferior a 3 kJ/kg K, en 5 °C por debajo de la mínima histórica registrada con objeto de no producir daños en el circuito primario de captadores por heladas. Adicionalmente este producto químico mantendrá todas sus propiedades físicas y químicas dentro de los intervalos mínimo y máximo de temperatura permitida por todos los componentes y materiales de la instalación. (Ministerio de Vivienda, 2006).

Como la temperatura mínima histórica es de -22°C, la temperatura de protección contra heladas será:

$$-22^{\circ}\text{C} - 5^{\circ}\text{C} = -27^{\circ}\text{C}$$

La concentración de propilenglicol a utilizar en el fluido caloportador se determina en base a la gráfica de la figura siguiente, donde se observa que es necesaria una concentración de un 44% para una protección a -27°C:

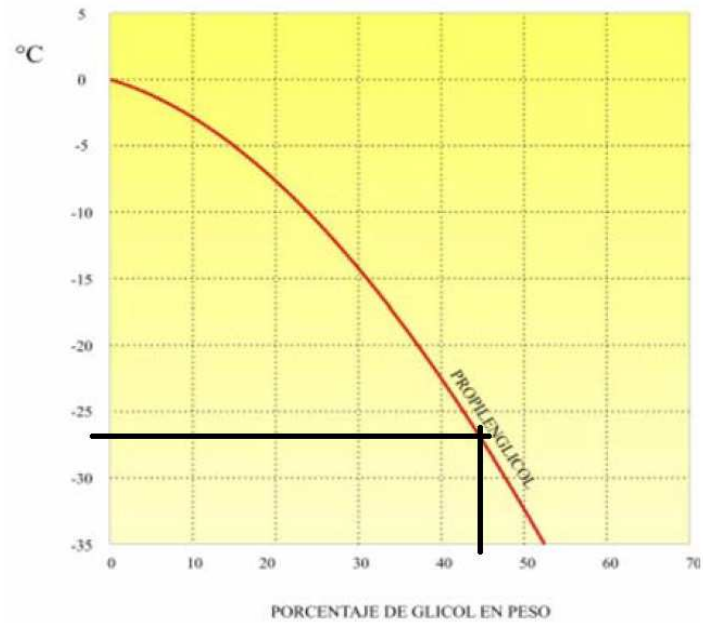


Fig.58.- Porcentaje de propilenglicol en peso en función de la temperatura de congelación (Chromagen España, 2018).

En las gráficas de las páginas siguientes se determinan las características del fluido caloportador formado por una disolución al 44% de propilenglicol en agua a una temperatura de acumulación de 85°C.

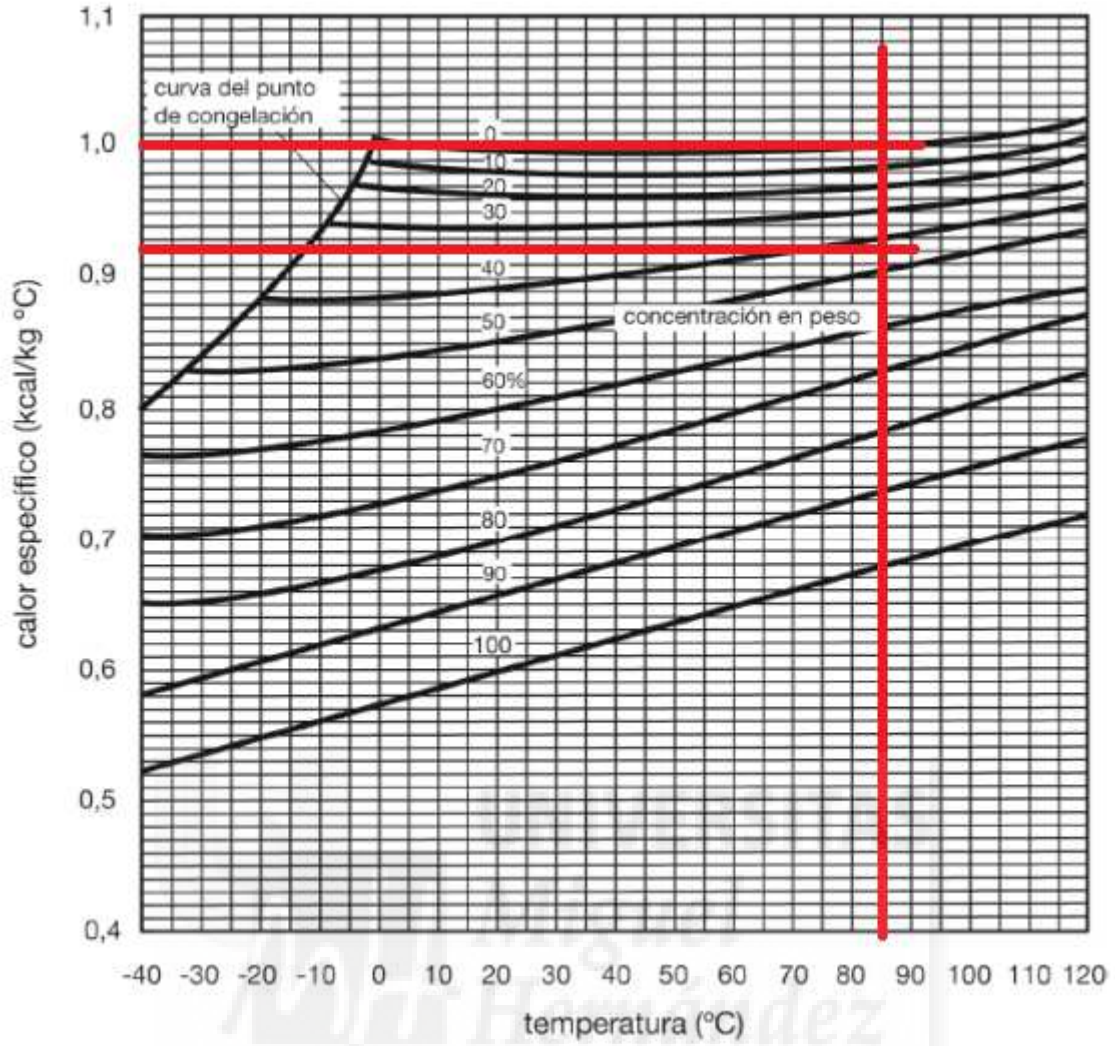


Fig.59.- Calor específico del propilenglicol en función de la temperatura y de la concentración.
(CENSOLAR, 1993).

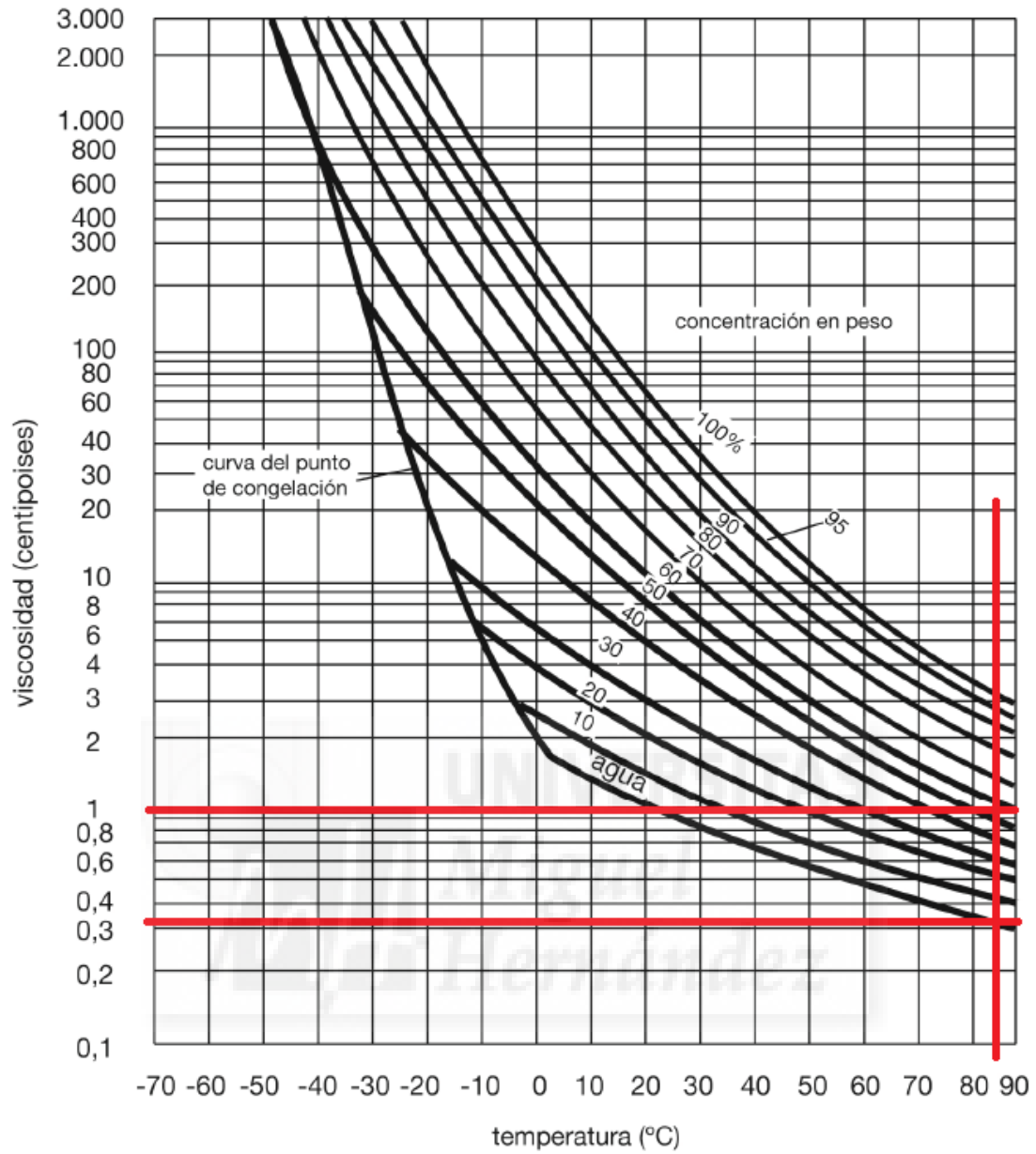


Fig.60- Viscosidad de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura y de la concentración.
(CENSOLAR, 1993)

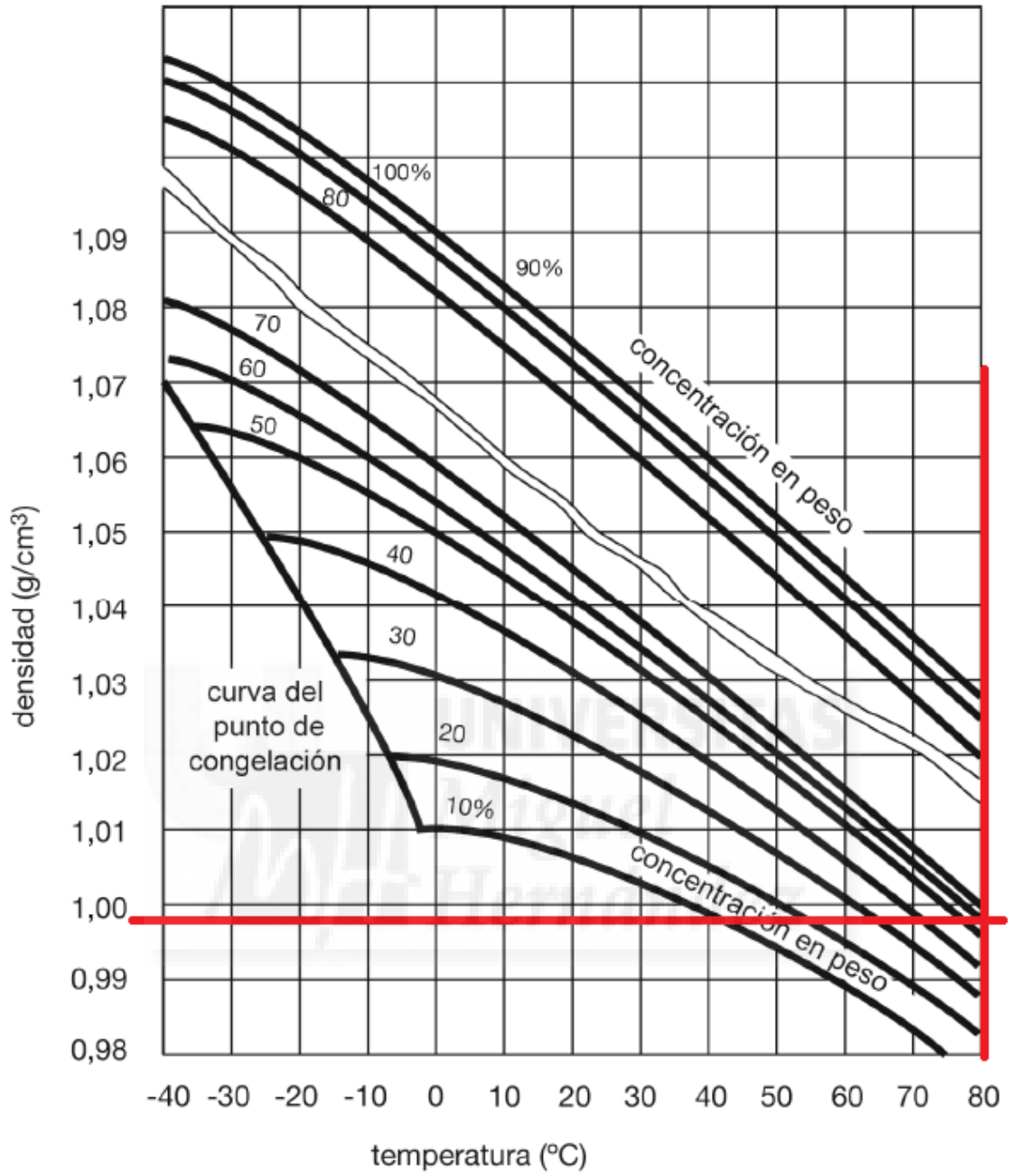


Fig.60.- Densidad de una disolución de propilenglicol, en función de la temperatura y de la concentración.
(CENSOLAR, 1993)

En resumen, las características del agua y del fluido caloportador utilizado (propilenglicol al 44%) a la temperatura de acumulación de 85°C se muestran en la tabla de la figura siguiente:.

	Agua	Propilenglicol al 44%
Calor específico, Ce, en Kcal/(kg·°C)	0,99	0,91
Viscosidad, en centipoises	0,32	1,00
Densidad, D, en kg/L	0,968	0,998

Fig.61.- Características del agua y de una disolución de propilenglicol en agua al 44% a la temperatura de acumulación de 85°C

2.5.1.2- Tipo de tuberías.

Debido a las altas temperaturas que se pueden dar en el circuito primario, en caso de estancamiento, se decide utilizar **tuberías de cobre**, aplicando el criterio indicado en el documento DB-HE4 del CTE:

En las tuberías del circuito primario podrán utilizarse como materiales el cobre y el acero inoxidable, con uniones roscadas, soldadas o embridadas y protección exterior con pintura anticorrosiva. (Ministerio de Fomento, 2008)

2.5.1.3- Criterios de cálculo.

Para el dimensionado del circuito del campo, se van a aplicar dos criterios de cálculo:

*Un criterio alternativo al de fijar la velocidad de cálculo consiste en fijar un valor para la pendiente hidráulica (valor de las **pérdidas por fricción** por unidad de longitud de tubería) que suele elegirse dentro del rango comprendido entre 30 y 40 mm.c.a./m (milímetros de columna de agua por cada metro de longitud de tubería), tanto para tuberías metálicas como para tuberías termoplásticas y multicapas.*

*En tuberías metálicas (tradicionalmente denominadas tuberías de “paredes rugosas”) la **velocidad de cálculo** estará comprendida en el intervalo 0,5 – 2,0 m/s, mientras que para tuberías de materiales termoplásticos y multicapas (tuberías de “paredes lisas”) el rango será 0,5 – 3,5 m/s. (Universidad Miguel Hernández, 2017-18).*

Dichos criterios son compatibles con los expuestos por CENSOLAR (1993):

-Pérdida de carga máxima por unidad de longitud:

máximo 40 mm.c.a/m

-Velocidad máxima del fluido:

máximo 1,5 m/s

El proceso de dimensionado es el siguiente:

a) Inicialmente se realiza una **primera estimación del diámetro** de la tubería, con la expresión siguiente (Censolar,1993), en función del caudal previsto:

$$d = j \cdot C^{0,35}$$

donde:

“d”, es el diámetro interior de la tubería, en cm;

“j” es un factor adimensional, de valor 2,2 para tuberías metálicas (o 2,4 para tuberías de plástico);

“C”, es el caudal, en m³/h.

b) A continuación, se determina la pérdida de carga por metro lineal de tubería (pendiente hidráulica), mediante las expresiones siguientes (García San José, 2000):

-Para tuberías de acero inoxidable:

$$\Delta H = 550 \cdot D \cdot Vc^{0,13} \cdot C^{1,87} / d^{5,01}$$

-Para tuberías de cobre (y plástico):

$$\Delta H = 467 \cdot D \cdot Vc^{0,25} \cdot C^{1,75} / d^{4,75}$$

Donde:

"ΔH" es la pérdida de carga, en mm.c.a/m;

“D” es la densidad del fluido (a la temperatura considerada), en kg/L;

“Vc” es la viscosidad cinemática (a la temperatura considerada) en cSt;

“C” es el caudal, en L/h;

“d”, es el diámetro interior de la tubería, en mm.

Si el valor obtenido para la pérdida de carga es superior a 40 mm.c.a/m (valor recomendado como máximo), se aumenta el diámetro de la tubería y se repite el cálculo.

Como en la expresión anterior intervienen tanto la viscosidad cinemática del fluido como su densidad, para el cálculo de las mismas a la temperatura de uso (en este caso 85°C) pueden utilizarse las ecuaciones siguientes (García San José, 2000):

$$D = 757,376 + 1,866 \cdot T - 3,5654 \cdot 10^{-3} \cdot T^2$$

$$V_c = (1,78 \cdot 10^{-2} - 0,948 \cdot 10^{-4} \cdot T + 1,284 \cdot 10^{-7} \cdot T^2) \cdot 10^6 / D$$

Siendo:

- “D”, la densidad del fluido (kg/m³);
- “T”, la temperatura absoluta del fluido (en K), donde T(K) = t(°C)+273;
- “V_c”, la viscosidad cinemática, en centistokes (cSt).

c) Y para finalizar, se determina la velocidad del fluido mediante la fórmula siguiente:

$$V = C/S$$

Donde:

“V”, es la velocidad del fluido, en m/s;

“C”, es el caudal, en m³/s;

“S”, es la sección de la tubería, en m², calculado a partir del diámetro “d” en metros ($S = \pi \cdot d^2 / 4$).

Si el valor obtenido para la velocidad es superior a 2 m/s (valor recomendado como máximo), se aumenta el diámetro de la tubería y se repite el cálculo.

2.5.1.4- Caudal del campo de captadores.

Uno de los datos de partida con los que se debe de contar para el dimensionado de los circuitos es el caudal Q1 recomendado por el fabricante para un captador. Se puede consultar en su ficha técnica (ver figura siguiente):

		HP200 - 20	HP200 - 30	
Fluido	Tipo de fluido	Propilenglicol	Propilenglicol	
	Volumen de fluido (litros)	1,2	1,7	
	Caudal recomendado (l/h)	Mín	120	180
		Máx	300	450

Fig.62- Condiciones del fluido recomendado para el captador modelo HP200-30. (LUMELCO, 2008).

Dado que los captadores se conectan todos en paralelo, se toma un caudal bajo dentro del rango permitido (entre 180 L/h y 450 L/h), evitando de esta forma un caudal muy elevado en el circuito primario:

$$C1 = 200 \text{ L/h}$$

Como existen cinco filas de captadores interconectadas en paralelo, con retorno invertido, y cada fila consta de 7 captadores conectados también entre sí en paralelo, el caudal de entrada a cada fila C_f es:

$$\begin{aligned} C_f &= (\text{n}^\circ \text{ captadores en cada fila}) \times (\text{caudal de un captador}) = \\ &= 7 \times C1 = 7 \times 200 = 1400 \text{ L/h} \end{aligned}$$

Mientras que el caudal de cada uno de los dos grupos de 35 captadores tendrá un caudal de:

$$C_g = (\text{n}^\circ \text{ filas}) \times (\text{caudal de una fila}) = 5 \times C_f = 5 \times 1400 = 7.000 \text{ L/h}$$

Y, finalmente, el caudal del campo de captadores completo (coincidente con el caudal del circuito primario), formado por 2 grupos en paralelo tendrá un caudal C_p que será:

$$\begin{aligned} C_p &= (\text{n}^\circ \text{ de grupos}) \times (\text{caudal de un grupo}) = \\ &= 2 \times C_g = 2 \times 7000 \text{ L/h} = 14.000 \text{ L/h} \end{aligned}$$

2.5.1.5- Dimensionado de las tuberías de una fila.

Cada captador tiene una tubería (V) de entrada y otra de salida, en disposición vertical, con una longitud de unos 1,54 m.

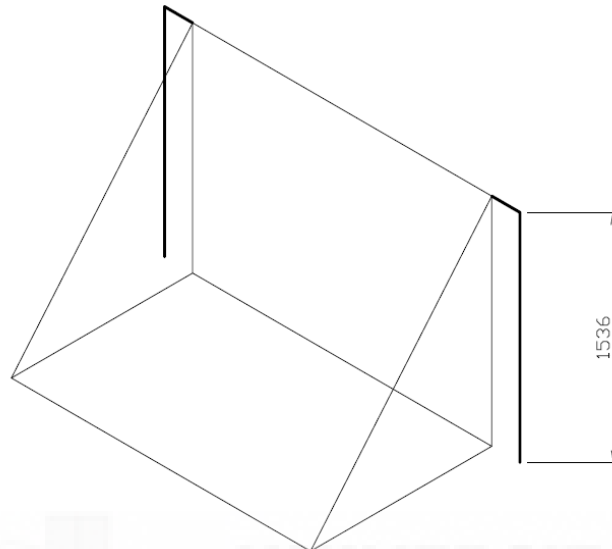


Fig.63- Detalle de conexiones verticales (V) de entrada y salida a un captador.

Además, los captadores de una misma fila están interconectados por tuberías horizontales (C), siendo su longitud de unos 2,53 m.

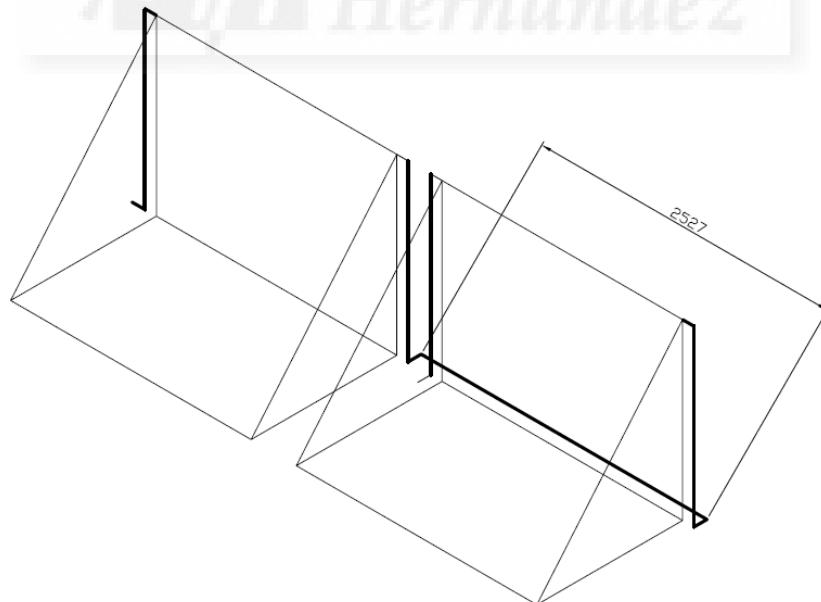


Fig.64.- Detalle de conexiones horizontales (C) entre dos captadores de una misma fila.

Para el dimensionado, se consideran los siguientes tramos en una fila:

Tramo V: Tubería vertical de entrada o salida individual de un captador.

Tramo F1: Tubería de entrada o salida de la fila.

Tramo C6: Tubería de alimentación o salida de 6 captadores.

Tramo C5: Tubería de alimentación o salida de 5 captadores.

Tramo C4: Tubería de alimentación o salida de 4 captadores.

Tramo C3: Tubería de alimentación o salida de 3 captadores.

Tramo C2: Tubería de alimentación o salida de 2 captadores.

Tramo C1: Tubería de alimentación o salida de 1 captador.

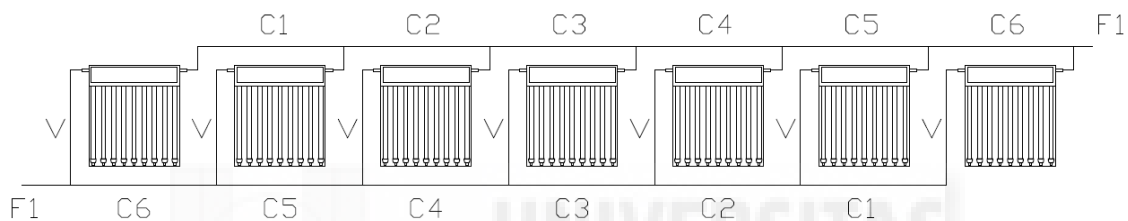


Fig.65.- Detalle de tramos en una fila de captadores.

Cada uno de estos tramos se considera distinto porque conduce un caudal diferente o tiene una longitud distinta:

Tramo	Caudal (L/h)	Longitud (m)
V	200	1,54
F1	1.400	5,50
C6	1.200	2,53
C5	1.000	2,53
C4	800	2,53
C3	600	2,53
C2	400	2,53
C1	200	2,53

Fig.66.- Caudal y longitud de los distintos tramos de una fila del campo de captadores.

A continuación, a modo de ejemplo, se detalla el proceso de cálculo seguido para el dimensionado de la tubería del tramo identificado como "F1" en los esquemas del campo que aparecen en las figuras anteriores:

a) Estimación inicial del diámetro de la tubería:

$$d = j \cdot C^{0,35} = 2,2 \times (1,40)^{0,35} = 2,47 \text{ cm} = 25 \text{ mm}$$

Se elige el diámetro comercial interior de 26 mm (correspondiente a un diámetro nominal DN28, de acuerdo con la tabla de la figura siguiente).

Espesor de pared nominal en mm	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,5	2,0	2,5	3,0
Diámetro exterior nominal en mm	Diámetro interior en mm											
6		4,8		4,4		4						
8		6,8		6,4		6						
10		8,8	8,6	8,4		8						
12		10,8	10,6	10,4		10						
14				12,4		12						
15			13,6	13,4		13						
16						14						
18				16,4		16						
22					20,2	20	19,8	19,6	19			
28					26,2	26		25,6	25			
35						33		32,6	32			
40						38						
42						40		39,6	39			
54						52		51,6	51	50		
64										60		
66,7								64,3		62,7		
76,1									73,1	72,1		
88,9										84,9		
108									105		103	

Fig.67- Tubos comerciales, norma UNE-EN 1057 (Centro Español del Cobre, 2018)

b) Cálculo de la pérdida de carga por metro lineal (pendiente hidráulica) para tubería de cobre:

$$\Delta H = 467 \cdot D \cdot Vc^{0,25} \cdot C^{1,75} / d^{4,75}$$

Cálculo de la densidad del fluido

$$D = 757,376 + 1,866 \cdot T - 3,5654 \cdot 10^{-3} \cdot T^2 =$$

$$= 757,376 + 1,866 \cdot (273 + 85) - 3,5654 \cdot 10^{-3} \cdot (273 + 85)^2 = 968 \text{ kg/m}^3 = 0,968 \text{ kg/L}$$

Viscosidad cinemática

$$V_c = [1,78 \cdot 10^{-2} - 0,948 \cdot 10^{-4} \cdot T + 1,284 \cdot 10^{-7} \cdot T^2] \cdot 10^6 / D =$$

$$= [1,78 \cdot 10^{-2} - 0,948 \cdot 10^{-4} \cdot (273+85) + 1,284 \cdot 10^{-7} \cdot (273+85)^2] \cdot 10^6 / 968 = 0,328 \text{ cSt}$$

Pérdida de carga

$$\Delta H = 467 \cdot D \cdot V_c^{0,25} \cdot C^{1,75} / d^{4,75} = 467 \cdot 0,968 \cdot 0,328^{0,25} \cdot 1400^{1,75} / 26^{4,75} = 20,8$$

mm.c.a/m

El valor obtenido para una temperatura de 85°C se encuentra dentro del margen recomendado (máx. 40 mm.c.a/m).

Si se intenta reducir el diámetro a 20 mm:

$$\Delta H = 467 \cdot D \cdot V_c^{0,25} \cdot C^{1,75} / d^{4,75} = 467 \cdot 0,968 \cdot 0,328^{0,25} \cdot 1400^{1,75} / 20^{4,75} = 72,4 > 40$$

mm.c.a/m

Por lo tanto, no es posible reducir el diámetro, puesto que las pérdidas de carga exceden el valor máximo fijado como criterio.

c) Y para finalizar, se determina la velocidad del fluido:

$$V = C/S = (1,40/3600) / (\pi \cdot (26/1000)^2 / 4) = 0,73 \text{ m/s}$$

El valor obtenido se encuentra en el margen recomendado (máx. 1,5 m/s). Como puede verse, también se encuentra en torno al valor recomendado de acuerdo con la gráfica de la figura siguiente:

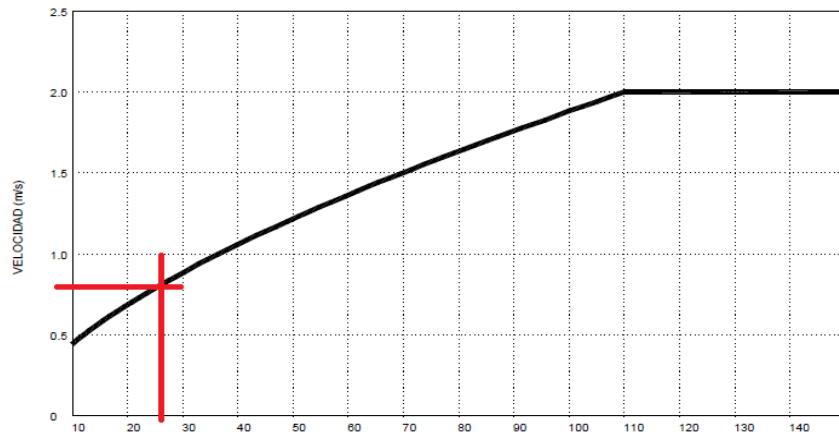


Fig.68- Velocidad de cálculo según el diámetro en tuberías metálicas. (Universidad Miguel Hernández, 2017-18)

En el ábaco de la figura siguiente puede comprobarse que los resultados obtenidos numéricamente coinciden prácticamente con los mostrados en él, para tubería de 26mm de diámetro:

$$\Delta H = 23 \text{ mm.c.a/m}$$

$$V = 0,73 \text{ m/s}$$

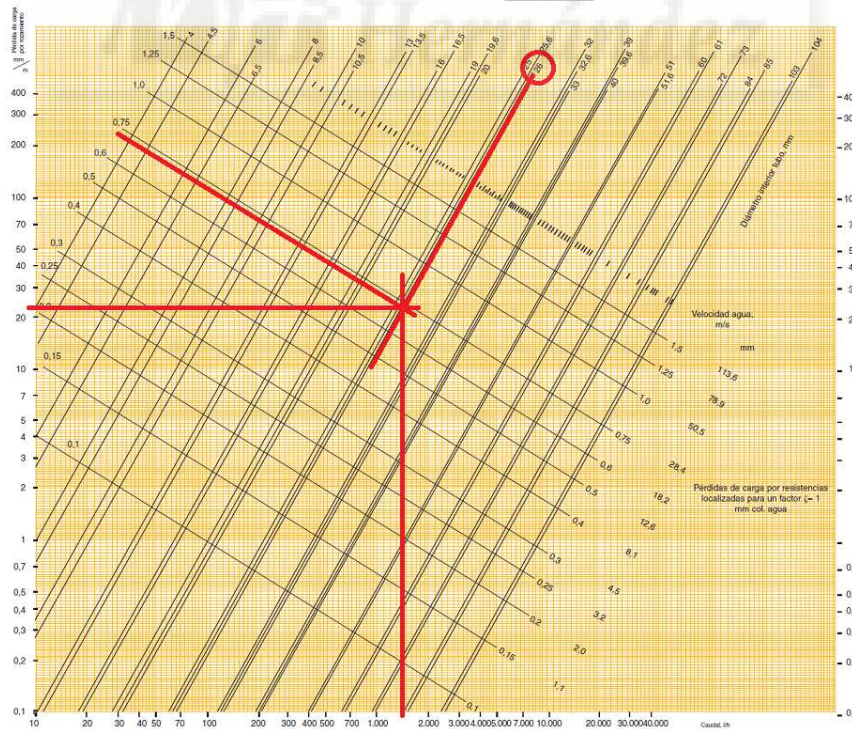


Fig.69.- Ábaco de pérdida de carga en tubería de cobre para agua a 45°C. (Centro Español de Información del Cobre (CEDIC), 2018)

Hay que tener en cuenta que los valores del gráfico son para una temperatura de 45°C, por lo que deben de ser corregidos para otras temperaturas con los factores indicados en la tabla de la figura siguiente:

FACTORES DE CORRECCIÓN PARA TEMPERATURAS MEDIAS DEL AGUA DISTINTAS DEL 45°C

Temperatura del agua °C	5	10	40	45	50	60	70	80	100	120
Factor de corrección	1,24	1,18	1,02	1,00	0,99	0,96	0,94	0,92	0,91	0,90

Fig.70.- Factores de corrección de las pérdidas de carga para temperaturas distintas de 45°C. (Centro Español de Información del Cobre (CEDIC), 2018).

Por lo tanto, para 85°C, el factor corrector sería 0,92 y la pérdida de carga a partir de la lectura realizada en el ábaco quedaría de:

$$\Delta H = (23 \text{ mm.c.a/m}) \times 0,92 = 21 \text{ mm.c.a/m}$$

De igual forma, se realizan los cálculos para el resto de tramos del campo de captadores, obteniendo los resultados de la tabla siguiente:

Tramo	Caudal (L/h)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdida carga (mm.c.a / ml)	Pérdida carga total (mm.c.a)	Volumen (L)
V	200	1,54	12	0,49	27	42	0,2
F1	1400	5,5	26	0,73	21	115	2,9
C6	1200	2,53	26	0,63	16	40	1,3
C5	1000	2,53	20	0,88	40	102	0,8
C4	800	2,53	20	0,71	27	69	0,8
C3	600	2,53	20	0,53	16	42	0,8
C2	400	2,53	16	0,55	23	59	0,5
C1	200	2,53	12	0,49	27	69	0,3

Fig.71.- Tabla resumen de dimensionado de tuberías de una fila.

Se observa que deberían utilizarse tuberías de 4 diámetros interiores diferentes. Para simplificar la instalación, se decide usar únicamente tuberías de 2 diámetros interiores distintos (26 y 20 mm), por lo que la tabla quedaría actualizada de la siguiente forma:

Tramo	Caudal (L/h)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdida carga (mm.c.a / ml)	Perdida carga total (mm.c.a)	Volumen (L)
V	200	1,54	20	0,18	2	4	0,5
F1	1400	5,5	26	0,73	21	115	2,9
C6	1200	2,53	26	0,63	16	40	1,3
C5	1000	2,53	26	0,52	12	29	1,3
C4	800	2,53	20	0,71	27	69	0,8
C3	600	2,53	20	0,53	16	42	0,8
C2	400	2,53	20	0,35	8	20	0,8
C1	200	2,53	20	0,18	2	6	0,8

Fig.72- Tabla resumen unificación de tuberías de una fila.

Los diámetros nominales serían, respectivamente, DN28 y DN22.

2.5.1.6- Dimensionado de las tuberías de un grupo.

En cada uno de los dos grupos en los que se ha dividido el campo, se consideran los siguientes tramos para proceder al dimensionado de los mismos:

Tramo G1: Tubería entrada/ salida del grupo (alimentación o salida de 5 filas).

Tramo F4: Tubería de alimentación o salida de 4 filas.

Tramo F3: Tubería de alimentación o salida de 3 filas.

Tramo F2: Tubería de alimentación o salida de 2 filas.

Tramo F1: Tubería de alimentación o salida de 1 fila.

Los caudales y longitudes de cada uno de estos tramos se indican en la tabla siguiente:

Tramo	Caudal (L/h)	Longitud (m)
G1	7000	20,00
F4	5600	5,50
F3	4200	5,50
F2	2800	5,50
F1	1400	5,50

Fig.73.- Caudal y longitud de los distintos tramos de un grupo del campo de captadores.

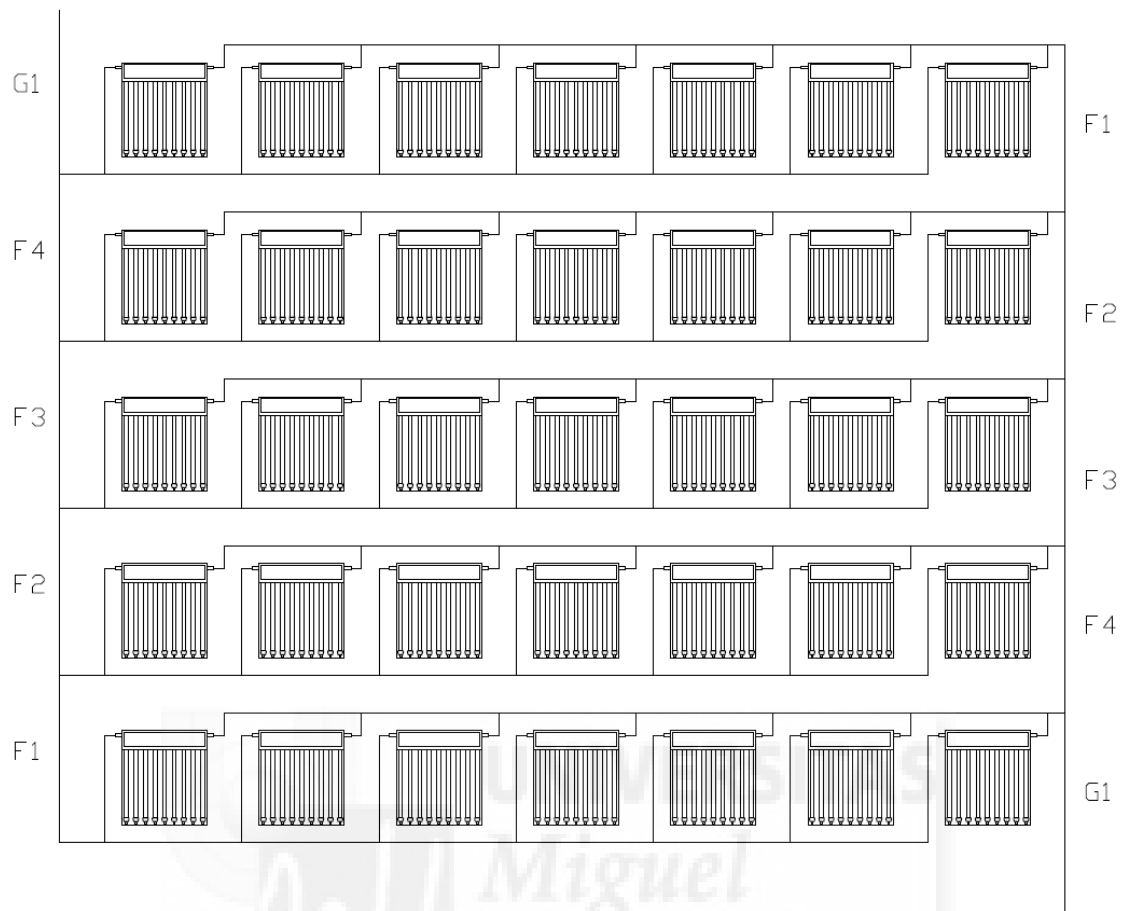


Fig.74- Detalle de tramos en un grupo de captadores.

Siguiendo el mismo proceso de cálculo y aplicando los mismos criterios que los especificados en el subapartado anterior, se obtienen los siguientes resultados:

Tramo	Caudal (L/h)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdida carga (mm.c.a / ml)	Perdida carga total (mm.c.a)	Volumen (L)
G1	7000	20,0	52	0,92	13	259	42,5
F4	5600	5,5	38	1,37	39	214	6,2
F3	4200	5,5	38	1,03	24	129	6,2
F2	2800	5,5	33	0,91	23	124	4,7
F1	1400	5,5	20	1,24	72	399	1,7

Fig.75- Tabla resumen de dimensionado de tuberías de un grupo.

Se unifican utilizando tuberías de diámetros interiores 52, 38 y 26 (DN54, DN40 y DN28, respectivamente), por lo que la tabla quedaría actualizada de la siguiente forma:

Tramo	Caudal (L/h)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdida carga (mm.c.a / ml)	Perdida carga total (mm.c.a)	Volumen (L)
G1	7000	20,0	52	0,92	13	259	42,5
F4	5600	5,5	38	1,37	39	214	6,2
F3	4200	5,5	38	1,03	24	129	6,2
F2	2800	5,5	38	0,69	12	64	6,2
F1	1400	5,5	26	0,73	21	115	2,9

Fig.76.- Tabla resumen unificación de tuberías de un grupo.

2.5.1.7- Dimensionado de la tubería general del circuito primario.

El caudal que debe transportar la tubería general del circuito primario es:

$$C = 14.000 \text{ L/h}$$

Su longitud se estima en unos 90 metros, formados por:

- Un tramo de ida de 40 metros, desde la sala de máquinas al campo de captadores.
- Un tramo de retorno de 50 metros, desde captadores hasta la sala de máquinas.

Los datos de cálculo y los resultados obtenidos se muestran en la tabla de la figura siguiente:

Tramo	Caudal (L/h)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdida carga (mm.c.a / ml)	Perdida carga total (mm.c.a)	Volumen (L)
P	14000	90,0	64,3	1,20	16	1430	292,2

Fig.77.- Tabla de dimensionado de tuberías del circuito primario.

La tubería seleccionada es DN66,7.

2.5.1.8- Pérdida de carga total del circuito primario.

Al utilizar un trazado con retorno invertido, que garantiza un equilibrado hidráulico natural, cualquier recorrido supone una pérdida de carga similar, por lo que únicamente se ha calculado una de las posibles alternativas, que se muestra en la figura siguiente:

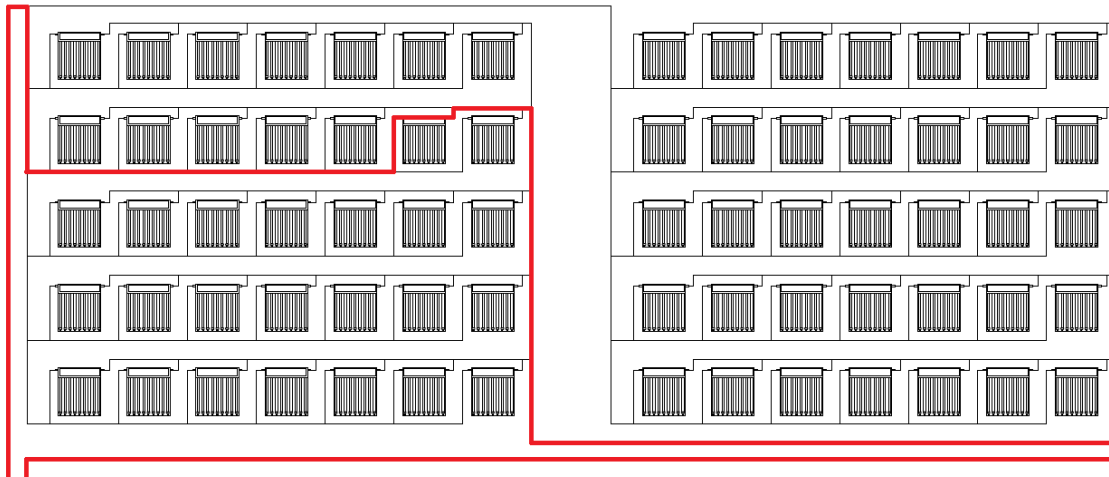


Fig.78.- Trazado del recorrido considerado para el cálculo de la pérdida de carga del circuito primario.

Al estar todos los captadores conectados en paralelo, únicamente debe considerarse la pérdida causada por uno de ellos, cuyo valor se consulta en la ficha técnica del modelo utilizado (ver tabla en la figura siguiente):

		HP200 - 20	HP200 - 30
Pérdida de carga (mbar)	60 l/h	1	2,5
	300 l/h	20	29

Fig.79.- Recorte de la ficha técnica del captador HP200-30 donde se indica la pérdida de carga (Lumelco, 2008).

Se calcula el valor de pérdida de carga para 200 L/h por interpolación, resultando:

$$\text{Pérdida de carga } \Delta H_{\text{CAP}} = 18 \text{ mbar} = 184 \text{ mm.c.a}$$

El proceso de cálculo seguido para obtener la pérdida de carga lineal se resume en la tabla de la figura siguiente:

Denominación	Tramo	Longitud	Pérdida carga	Pérdida total
		(m)	(mm.c.a /ml)	(mm.c.a)
Ida al campo	P	40	16	640
Alimentación a 1 grupo	G1	5,5	13	71,5
Alimentación a 4 filas	F4	5,5	39	214,5
Alimentación a 6 captadores	C6	2,53	16	40,48
Alimentación a 5 captadores	C5	2,53	12	30,36
Alimentación a 4 captadores	C4	2,53	27	68,31
Alimentación a 3 captadores	C3	2,53	16	40,48
Alimentación a 2 captadores	C2	2,53	8	20,24
Entrada vertical a captador	V	1,54	2	3,08
Captador	CAP			184
Salida vertical de captador	V	1,54	2	3,08
Salida de 6 captadores	C6	2,53	16	40,48
Salida de 2 filas	F2	5,5	12	66
Salida de 3 filas	F3	5,5	24	132
Salida de 4 filas	F4	5,5	39	214,5
Salida de 1 grupo	G1	20	13	260
Retorno del campo	P	50	16	800
Intercambiador de calor	INT			480
TOTAL				3309,01

Fig.80.- Cálculo de la pérdida de carga lineal del campo de captadores.

En la tabla anterior se ha incluido la pérdida de carga del intercambiador externo de placas del modelo cuya selección se justifica más adelante en este mismo documento.

Al valor obtenido de pérdida de carga total se debe sumar la pérdida de carga por singularidades. Al tratarse de un circuito primario con una longitud entre 50 y 100 m, se añade un 10% por pérdidas en singularidades (CENSOLAR, 1993)

$$\Delta H_{\text{PRIMARIO}} = 3309,01 \times 1,10 = 3640 \text{ mm.c.a}$$

También debe tenerse en cuenta que dicho valor de pérdida de carga se ha calculado para agua. Como el fluido caloportador es una disolución de propilenglicol en agua al 44% debe aplicarse un factor corrector Kc debido a la viscosidad del dicho fluido

Dicho factor Kc puede calcularse aplicando la expresión siguiente (Censolar, 1993):

$$Kc = ([\text{viscosidad disolución}] / [\text{viscosidad agua}])^{0,25}$$

$$Kc = (1,00 / 0,32)^{0,25} = 1,33$$

La pérdida de carga total del circuito de primario para fluido caloportador (disolución de propilenglicol en agua al 44%) y a 85°C es:

$$\Delta H_{\text{PRIMARIO}} = 3640 \times 1,33 = 4841 \text{ mm.c.a}$$

Este valor es menor de 7000 mmca, considerado como valor máximo recomendable para el circuito primario (Censolar, 1993), por lo que el dimensionado de las tuberías del circuito se considera válido.

2.5.2.- CIRCUITO SECUNDARIO.

En este circuito, el fluido es el propio agua de consumo. Su calor específico es superior al del fluido caloportador del circuito primario (disolución de propilenglicol en agua al 44%), tal y como se ha determinado previamente. Las características de ambos fluidos, que se han determinado previamente, se muestran en la tabla de la figura siguiente:

Circuito	Secundario	Primario
Fluido calopotador	Agua	Propilenglicol al 44%
Calor específico, Ce, en Kcal/(kg·°C)	0,99	0,91
Calor específico, Ce, en KJ/(kg·°C)	4,14	3,80
Viscosidad, en centipoises	0,32	1,00
Densidad, D, en kg/L	0,968	0,998

Fig.61.- Características del agua y de una disolución de propilenglicol en agua al 44% a la temperatura de acumulación de 85°C

Como el calor específico del primario (3,80 KJ/(kg·°C)) es inferior al del secundario (4,14 kJ/(kg·°C)), el caudal necesario en el secundario será inferior al del primario para facilitar una adecuada transferencia de calor en el intercambiador.

Por lo tanto, para calcular el caudal en este circuito se aplica la expresión siguiente (Censolar, 1993):

$$[\text{Caudal másico}]_{\text{Secundario}} [\text{Ce}]_{\text{Secundario}} = [\text{Caudal másico}]_{\text{Primario}} \cdot [\text{Ce}]_{\text{Primario}}$$

Para calcular el caudal másico del primario, se aplica la expresión siguiente:

$$\begin{aligned} [\text{Caudal másico}]_{\text{Primario}} &= [\text{Caudal volumétrico}]_{\text{Primario}} \cdot [\text{Densidad}]_{\text{Primario}} = \\ &= 14000 \text{ L/h} \times 0,998 = 13972 \text{ kg/h} \end{aligned}$$

Por lo tanto, el caudal másico del secundario debe ser:

$$[\text{Caudal másico}]_{\text{Secundario}} [\text{Ce}]_{\text{Secundario}} = [\text{Caudal másico}]_{\text{Primario}} \cdot [\text{Ce}]_{\text{Primario}}$$

$$[\text{Caudal másico}]_{\text{Secundario}} \times 4,14 = 13972 \times 3.80$$

$$[\text{Caudal másico}]_{\text{Secundario}} = 12825 \text{ kg/h}$$

Y el caudal volumétrico del secundario debe ser:

$$[\text{Caudal volumétrico}]_{\text{Secundario}} = [\text{Caudal másico}]_{\text{Secundario}} / [\text{Densidad}]_{\text{Secundario}} =$$

$$= 12825 \text{ kg/h} / 0,968 \text{ kg/L} = 13249 \text{ L/h}$$

Se considera que el trazado del secundario es relativamente corto, ya que todo el circuito se encuentra en la sala de máquinas. A efectos de este estudio, se estima que es de 15 m en total.

De nuevo el dimensionado de la tubería del circuito secundario (S) se realiza aplicando los mismos criterios que para el circuito primario, con los siguientes resultados:

Tramo	Caudal (L/h)	Longitud (m)	Diámetro (mm)	Velocidad (m/s)	Pérdida carga mm.c.a / ml	Perdida carga total mm.c.a.	Volumen (L)
S	13249	15,0	52	1,73	40	593	31,9

Fig.62.- Tabla de dimensionado de tuberías del circuito secundario.

El caudal circulante es igual en todo el circuito, por lo que se asume el uso de un único diámetro de tubería (DN54).

En los circuitos secundarios se estima que las pérdidas de carga por singularidades suponen un 90% del total, siendo las lineales debidas a las tuberías tan sólo de un 10% (Censolar, 1993).

Por lo tanto, las pérdidas de carga totales se estiman iguales a:

$$\Delta H_{\text{SECUNDARIO}} = 593 / 0,10 = 5930 \text{ mm.c.a}$$

Recordar que la corrección por temperatura (85°C) se ha considerado en el cálculo.

Se incrementa con la pérdida de carga del intercambiador en el secundario: 100 mm.c.a (tal y como podrá verse en el subapartado de selección del intercambiador):

$$\Delta H_{\text{SECUNDARIO}} = 5930 + 100 = 6030 \text{ mm.c.a}$$

Al igual que para el circuito primario, este valor es menor de 7000 mm.c.a, por lo que el dimensionado de las tuberías del circuito se considera válido.

2.6.- DIMENSIONADO DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES.

2.6.1.- DEPÓSITO ACUMULADOR

El depósito acumulador tiene como misión almacenar la energía captada por la instalación para ser utilizada en el momento en el que sea necesaria, ya que no existe coincidencia entre el momento de la captación y el momento del consumo de la misma. Dicha energía se almacena de forma térmica, mediante agua calentada a una determinada temperatura (85°C), compatible con la necesaria (en este caso, entre 80 y 90°C).

El sistema de energía convencional existente, dispone de un depósito de 10.000 litros, por lo que se va a usar este mismo depósito para almacenar la energía solar proporcionada por la instalación solar.

Tal y como se ha indicado al principio de este documento, las características técnicas del depósito disponible (modelo MXV 10000-RB, de la marca Lapesa) son las que pueden verse en la tabla de la figura siguiente:

CARACTERÍSTICAS GENERALES		MXV-7000-RB	MXV-8000-RB	MXV-10000-RB	MXV-12000-RB
Capacidad ACS	l.	7000	8000	10000	12000
D: Diámetro exterior	mm.	1750	1750	1750	1750
H: Altura total	mm.	3633	4058	4808	5808
kw: entrada agua red / vaciado	" GAS/M	3	3	3	3
ww: salida ACS	" GAS/M	3	3	3	3
z: recirculación ACS	" GAS/M	1 1/2	1 1/2	1 1/2	1 1/2
R: conexión lateral	" GAS/H	2	2	2	2
pc: conexión "lapesa correx-up"	" GAS/M	3/4	3/4	3/4	3/4
tm: conexión sensores	" GAS/H	1/2	1/2	1/2	1/2
Peso en vacío (aprox.)	Kg	677	757	887	1059
Boca de hombre lateral	DN	DN400	DN400	DN400	DN400
OPCIÓN SERPENTINES (superficie intercambio 10 m ²)		MXV-7000-SB	MXV-8000-SB	MXV-10000-SB	MXV-12000-SB
kv: entrada primario	" GAS/M	2	2	2	2
kr: retorno primario	" GAS/M	2	2	2	2
Peso en vacío (aprox.)	Kg	760	860	990	1162

Fig. 63.- Datos técnicos del depósito de 10.000 L, modelo MXV 10000.RB, marca Lapesa (Lapesa, 2018).

A continuación se va a verificar si el depósito disponible cumple con distintos criterios que se utilizan técnicamente para el dimensionado y selección del depósito acumulador de una instalación solar.

2.6.1.1.- Criterio en función de la temperatura de acumulación.

El volumen recomendado por m² de superficie captadora instalada y en función de la temperatura de acumulación viene dado en la tabla siguiente:

Criterio temperatura de acumulación	
t _{acum}	V/Sc
(°C)	(L/m ²)
30	85
40	75
45	70
50	65
60	50
70	40
85	30

Fig.64. Relación entre el volumen de acumulación y la superficie de captación en función de la temperatura de acumulación (Censolar, 1993).

La temperatura de acumulación prevista en la instalación es de 80-90°C, por lo que debe usarse la siguiente relación, correspondiente a 85°C:

$$V / Sc = 30 \text{ L/m}^2$$

Por lo tanto, el volumen recomendado para el depósito según este criterio es:

$$V1 = (30 \text{ L/m}^2) \times (211,47 \text{ m}^2)$$

$$\mathbf{V1 = 6344 \text{ litros}}$$

Como puede verse, el volumen obtenido (6.344 litros) es muy inferior al necesario (10.000 litros), tal vez debido a que este criterio se propone para instalación de producción de agua caliente sanitaria, y no para usos industriales.

2.6.1.2.- Criterio según la demanda diaria de agua caliente.

Es evidente que el volumen de agua caliente acumulado debe ser igual o superior a la demanda de agua caliente requerida para consumir en un día.

Tal y como se ha determinado inicialmente, dicha demanda es de 10.000 L/día, por lo que el volumen del depósito debería ser igual:

$$V2 = 10.000L$$

Puede verse que el depósito existente cumple con este criterio.

2.6.1.3.- Criterio según CTE (Código Técnico de la Edificación).

Aunque no es de obligado cumplimiento en instalaciones para usos industriales, el documento DB-HE4 del Código Técnico de la Edificación [Ministerio de Fomento, 2013) indica al respecto lo siguiente:

Para la aplicación de ACS, el área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la condición:

$$50 < V/A < 180$$

donde,

A: suma de las áreas de los captadores [m²];

V: volumen de la acumulación solar [litros].

Al aplicar dicho criterio, los volúmenes obtenidos son:

$$V_{3,\text{mín}} = 50 \text{ L/m}^2 \times 211,47 \text{ m}^2 = \mathbf{10.574 \text{ litros}}$$

$$V_{3,\text{máx}} = 180 \text{ L/m}^2 \times 211,47 \text{ m}^2 = \mathbf{38.065 \text{ litros}}$$

Por lo tanto, el depósito existente no cumpliría con dicho criterio, aunque por una diferencia muy reducida:

$$V / A = 10.000 \text{ litros} / 211,47 \text{ m}^2 = 47 < 50$$

2.6.1.4- Criterio según el desfase acumulación / consumo.

Este criterio establece una relación de volumen de acumulación con respecto a la superficie instalada en relación al desfase existente entre el momento en el que se

capta y se almacena la energía y el momento en el que se realiza el consumo de la misma, de la siguiente forma (Censolar, 1993):

Desfase nulo: El consumo del ACS prácticamente coincide con el momento en el que se produce.

$$35 < V / Sc < 50$$

Desfase menor a 24h: El tiempo transcurrido entre el momento de acumulación y el de consumo es inferior a un día.

$$60 < V / Sc < 90$$

Desfase entre 24h y 72h:

$$75 < V / Sc < 150$$

Como el momento de consumo previsto es a primeras horas de la mañana, al inicio de la jornada laboral, con una duración estimada de 4 horas, se considera que el desfase es menor a 24h, por lo que el volumen de acumulación sería:

$$V_4, \text{ mín} = 60 \text{ L/m}^2 \times 211,47 \text{ m}^2 = \mathbf{12.688 \text{ litros}}$$

$$V_4, \text{ máx} = 90 \text{ L/m}^2 \times 211,47 \text{ m}^2 = \mathbf{19.032 \text{ litros}}$$

Puede verse que no se cumple este criterio, sino el correspondiente a desfase nulo:

$$V_4, \text{ mín} = 35 \text{ L/m}^2 \times 211,47 \text{ m}^2 = \mathbf{7.401 \text{ litros}}$$

$$V_4, \text{ máx} = 50 \text{ L/m}^2 \times 211,47 \text{ m}^2 = \mathbf{10.574 \text{ litros}}$$

2.6.1.5.- Selección del modelo comercial de acumulador.

Vistos los resultados obtenidos con los distintos criterios aplicables, se decide utilizar el depósito disponible en la instalación convencional (modelo MXV 10000-RB, de la marca Lapesa), ya que cumple con el criterio de demanda diaria. Al no precisarse la adquisición de un nuevo depósito, supone un importante ahorro en la inversión necesaria para llevar a cabo la instalación.

Se trata de un **depósito sin intercambiador de calor interno**, por lo que se ha previsto un circuito secundario. Recordar que el circuito secundario es el que conecta el intercambiador de calor **externo** (tipo placas) con el depósito acumulador.

2.6.1.6.- Verificación de la forma del depósito.

Es recomendable que el depósito solar tenga una altura al menos igual al doble de su diámetro, para favorecer el efecto de estratificación del agua por temperatura (Censolar, 1993)

Altura depósito seleccionado: 4808 mm

Diámetro: 1750 mm

Relación altura / diámetro = $4808 / 1750 = 2,74$ (cumple el criterio indicado)

2.6.2.- INTERCAMBIADOR EXTERNO.

Para la selección del intercambiador externo, se aplica el criterio indicado a continuación (Ministerio de Fomento, 2006), respecto a la potencia mínima del mismo:

Para el caso de intercambiador independiente, la potencia mínima del intercambiador P , se determinará para las condiciones de trabajo en las horas centrales del día suponiendo una radiación solar de 1000 W/m^2 y un rendimiento de la conversión de energía solar a calor del 50 %, cumpliéndose la condición:

$$P \geq 500 \cdot A$$

siendo

P : potencia mínima del intercambiador, en W ;

A : el área de captadores, en m^2 .

Para la instalación objeto del presente estudio, sería:

$$P \geq 500 \times A = 500 \times 211,47 \text{ m}^2 = 105.735 \text{ W} = 106 \text{ kW} = 91.144 \text{ kcal/h}$$

No obstante, para obtener la "potencia recomendada" se considera lo siguiente (Censolar, 1993):

La potencia térmica a transferir expresada en kilovatios sea igual a los dos tercios de la superficie colectora expresada en metros.

Por ello, en el caso sometido a estudio:

$$P = 2/3 \cdot A = 2/3 \cdot 211,47 \text{ m}^2 = 141 \text{ kW} = 121.238 \text{ kcal/h}$$

Por otra parte, debe tenerse en cuenta también que el caudal circulante por el primario es de 14000 L/h.

Por lo tanto, se selecciona el **modelo TECMI-250 de 29 placas, marca Mecalia**, con las siguientes características (ver figura siguiente):

Potencia: 256 kW (>141 kW)

Caudal:

En circuito primario: 14.721 L/h (>14.000 L/h)

En circuito secundario: 6.293 L/h

Pérdidas de carga:

En circuito primario: 480 mm.c.a

En circuito secundario: 100 mm.c.a

Modelo/ Model	Nº de placas/ Nº of plates	Dimensiones/ Dimensions (mm)						Potencia/Power			Caudal / Flow(L/h)		Pérdida de carga/ Loss of load (m c a)		Peso/ Weight (kg)
		A	B	C	D	E	L	Lp	kW	kcal/h	Primario/ Primary	Secundario/ Secondary	Primario/ Primary	Secundario/ Secondary	
TECMI-250	21							71,4	170	146.200	9.776	4.179	0,39	0,08	100
TECMI-250	23							78,2	192	165.120	11.041	4.720	0,41	0,08	
TECMI-250	25							85,0	213	183.180	12.249	5.236	0,43	0,09	
TECMI-250	27							91,8	235	202.100	13.513	5.777	0,46	0,09	
TECMI-250	29							98,6	256	220.160	14.721	6.293	0,48	0,10	110
TECMI-250	31							105,4	274	235.640	15.756	6.736	0,49	0,10	
TECMI-250	33	773	310	603	124	2-1/2"	630	112,2	296	254.560	17.021	7.276	0,51	0,10	
TECMI-250	35							119,0	315	270.900	18.114	7.744	0,52	0,11	
TECMI-250	37							125,8	337	289.820	19.375	8.284	0,55	0,11	120
TECMI-250	39							132,6	365	313.900	20.989	8.973	0,59	0,12	
TECMI-250	41							139,4	386	331.960	22.197	9.489	0,61	0,12	
TECMI-250	43							146,2	410	352.600	23.577	10.079	0,65	0,13	
TECMI-250	45							153,0	433	372.380	24.899	10.644	0,68	0,13	

Fig.65.- Características técnicas de intercambiadores de placas, marca Mecalia (Mecalia, s.f.)

Como puede verse, el criterio determinante para su selección ha sido principalmente el caudal en el circuito primario.

2.6.3.- ELECTROCIRCULADORES

2.6.3.1.- Elección del electrocirculador del circuito primario.

Los datos a tener en cuenta para la selección del electrocirculador del primario son:

Caudal a impulsar, C_{PRIMARIO} : 14.000 L/h

Pérdida de carga a vencer, $\Delta H_{\text{PRIMARIO}}$: 4841 mm.c.a

Por lo tanto, se selecciona el **modelo Magna3 D 50-80 F de la marca Grundfos**.

Las gráficas con las curvas de funcionamiento de dicho modelo se muestran en la figura siguiente:

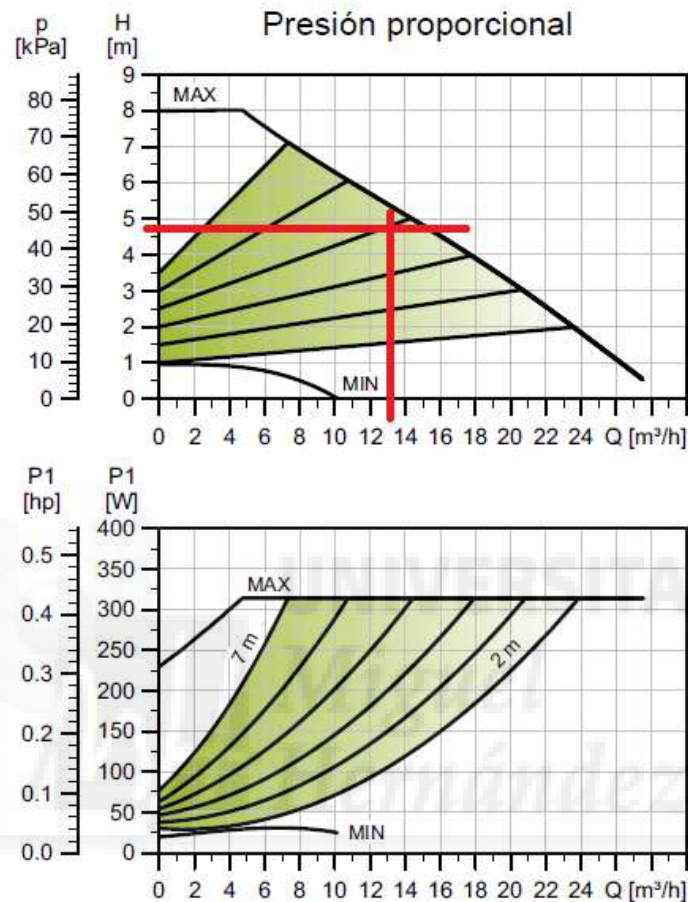


Fig.65.- Curvas de funcionamiento del electrocirculador del circuito primario, modelo Magna3 D 50-80 F de la marca Grundfos (Bombas Grundfos España, 2018)

En dichas gráficas se observa que el punto de funcionamiento para una pérdida de carga de 4,84 m.c.a proporciona un caudal de 13.000 L/h, que son $13.000 / 70$ captadores = 186 L /h por captador (valor ligeramente superior a los 180 L/h, recomendado mínimo para el captador).

Por lo tanto, la selección se considera correcta.

2.6.3.2.- Elección del electrocirculador del circuito secundario.

De igual forma que en el caso anterior, los datos a tener en cuenta son:

Caudal a impulsar, $C_{\text{SECUNDARIO}}$: 13.249 L/h

Pérdida de carga a vencer, $\Delta H_{\text{SECUNDARIO}}$: 6030 mm.c.a

Se selecciona el **modelo Magna3 D 40-100 F de la marca Grundfos**. En la siguiente figura, pueden verse sus curvas de funcionamiento:

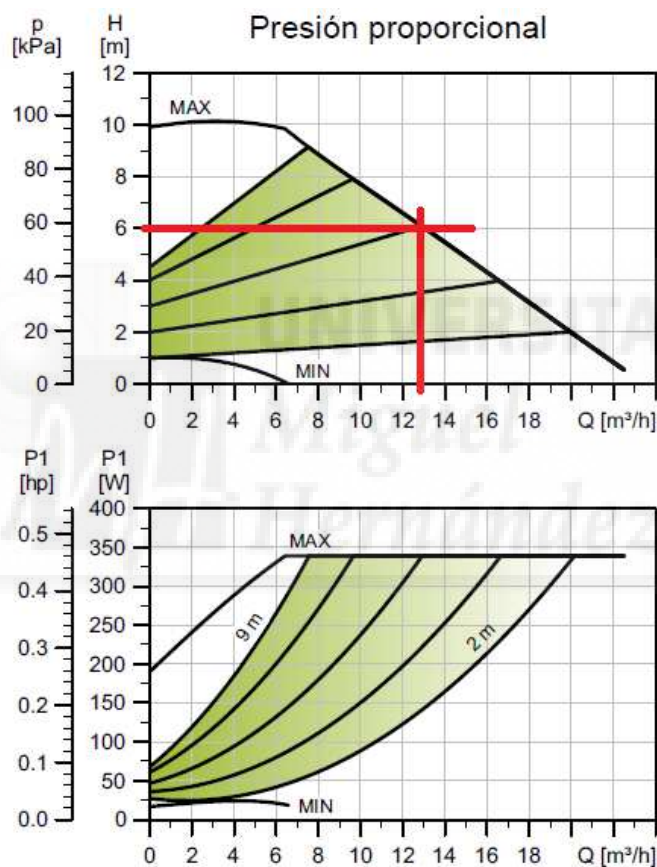


Fig.66- Curvas de funcionamiento del electrocirculador Grundfos, modelo Magna3 D (Bombas Grundfos España, 2018)

El caudal suministrado por el electrocirculador y que pasaría por cada captador sería:

$13000 \text{ L/h} / 70 \text{ captadores} = 185 \text{ L/h}$ (>180 L/h como mínimo recomendado).

El valor obtenido se encuentra dentro del rango recomendado (180-450 L/h) por el fabricante de los captadores, por lo que se considera adecuado.

2.6.4.- VASO DE EXPANSIÓN

2.6.4.1.- Elección del vaso de expansión del circuito primario.

De acuerdo con el documento DB-HE4 del CTE:

En cualquier caso, si existe la posibilidad de evaporación del fluido de transferencia de calor bajo condiciones de estancamiento, el dimensionado del vaso de expansión debe ser capaz de albergar el volumen del medio de transferencia de calor de todo el grupo de captadores completo incluyendo todas las tuberías de conexión de captadores más un 10%. (Ministerio de Fomento, 2017).

En este caso, dado que se utiliza un captador de tubo de vacío que opera para temperaturas de acumulación de 85°C, se considera que existe riesgo de formación de vapor en caso de estancamiento.

Para el cálculo del volumen del sistema de expansión, se aplica el procedimiento indicado por ASIT, 2010.

El volumen nominal del sistema de expansión VE_{NOM} será la suma del volumen útil VE_{UTI} ó volumen de líquido máximo que debe contener y el volumen de gas VE_{GAS} que debe contener; se puede calcular por la siguiente expresión:

$$VE_{NOM} = VE_{UTI} + VE_{GAS} = VE_{UTI} \times CP = (VE_{RES} + VE_{DIL} + VE_{VAP}) \times CP''$$

Se determinan a continuación cada una de las variables que intervienen en la expresión anterior:

- El coeficiente de presión CP es un factor que se calcula con la expresión siguiente (AENOR, 2004):

$$CP = P_{\text{máx}} / (P_{\text{máx}} - P_{\text{mín}}) \quad (\text{no inferior a } 2)$$

siendo:

P_{máx}: Presión absoluta máxima.

En esta instalación, se toma igual a la presión absoluta de tarado de la válvula de seguridad del circuito (se estima en 6 bar), más la presión atmosférica:

$$P_{\text{máx}} = 6 + 1 = 7 \text{ bar}$$

$P_{\text{mín}}$: Presión absoluta mínima.

En esta instalación, se considera que es igual a la presión de altura manométrica debida a la presión de la columna de líquido que soporta el vaso, según su posición en la instalación, más la presión atmosférica.

Dado que el campo de captadores se sitúa en cubierta y la sala de máquinas (donde se encuentra el vaso de expansión está a nivel de suelo), se estima que la altura manométrica es de unos 15 m. De forma que:

$$P_{\text{mín}} = 15 \text{ m.c.a} + 1 \text{ bar} = 1,5 \text{ bar} + 1 \text{ bar} = 2,5 \text{ bar}$$

Por lo tanto:

$$CP = P_{\text{máx}} / (P_{\text{máx}} - P_{\text{mín}}) = 7 / (7 - 2,5) = 1,6 < 2$$

Como su valor es inferior a 2, se toma **CP=2**

- En cuanto al volumen de reserva VE_{RES} , para su determinación se tiene en cuenta el **volumen total del circuito primario**, que será igual al volumen de fluido contenido en las tuberías del circuito más el volumen en los captadores:

$$\text{Volumen TOTAL primario} = (\text{Vol.Tuberías}) + (\text{Vol.Captadores})$$

- El valor del volumen contenido en tuberías [Vol.Tuberías] se determina a continuación en función de la capacidad de las tuberías del circuito primario (ver tabla en figura siguiente):

Ident. tramo	Cantidad tramos (uds)	Longitud tramo (m)	Diámetro (m)	Sección (m ²)	Volumen total (m ³ /m)	Volumen total (litros)
V	140	1,54	0,020	0,000314	0,06773	67,73
C6	20	2,53	0,026	0,000531	0,02687	26,87
C5	20	2,53	0,026	0,000531	0,02687	26,87
C4	20	2,53	0,020	0,000314	0,01590	15,90
C3	20	2,53	0,020	0,000314	0,01590	15,90
C2	20	2,53	0,020	0,000314	0,01590	15,90
C1	20	2,53	0,020	0,000314	0,01590	15,90
G1	2	20	0,052	0,002124	0,08495	84,95
F4	4	5,5	0,038	0,001134	0,02495	24,95
F3	4	5,5	0,038	0,001134	0,02495	24,95
F2	4	5,5	0,038	0,001134	0,02495	24,95
F1	4	5,5	0,026	0,000531	0,01168	11,68
P	1	90	0,064	0,003247	0,29225	292,25
					Total:	648,78

Fig.67- Cálculo del volumen de fluido contenido en las tuberías del circuito primario.

- En cuanto al volumen de todo el grupo de captadores, se determina a partir de la capacidad de un captador, multiplicado por el número de captadores instalados.

La capacidad de un captador se consulta en la ficha de características del modelo de captador elegido, que se muestra en la figura siguiente:

		HP200 - 20	HP200 - 30
Fluido	Tipo de fluido	Propilenglicol	Propilenglicol
	Volumen de fluido (litros)	1,2	1,7
	Caudal recomendado (l/h)	Mín	120
Máx		300	450

Fig.68- Recorte de la ficha técnica del captador HP200-30, donde se indica la capacidad del captador (Lumelco, 2008)

Por lo tanto:

Capacidad de un captador: 1,7 litros

Nº captadores: 70 unidades

Capacidad total de los captadores: 119,00 litros

Por lo que el volumen total del circuito primario es:

$$\text{Volumen TOTAL primario} = 649 + 119 = 768 \text{ litros}$$

El **volumen de reserva** VE_{RES} se toma igual al 3% del volumen total del primario, no debiendo ser inferior a 3 litros:

$$\begin{aligned} VE_{RES} &= 0,03 \times (\text{Volumen TOTAL primario}) = \\ &= 0,03 \times 768 = \mathbf{23 \text{ litros}} \end{aligned}$$

- El **volumen de dilatación** VE_{DIL} se determina con la expresión siguiente:

$$VE_{DIL} = c_{et} \times (\text{Volumen TOTAL primario})$$

Donde c_{et} es el coeficiente de expansión térmica del fluido caloportador, que se determina de acuerdo con la tabla de la figura que se adjunta a continuación:

Temperatura (°C)	e (glicol 0%)	e (glicol 20%)	e (glicol 40%)
10	0.0004	0.0064	0.0128
20	0.0018	0.0082	0.0146
30	0.0044	0.0108	0.0172
40	0.0078	0.0143	0.0207
50	0.0121	0.0185	0.0249
60	0.0171	0.0235	0.0299
70	0.0227	0.0292	0.0356
80	0.0290	0.0354	0.0418
90	0.0359	0.0423	0.0487
100	0.0434	0.0499	0.0563

Fig.69 - Coeficiente de expansión del fluido de disoluciones de glicol en agua según la temperatura de la instalación (Industrias Ibaiondo, s.f.)

$$c_{et} = 0,0487$$

Por lo tanto:

$$VE_{DIL} = 0,0487 \times (768) = \mathbf{37 \text{ litros}}$$

- En cuanto al **volumen de vapor** VE_{VAP} , se obtiene sumando el contenido líquido de los captadores y de la parte del circuito solar que está situado por encima de la parte más baja del campo de captadores más un 10%:

$$\text{Vol. Captadores} = 119 \text{ litros}$$

$$\text{Vol circuito por encima de la parte más baja del campo de captadores (140 tramos tubería tipo V)} = 68 \text{ litros}$$

$$VE_{VAP} = 1,1 \cdot X (119 + 68) = 189 \text{ litros}$$

Con todo lo anterior, se calcula el volumen nominal del vaso de expansión:

$$VE_{NOM} = (VE_{RES} + VE_{DIL} + VE_{VAP}) \times CP''$$

$$VE_{NOM} = (23 + 37 + 189) \times 2 = 498 \text{ litros}$$

Se elige el modelo comercial 500 SMR de 500 litros, marca IBAIONDO, apto para sistemas de energía solar, con anticongelante hasta 50% y hasta 100°C (puede verse su tabla de características en imagen adjunta a continuación):

Modelos con patas 10 bar (membrana recambiable)

Peso (Kg)	Código	Modelo	Capacidad (Lt)	Presión Máx. (bar)	Dimensiones		R Conexión agua
					Ø D (mm)	H (mm)	
49	03200070	220 SMR	200	10	485	1400	1 1/2"
60	03300070	350 SMR	300	10	485	1965	1 1/2"
90	03500070	500 SMR	500	10	600	2065	1 1/2"
158	03700070	700 SMR	700	10	700	2145	1 1/2"
274	03910070	1000 SMR	1000	10	800	2375	1 1/2"

Fig.70.- Datos técnicos del vaso de expansión para instalaciones solares, marca Ibaiondo (Industrias Ibaiondo, s.f.)

2.6.4.2.- Elección del vaso de expansión del circuito secundario.

Al existir previamente una instalación convencional para la producción del agua caliente, ésta dispone ya de su propio vaso de expansión, por lo que únicamente debe instalarse un vaso de expansión para el volumen de líquido correspondiente al circuito secundario.

En este caso, al no existir la posibilidad de alcanzar temperaturas excesivas en este circuito, no se tiene en cuenta la formación de vapor. El proceso de cálculo es similar al del subapartado anterior, pero sin tener en cuenta dicho parámetro:

$$VE_{NOM} = (VE_{RES} + VE_{DIL}) \times CP$$

- Coeficiente de presión CP:

$$CP = P_{m\acute{a}x} / (P_{m\acute{a}x} - P_{m\acute{i}n}) \quad (\text{no inferior a } 2)$$

siendo:

P_{máx}: Presión absoluta máxima.

En esta instalación, se toma igual a la presión absoluta de tarado de la válvula de seguridad del circuito (se estima en 6 bar), más la presión atmosférica:

$$P_{\text{máx}} = 6 + 1 = 7 \text{ bar}$$

$P_{\text{mín}}$: Presión absoluta mínima.

Se estima que la altura manométrica es de unos 5 m. De forma que:

$$P_{\text{mín}} = 5 \text{ m.c.a} + 1 \text{ bar} = 0,5 \text{ bar} + 1 \text{ bar} = 1,5 \text{ bar}$$

Por lo tanto:

$$CP = P_{\text{máx}} / (P_{\text{máx}} - P_{\text{mín}}) = 7 / (7 - 1,5) = 1,3 < 2$$

Como su valor es inferior a 2, se toma **CP=2**

- En cuanto al volumen de reserva VE_{RES} , como dato inicial es necesario conocer el **volumen total del circuito secundario**, que será igual al volumen de fluido contenido en las tuberías del circuito:

$$\text{Volumen TOTAL secundario} = \text{Vol.Tuberías}$$

- El valor del volumen contenido en tuberías [Vol.Tuberías] se determina a continuación en función de la capacidad de las tuberías del circuito primario:

Ident. tramo	Cantidad tramos (uds)	Longitud tramo (m)	Diámetro (m)	Sección (m ²)	Volumen total (m ³)	Volumen total (litros)
S	1	15	0,052	0,002124	0,03186	31,86
					Total:	31,8

Fig.71.- Tabla de cálculo del volumen de las tuberías del circuito secundario.

Por lo que el volumen total del secundario es:

$$\text{Volumen TOTAL secundario} = 32 \text{ litros}$$

El **volumen de reserva** VE_{RES} se toma igual al 3% del volumen total del primario, no debiendo ser inferior a 3 litros:

$$VE_{\text{RES}} = 0,03 \times (\text{Volumen TOTAL secundario}) = 0,03 \times 32 = 0.96 \text{ litros} < 3 \text{ litros}$$

Por lo tanto: **$VE_{\text{RES}} = 3 \text{ litros}$**

- El **volumen de dilatación** VE_{DIL} se determina con la expresión siguiente:

$$VE_{DIL} = c_{et} \times (\text{Volumen TOTAL secundario})$$

De igual forma que antes, c_{et} (coeficiente de expansión térmica del agua, como fluido caloportador del secundario) se determina de acuerdo con la tabla de la figura 69.

$$c_{et} = 0,0359$$

Por lo tanto:

$$VE_{DIL} = 0,0359 \times (32) = \mathbf{1,2 \text{ litros}}$$

Con todo lo anterior, se calcula el volumen nominal del vaso de expansión:

$$VE_{NOM} = (VE_{RES} + VE_{DIL}) \times CP$$

$$VE_{NOM} = (3 + 1,2) \times 2 = \mathbf{8,4 \text{ litros}}$$

Se elige un modelo comercial 11 CMR de 11 litros, marca IBAIONDO, apto para sistemas de agua caliente sanitaria y hasta 100°C:

Modelos sin patas 8 - 10 bar (membrana no recambiable)

Peso (Kg)	Código	Modelo	Capacidad (Lt)	Presión Máx. (bar)	Dimensiones		R Conexión agua
					Ø D (mm)	H (mm)	
0,8	01002012	2 CMR	2	10	110	245	3/4"
2	01005012	5 CMR	5	10	200	250	3/4"
2,5	01008012	8 CMR	8	10	200	340	3/4"
3,2	01011012	11 CMR	11	10	270	310	3/4"
4	01018012	18 CMR	18	10	270	415	3/4"
4,5	01025082	24 CMR	24	8	320	430	3/4"

Fig.72.- Datos técnicos de vasos de expansión para instalaciones de ACS, marca Ibaiondo (Industrias Ibaiondo, s.f.)

2.7.5.- OTROS COMPONENTES

2.7.5.1.- Aislamiento térmico de la red de tuberías.

De acuerdo con lo indicado en Instrucción Técnica IT 1.2.4.2.1 del Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), acerca del aislamiento térmico de redes de tuberías:

“Todas las tuberías y accesorios, así como equipos, aparatos y depósitos de las instalaciones térmicas dispondrán de un aislamiento térmico cuando contengan:

(...)

b) fluidos con temperatura mayor que 40 °C cuando estén instalados en locales no calefactados (...).” (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013).

Los espesores de aislamiento a utilizar se determinan de acuerdo con la tabla de la figura siguiente, según discurran por el interior o por el exterior del edificio:

Tabla 1.2.4.2.1: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el interior de edificios			
Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

Tabla 1.2.4.2.2: Espesores mínimos de aislamiento (mm) de tuberías y accesorios que transportan fluidos calientes que discurren por el exterior de edificios			
Diámetro exterior (mm)	Temperatura máxima del fluido (°C)		
	40...60	> 60...100	> 100...180
$D \leq 35$	35	35	40
$35 < D \leq 60$	40	40	50
$60 < D \leq 90$	40	40	50
$90 < D \leq 140$	40	50	60

Fig.73.- Espesores mínimos de aislamiento (Ministerio de Industria, Energía y Turismo, 2013).

Como en la instalación existen tuberías tanto con $D \leq 35$ mm como con $35 < D \leq 60$ mm y con $60 < D \leq 90$ mm, y que discurren tanto por el interior como por el exterior, siendo la temperatura del fluido de unos 85°C, se tomarán los espesores de aislamiento marcados, según el caso.

Tuberías que discurren por el interior del edificio: 25mm y 30 mm

Tuberías que discurren por el exterior del edificio: 35mm y 40 mm

2.7.5.2.- Sistema de control.

El control de la instalación solar se realiza mediante un regulador solar basado en:

-Temperatura diferencial, mediante una sonda en la salida del campo de captadores y otra en la parte baja del depósito acumulador.

En función de la diferencia de temperaturas de ambas sondas se pondrán en marcha o se pararán los electrocirculadores del circuito primario y del secundario, de acuerdo con el criterio expuesto en el documento DB-HE4 del CTE:

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 que 2 °C. (Ministerio de Fomento, 2008)

-Alarma por temperatura excesiva en el campo de captadores, mediante medida de temperatura con sonda en la salida del campo de captadores. Si excede de 120°C, se activa la válvula de 3 vías hacia el aerotermo disipador, que se pone en marcha, junto con el electrocirculador del primario.

-Alarma por temperatura excesiva en el depósito acumulador, mediante medida de temperatura con sonda en la parte superior del depósito. Si excede de 120°C, se activa el electrocirculador del secundario y la válvula de 3 vías hacia el aerotermo disipador, que se pone en marcha, junto con el electrocirculador del primario.

2.7.5.3.- Sistema antilegionela

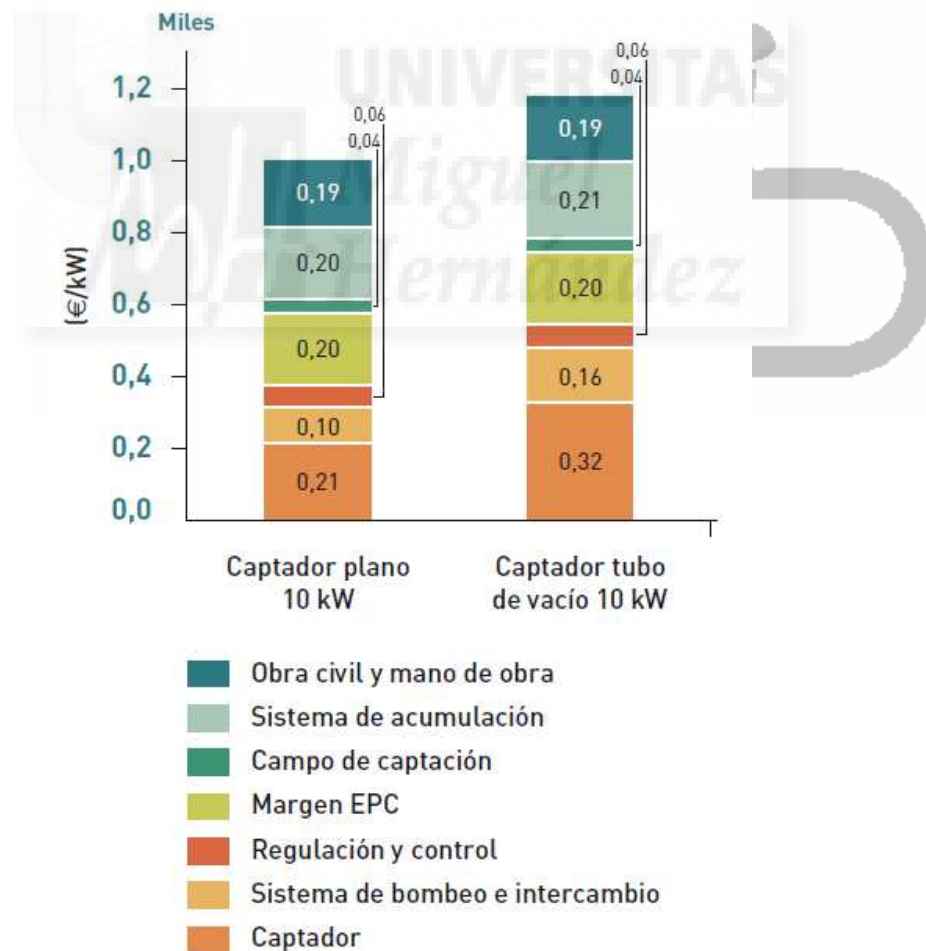
Como medida de prevención y control de la legionelosis, “la instalación permitirá que el agua alcance una temperatura de 70°C” (Ministerio de Sanidad y Consumo, 2003). Dado que la temperatura prevista en el depósito acumulador es de 85°C, se asegura el cumplimiento de la condición indicada, por lo que no es necesario adoptar medidas adicionales para prevenir la legionelosis.

3.- RESULTADOS.

Con el objeto de valorar los resultados en la mejora de la eficiencia energética que se lograrían con la instalación solar propuesta, se realiza previamente una estimación del coste de la misma, mediante un presupuesto resumido, se elabora un estudio de viabilidad económica, analizando la posibilidad de obtención de subvenciones y se analizan las ventajas medioambientales que implicaría.

3.1.- PRESUPUESTO RESUMIDO.

Para estimar el coste de la inversión se realiza a continuación un presupuesto resumido, aplicando los costes estimados por el Plan de Energías Renovables (PER) 2011-20, que se muestran en la figura siguiente:



Nota: EPC = Ingeniería, adquisiciones y construcción.

Fig.74.- Coste estimado de inversión para producción de calor mediante instalaciones solares térmicas (I.D.A.E, 2011).

En dicho documento se indica que el coste de inversión para instalaciones de 10 kW con tubo de vacío se estima en 1180 €/kW, pero se reduce a 965 €/kW para instalaciones de 100 kW (I.D.A.E, 2011, PER); es decir, aproximadamente un 20% menos.

La potencia de la instalación analizada en el presente estudio se puede estimar asignando una potencia de 0,7 kW por metro cuadrado de superficie de captación (RITE, 2013), que resultaría de:

$$\text{Potencia} = 0,7 \text{ kW/m}^2 \times 211,47 \text{ m}^2 = 148 \text{ kW}$$

Por lo tanto, se va a aplicar un coste de inversión de 965 €/kW. De esa forma la inversión total se estima en:

$$965 \text{ €/kW} \times 148 \text{ kW} = 142.820 \text{ €}$$

De esa forma, los costes indicados en la figura anterior quedarían tal y como aparece en la tabla de la figura siguiente:

Partida	Coste de la inversión	
	€/kW	€
Obra civil y mano de obra	155	22.940,00
Sistema de acumulación	171	25.308,00
Campo de captación	35	5.180,00
Margen EPC	163	24.124,00
Regulación y control	51	7.548,00
Sistema de bombeo e intercambio	131	19.388,00
Captador	259	38.332,00
TOTAL	965	142.820,00

Fig.75.-Costes estimados de inversión para instalaciones de tubo de vacío del orden de 148 kW de potencia.

Con respecto a la aplicación de la tabla anterior a la instalación objeto del presente estudio, indicar que la partida correspondiente al sistema de acumulación se debe eliminar, puesto que se trata de un sistema ya disponible en la instalación actual.

De acuerdo con lo anterior, puede elaborarse un presupuesto resumido tal y como aparece a continuación:

Concepto	Cantidad	Precio total
Partida 1: Captadores.		38.332,00
Captador solar térmico de tubos de vacío, modelo HP200-30, marca Thermomax de 30 tubos tipo "Heat Pipe", superficie de absorción 3,021 m ² y absorbedor con tratamiento selectivo TiNOX	70 uds.	
Partida 2: Sistema de bombeo e intercambio.		19.388,00
Electrocirculador del circuito primario, modelo Magna3 D 50-80 F , marca Grundfos, para una pérdida de carga de 4,66 m.c.a y un caudal de 14.000 L/h	2 uds	
Electrocirculador del circuito secundario, modelo Magna3 D 40-100 F, marca Grundfos, para una pérdida de carga de 6,03 m.c.a y un caudal de 13.249 L/h	2 uds	
Intercambiador externo de 29 placas, modelo TECMI-250, marca Mecalia, para un caudal en el primario de 14000 l/h y una potencia de intercambio de 256 kW	1 ud	
Vaso de expansión del circuito primario, modelo 500 SMR de 500 litros, 10 bar, marca Ibaiondo, apto para sistemas de energía solar con anticongelante hasta 50% y hasta 100°C.	1 ud	
Vaso de expansión del circuito secundario modelo 11 CMR de 11 litros, 8-10 bar, marca Ibaiondo, apto para sistemas de ACS y hasta 100°C.	1 ud	
Partida 3: Regulación y control.		7.548,00
Centralita de control mediante termostato diferencial, con 3 sondas.	1 ud	
Aerotermino disipador, modelo EA S6-3032.6 de la marca BTU, con una potencia de disipación de 178 kW.	1 ud	
Pequeños componentes (válvulas de seguridad, termómetros y manómetros, etc.) para campo de captadores y circuito secundario.	P/A	
Partida 4: Margen EPC (Ingeniería, adquisiciones y construcción).		24.124,00

Partida 5: Campo de captación.		5.180,00
Soportes inclinados 40° para captador de tubo de vacío sobre cubierta plana	70 uds	
Tubería de cobre (diámetros variados) para interconexión de captadores y para circuito primario con aislamiento térmico y racorería (codos, tes, manguitos, etc)	P/A	
Valvulería diversa (purgadores, llaves de corte, llaves de vaciado) para campo de captadores y circuito primario.	P/A	
Propilenglicol para fluido caloportador del circuito primario.	338 litros	
Aislamiento térmico de tuberías y accesorios mediante coquilla de espuma elastomérica	P/A	
Partida 6: Sistema de acumulación.		0,00
No se considera. Se aprovecha el sistema de acumulación de la instalación convencional.		---
Partida 7: Obra civil y mano de obra.		22.940,00
TOTAL		117.512,00

3.2.- AHORRO ENERGÉTICO.

El ahorro energético puede valorarse conociendo las necesidades energéticas totales y la energía aportada por la instalación solar:

Necesidades energéticas anuales: $Q = 1.121.720 \text{ MJ/año}$

Energía solar neta total: $E_n = 581.985 \text{ MJ/año}$

Déficit energético: $D = Q - E_n = 539.735 \text{ MJ/año}$

Cobertura solar: $C_s = E_n / Q = 0,519 (51,9\%)$

En el apartado de Antecedentes se ha indicado el coste actual del combustible empleado para el calentamiento del agua del proceso. Dicho coste es:

Coste combustible instalación convencional: 40.525 €/año

Dado que la instalación solar proporciona un 51,9% de la energía necesaria, puede concluirse que el ahorro anual en el coste de combustible será:

Ahorro: $40.525 \text{ €/año} \times 0,519 = 21.032 \text{ €/año}$

3.3.- ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA.

3.3.1.- DATOS DE PARTIDA

Para el estudio económico se considerarán los siguientes datos:

Inversión diferencial:	117.512 €
Ahorro:	21.032 €/año
Coste de O&M diferencial:	3.656 €/año

Se tiene en cuenta que “el coste de operación y mantenimiento en 2010 se estima entre 20 y 30 euros por kW al año según la potencia de la instalación” (I.D.A.E, 2011).

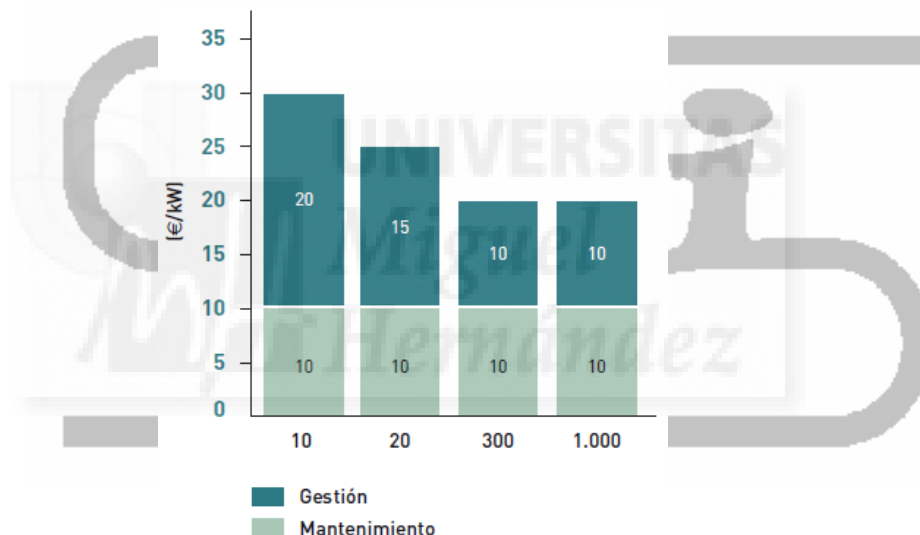


Fig.76.-Costes estimados de Operación y Mantenimiento (O&M) (I:D.A.E, 2011).

Por lo tanto, como la potencia de la instalación solar se ha valorado en 148 kW, para obtener el coste de operación y mantenimiento (O&M) se realiza una interpolación entre los datos disponibles:

Potencia: 300 kW:	Coste O&M = 30 €/kW
Potencia 20 kW:	Coste O&M = 20 €/kW
Potencia 148 kW:	Coste O&M = 24,7 €/kW

Por lo que, el coste anual de O&M será:

$$24,7 \text{ €/kW} \times 148 \text{ kW} = 3656 \text{ €/año}$$

3.3.2.- PARÁMETROS FINANCIEROS

Además se consideran los siguientes parámetros financieros:

-Vida útil:

Conocer la estimación de la vida útil de la instalación permite estimar el tiempo de duración del proyecto, durante el cual estará generando ingresos.

-Inflación anual:

Con este parámetro se va a valorar el incremento de los costes de operación y mantenimiento a lo largo de los años.

-Interés bancario:

Permite actualizar el valor del dinero y valorar si la inversión es rentable.

-Interés de financiación (préstamo).

Incremento de precios de combustibles.

Este parámetro permite actualizar anualmente el ahorro económico en combustible.

3.3.2.1.- Vida útil:

Se considera que “la vida media de una instalación de energía solar térmica es de unos veinticinco años, aunque actualmente se tiende a diseñar equipos con una duración de treinta años de vida útil” (I.D.A.E, 2006). No obstante, tomando un criterio conservador se estima una vida útil de:

Vida útil = 20 años

3.3.2.2.- Inflación anual

Como indicativo de la inflación anual, y para valorar el incremento del coste del mantenimiento de la instalación, se usa la variación del IPC (Incremento de Precios al Consumo) en los últimos 14 años (2017-2003), estimando que ésta será también la variación en los años siguientes.

Como puede verse en la tabla de la figura siguiente, puede estimarse que el **IPC anual** durante los próximos años será de **1,96%**

Año	IPC
2003	3,0
2004	3,0
2005	3,4
2006	3,5
2007	2,8
2008	4,1
2009	-0,3
2010	1,8
2011	3,2
2012	2,4
2013	1,4
2014	-0,2
2015	-0,5
2016	-0,2
2017	2,0
Promedio:	1,96

Fig.77.-Valor del IPC de los últimos 14 (Instituto Nacional de Estadística, I.N.E, 2018).

3.3.2.3.- Interés del dinero

Como referencia del interés del dinero se toman los valores de interés ofrecidos para las Obligaciones del Estado a 15 años, según la tabla siguiente:

Plazo	10 AÑOS	15 AÑOS	30 AÑOS	50 AÑOS
Denominación	O 1,40%	O 2,35%	O 2,70%	O 3,45%
Fecha subasta	07/06/2018	19/04/2018	05/04/2018	03/05/2018
Fecha vencimiento	30/04/2028	30/07/2033	31/10/2048	30/07/2066
Fecha de liquidación	12/06/2018	24/04/2018	10/04/2018	08/05/2018
Nominal solicitado	2.353,25	1.481,05	2.091,23	2.294,65
Nominal adjudicado	1.073,22	757,05	1.651,21	1.100,00
Nominal adjudicado (2ª vuelta)	[1]	0,00	13,00	240,49
Precio mínimo aceptado	99,820	108,170	110,010	120,870
Tipo de interés marginal	1,419	1,735	2,243	2,674
Precio medio ex-cupón	99,935	108,337	110,441	121,189
Precio medio de compra	100,095	110,067	110,751	123,859
Tipo de interés medio	1,406	1,723	2,225	2,664
Adjudicado al marginal	100,00	100,00	200,00	370,35
1er precio no admitido	99,800	108,160	110,000	120,850
Volumen peticiones a ese precio	50,00	50,00	95,00	50,00
Peticiones no competitivas	2,22	1,05	0,21	0,04

Fig.78.-Tipo de interés medio para las Obligaciones del Estado (Tesoro Público, 2018).

Por lo tanto, se considera un **interés medio anual de 1,723%**.

3.3.2.4.- Interés de la financiación (préstamo)

Para valorar el tipo de interés aplicable en el caso de solicitar un préstamo con el que afrontar la inversión se consultan los ofrecidos por el Instituto de Crédito Oficial (I.C.O).

Actualmente existe una línea de financiación denominada Línea ICO IDAE Eficiencia Energética 2017-2018, que sería aplicable a proyectos como el del presente estudio.

Tal y como se indica en la documentación asociada a dicha línea, uno de sus tramos está orientado a “empresas del sector industrial y comercial que realicen instalaciones que reduzcan las emisiones diarias de carbono y el consumo de energía final y que figuren en el catálogo de medidas del IDAE” (I.C.O, 2018).

Uno de los sectores industriales a los que serían aplicables estas líneas es el de fabricación de bebidas (nº 11 del CNAE 2009 y, más en concreto, el nº 11.02 Elaboración de vinos). (Instituto Nacional de Estadística, 2009), al que pertenece la actividad desarrollada por la bodega objeto de este estudio.

Los conceptos financiables serían:

Los necesarios para conseguir la reducción del consumo de energía, que podrán incluir, entre otros, los siguientes conceptos: la elaboración de los proyectos técnicos relacionados con las actuaciones, los costes de dirección facultativa, los costes de ejecución de la obra civil y los de montaje de las instalaciones, en su caso; los equipos, materiales e instalaciones auxiliares necesarias, los costes de transporte, los de asistencia técnica y todos aquellos necesarios que estén vinculados directamente a la ejecución del proyecto, así como los necesarios para la legalización de las instalaciones y la obtención de las licencias requeridas en las diferentes fases del proyecto, tanto de los colegios profesionales como de las diferentes administraciones afectadas. (...).

Se financiaría hasta el 100% del coste del proyecto, IVA o impuesto análogo excluido. (I.C.O, 2018).

Las TAE máximas para tipo de interés fijo que serían aplicables pueden verse en la tabla siguiente:

TAE Máxima tipo interés fijo

Plazos	Carencia	TAE
1 año	Sin carencia	2.313
1 año	1 año de carencia	2.313
2 años	Sin carencia	4.04
2 años	1 año de carencia	4.075
3 años	Sin carencia	4.13
3 años	1 año de carencia	4.164
4 años	Sin carencia	4.234
4 años	1 año de carencia	4.262
5 años	Sin carencia	4.696
5 años	1 año de carencia	4.72
6 años	Sin carencia	4.798
6 años	1 año de carencia	4.82
7 años	Sin carencia	4.898
7 años	1 año de carencia	4.916
8 años	Sin carencia	5.092
8 años	1 año de carencia	5.109
9 años	Sin carencia	5.181
9 años	1 año de carencia	5.196
10 años	Sin carencia	5.266
10 años	1 año de carencia	5.278

Fig.79.-TAE máxima para tipo de interés fijo en la línea de financiación ICO IDAE Eficiencia Energética 2017-2018 (ICO, 2018).

Se considerará un período de financiación de 10 años sin carencia, por lo que el tipo de interés sería de 5,266%. Se establece un importe del préstamo previsto del 80% de la inversión total.

3.3.2.5.- Incremento precios de los combustibles.

Al ser un derivado del petróleo, para valorar el incremento previsible del precio del combustible utilizado actualmente (gasóleo C) se toma como referencia la gráfica de la figura siguiente, donde se muestra la evolución estimada del precio del petróleo hasta 2030:

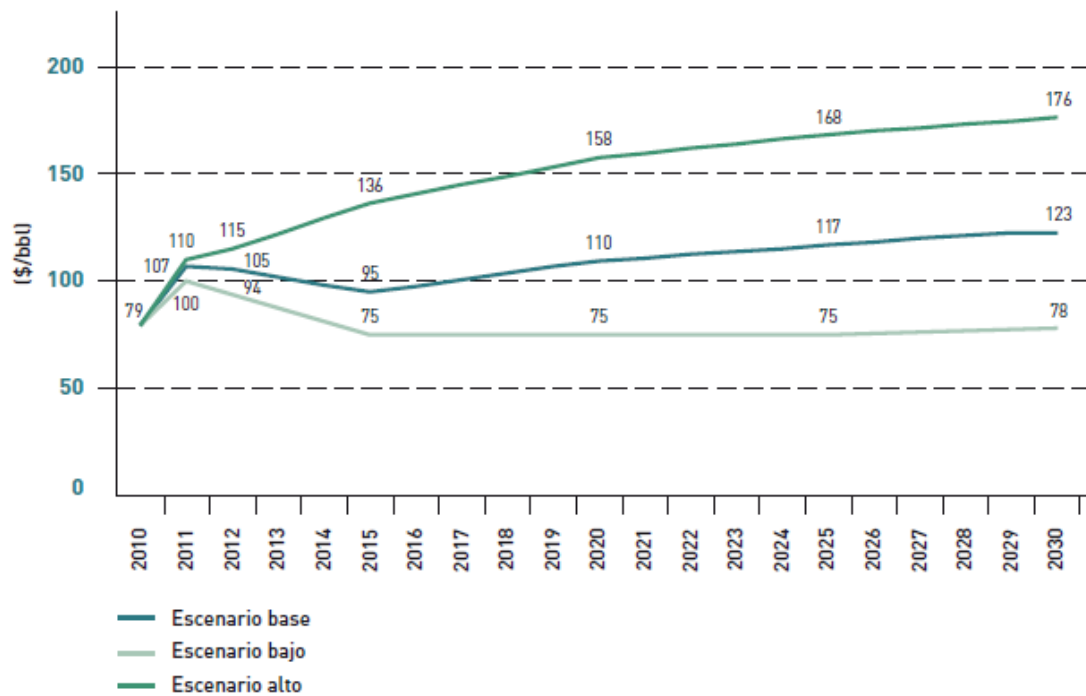


Fig.80.- Escenarios de precios del barril de crudo de petróleo Brent (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía – I.D.A.E, 2011).

Observando los precios correspondientes al escenario medio (ni pesimista ni optimista), se determinan los incrementos esperados. Los resultados se muestran en la tabla siguiente:

Año	Precio (\$/bbl)	Incremento (\$/bbl)	Incremento anual (\$/bbl)	Incremento anual (%)
2015	95			
2020	110	15	3	3,15%
2025	117	7	1,4	1,27%
2030	123	6	1,2	1,03%
Promedio				1,82%

Fig.81.- Incrementos previsible en el precio del barril de petróleo

Por lo tanto, se estima que el precio del gasóleo C estará sometido a **incrementos anuales de 1,82%** en los próximos 12 años.

3.3.2.6.- Subvenciones aplicables.

Actualmente existe una línea de subvenciones del Gobierno de Aragón que sería aplicable a esta instalación, en concreto es la **ORDEN EIE/821/2018**, de 17 de mayo, por la que se convocan para el año 2018, ayudas en materia de ahorro y diversificación energética, uso racional de la energía y aprovechamiento de los recursos autóctonos y renovables, cofinanciadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

Una de las actuaciones subvencionables que se contemplan es la “captación de energía térmica del sol para su aprovechamiento en instalaciones agrícolas, ganaderas o industriales, en el sector servicios y residencial, con una potencia térmica máxima de 250 kW” (Boletín Oficial de Aragón, 2018). Podrían ser beneficiarias las empresas privadas, como es el caso.

La concesión de estas ayudas se realizaría atendiendo a los siguientes criterios de valoración:

- *Dotación de servicios, o mejora de los existentes. Hasta el 20%.*
- *Mejora o novedad del nivel tecnológico. Replicabilidad. Hasta el 5%.*
- *Viabilidad técnica y económica del proyecto en el plazo establecido. Hasta el 10%.*
- *Mejora del nivel de ahorro y/o diversificación energética. Hasta el 20%.*
- *Disminución de impacto ambiental, la contaminación, o las emisiones. Hasta el 25%.*
- *El reequilibrio y la redistribución territorial. Hasta el 20%. (Boletín Oficial de Aragón, 2018).*

Como puede verse se cumplirían al menos 5 de los 6 criterios anteriores.

La cuantía de la subvención para empresas privadas sería de hasta un 60% y, para instalaciones solares térmicas, los costes subvencionables serían:

El coste de los equipos, maquinaria e instalaciones, la obra civil asociada, la realización de proyectos de ingeniería y las actuaciones de montaje y conexionado del conjunto y pruebas de seguridad reglamentarias que formen parte directamente del proyecto. (Boletín Oficial de Aragón, 2018).

Quedarían incluidas las partidas correspondientes al campo de captación solar, la acumulación, la regulación, control y monitorización, la obra civil y la ingeniería y dirección de obra.

El coste de referencia aplicable sería de 1.200 €/kW para instalaciones de colectores de tubo de vacío. Es decir, aplicado a la instalación objeto de este estudio, resultaría:

$$\text{Coste de referencia: } 1.200 \text{ €/kW} \times 148,03 \text{ kW} = 177.636 \text{ €}$$

$$\text{Importe máximo de la subvención (60%): } 177.636 \times 0,6 = 106.581 \text{ €}$$

3.3.3.- FLUJOS DE CAJA Y RENTABILIDAD

A continuación se resumen los datos y parámetros considerados para el análisis económico:

Inversión:	117.512,00 €
Recursos propios (20%):	23.502,00 €
Financiación (80%):	94.010,00 €
Tipo interés préstamo (ICO):	5,266%
Período de financiación:	10 años
Devolución préstamo:	
Financiación/período financiación =	
	= 94.010 / 10 = 9.401 €/año
Ahorro (1º año):	21.032,00 €
Incremento precio combustible:	1,82%/año
Costes Operación y Mantenimiento (O&M):	3.656 €/año
Inflación anual (IPC):	1,96%/año
Interés del mercado:	1,723%
Vida útil:	20 años
Amortización:	117.512,00 / 20 = 5876 €/año

En la tabla siguiente se muestran los flujos de caja durante 20 años:

AÑO	Ingresos	Costes	Beneficio bruto	Amortización	BAIT	Capital pendiente	Interés	BAT
0						94010		
1	21.032	3.656	17.376	-5.876	11.500	84.609	4.455	7.045
2	21.415	3.728	17.687	-5.876	11.812	75.208	3.960	7.851
3	21.805	3.801	18.004	-5.876	12.128	65.807	3.465	8.663
4	22.201	3.875	18.326	-5.876	12.451	56.406	2.970	9.480
5	22.605	3.951	18.654	-5.876	12.779	47.005	2.475	10.303
6	23.017	4.029	18.988	-5.876	13.113	37.604	1.980	11.132
7	23.436	4.108	19.328	-5.876	13.453	28.203	1.485	11.967
8	23.862	4.188	19.674	-5.876	13.799	18.802	990	12.809
9	24.297	4.270	20.026	-5.876	14.151	9.401	495	13.656
10	24.739	4.354	20.385	-5.876	14.509	0	0	14.509
11	25.189	4.439	20.750	-5.876	14.874	0	0	14.874
12	25.647	4.526	21.121	-5.876	15.246	0	0	15.246
13	26.114	4.615	21.499	-5.876	15.624	0	0	15.624
14	26.590	4.705	21.884	-5.876	16.009	0	0	16.009
15	27.073	4.798	22.276	-5.876	16.400	0	0	16.400
16	27.566	4.892	22.675	-5.876	16.799	0	0	16.799
17	28.068	4.988	23.080	-5.876	17.205	0	0	17.205
18	28.579	5.085	23.493	-5.876	17.618	0	0	17.618
19	29.099	5.185	23.914	-5.876	18.038	0	0	18.038
20	29.628	5.287	24.342	-5.876	18.466	0	0	18.466

AÑO	Beneficio Neto	Amortización	Desembolso inversión	Flujos de caja	Retorno de la inversión
0				-23.502	-23.502
1	7.045	5.876	9.401	3.520	-19.983
2	7.851	5.876	9.401	4.326	-15.657
3	8.663	5.876	9.401	5.137	-10.520
4	9.480	5.876	9.401	5.955	-4.565
5	10.303	5.876	9.401	6.778	2.213
6	11.132	5.876	9.401	7.607	9.820
7	11.967	5.876	9.401	8.442	18.262
8	12.809	5.876	9.401	9.283	27.546
9	13.656	5.876	9.401	10.130	37.676
10	14.509	5.876	9.401	10.984	48.660
11	14.874	5.876	0	20.750	69.410
12	15.246	5.876	0	21.121	90.531
13	15.624	5.876	0	21.499	112.030
14	16.009	5.876	0	21.884	133.915
15	16.400	5.876	0	22.276	156.190
16	16.799	5.876	0	22.675	178.865
17	17.205	5.876	0	23.080	201.945
18	17.618	5.876	0	23.493	225.439
19	18.038	5.876	0	23.914	249.353
20	18.466	5.876	0	24.342	273.695

Fig.82.- Hoja de cálculo para los flujos de caja de la inversión.

Las expresiones utilizadas en la hoja de calculo que se muestra en la tabla anterior han sido:

Ingresos año $i = (\text{Ahorros año } i-1) \times (1 + \text{incremento anual precio combustible}/100)$

Costes año $i = (\text{Costes O\&M año } i-1) \times (1 + \text{inflación anual}/100)$

Beneficio bruto año $i = (\text{Ingresos año } i) - (\text{costes año } i)$

Amortización = Inversión / vida útil

(Su valor es siempre negativo)

Beneficio antes de intereses e impuestos:

BAIT = (Beneficio bruto) + (Amortización)

Capital pendiente año $i = (\text{capital pendiente año } i-1) - (\text{devolución préstamo})$

Intereses año $i = (\text{capital pendiente año } i) \times (\text{tipo interés préstamo})$

Beneficio antes de impuestos:

BAT = BAIT – Intereses

Beneficio neto = Ingresos – Impuesto de sociedades.

El ingreso considerado es realidad es un ahorro en el coste de combustible, por lo que no está sujeto a impuesto de sociedades.

Por lo tanto Beneficio neto = BAT.

Desembolso inversión = Devolución préstamo.

Flujo de caja = (Beneficio neto) – (amortización) – (desembolso inversión).

Retorno de la inversión año i acumulado = (Retorno de la inversión año $i-1$) + (flujo de caja año i).

Cálculo del VAN:

Se aplica la función VNA mediante hoja de cálculo a los flujos de caja desde el año 1 al 20, con una tasa de descuento igual al interés del mercado (1,723%) y, al resultado obtenido, se le resta el importe de los recursos propios invertidos.

El valor obtenido es VAN = 214.664 €

Cálculo de la TIR:

Se aplica la función TIR mediante hoja de cálculo a los flujos de caja desde el año 0 al 20.

El valor obtenido es TIR = 28,87%

Período de retorno:

PR = 5,33 años

Como puede verse los resultados económicos son muy favorables:

- El VAN es positivo y muy superior a la inversión realizada.
- La TIR (28,87%) es considerablemente superior al interés del mercado (1,723).
- El período de retorno (5,33 años) es muy inferior a la vida útil considerada de 20 años.

3.4.- BENEFICIOS MEDIOAMBIENTALES.

En este apartado se evalúa la reducción de las emisiones de CO₂ (gas de efecto invernadero) en el proceso de producción del agua caliente.

Dado que la contribución solar proporcionada por la instalación solar objeto de este estudio es del 51,9%, ello implica una reducción en el consumo de gasóleo en un porcentaje similar.

Como el consumo de combustible actual es de 40.976 litros/año, se reduciría su consumo en:

$$40.976 \times 0,519 = 21.267 \text{ litros/año}$$

Y, aplicando el factor de emisiones de CO₂ que corresponde al gasóleo C, que es de 2,79 kg CO₂/litro (Oficina Catalana de Canvi Climàtic, 2011), la disminució en las emisiones de CO₂ serían:

$$21.267 \text{ litros / año} \times 2,79 \text{ kg CO}_2 / \text{litro} = 59.335 \text{ kg/año} = 59,3 \text{ t CO}_2/\text{año}$$

Con la finalidad de valorar de forma objetiva esta reducción de emisiones, se van a valorar económicamente, aplicando la expectativa de precio del CO₂ en la UE, que es de 37 €/t CO₂ (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía – I.D.A.E, 2011), con lo que equivaldría a;

$$59,3 \text{ t CO}_2/\text{año} \times 37 \text{ €/t CO}_2 = 2.183 \text{ €/año}$$

4.- DISCUSIÓN Y CONCLUSIONES.

4.1.- DISCUSIÓN

El presente estudio ha tenido como objetivo principal la **mejora de la eficiencia energética** en una bodega de gran tamaño, situada en el término municipal de Cariñena (Zaragoza) mediante la implantación de una instalación solar térmica que proporcione parte de la energía necesaria para el calentamiento del agua empleada en el proceso de limpieza de la línea de embotellado

Se ha pretendido lograr dicha mejora **reduciendo el consumo de combustible** empleado en la instalación de energía convencional que cumple actualmente con esa función, consistente en una caldera de gasóil. Dado que la cantidad de agua caliente necesaria cada día es considerable (10.000 litros) y que la temperatura a la que debe de calentarse es elevada (entre 80 y 90°C), el consumo anual de gasóil también lo es, suponiendo un importante desembolso económico, sujeto además a incrementos constantes en el precio del mismo (valorados en un 1,82% anual).

La valoración del consumo energético actual no ha tenido complicación alguna, puesto que se conoce perfectamente el consumo de combustible gracias a los registros existentes de años anteriores.

Una premisa necesaria para hacer posible la viabilidad técnica y económica de una instalación solar térmica es que el emplazamiento previsto para la misma tenga un **adecuado acceso al recurso solar**. Dicho recurso depende en gran medida del lugar geográfico, por lo que se ha valorado previamente mediante el aplicativo web PVGIS, herramienta desarrollada por el Institute of Energy del Joint Research Center de la European Commission. De acuerdo con los datos facilitados por dicho aplicativo se ha clasificado el emplazamiento de la bodega en la zona climática III (con energía solar

incidente por m² de superficie horizontal en torno a 16 MJ/m²). Dado que España cuenta con 5 zonas climáticas, se estimarse que el recurso solar disponible puede considerarse como medio.

Por otra parte, el edificio de la bodega se encuentra situado lindando con una carretera y una de sus fachadas tiene orientación Sur-Este, desviada 19° con respecto al Sur. Se ha decidido disponer los captadores alineados con respecto a esa fachada, a pesar de su ligera desalineación, dado que las pérdidas producidas por esa causa no son relevantes (se han valorado en menos del 2% anual). En cuanto a la inclinación de los captadores, al disponer de una zona plana en cubierta, se ha decidido montarlos sobre caballetes con un ángulo de 50° con respecto a la horizontal, ya que dicha inclinación favorece la captación en los meses de invierno, en los que las necesidades energéticas son mayores (al tener el agua de red una menor temperatura) y la radiación solar es menor.

Se ha comprobado que en dirección Sur no existen edificios ni otros obstáculos que puedan causar sombras que reduzcan el acceso al recurso solar.

Al tener como objetivo la producción de agua a 80-90°C, se han valorado distintas **tecnologías de captadores solares térmicos**, pero todas ellas dentro del grupo de baja temperatura (inferior a 100°C). Claramente la tecnología más adecuada es la correspondiente a los captadores de tubo de vacío, puesto que la temperatura de salida del fluid puede estar en torno a 90-110°C. Aunque podrían utilizarse indistintamente captadores de vacío del tipo flujo directo o del tipo tubo caliente, ya que sus rendimientos son comparables, se han elegido los de tubo caliente. El modelo comercial elegido proporciona unos rendimientos que pueden valorarse como excelentes, con un valor mínimo del 32,9% en enero y máximo del 59,3% en julio y agosto.

Ante la existencia de diferentes **métodos de cálculo** para determinar el número de captadores necesarios, y dado que la reglamentación relacionada no concreta ninguno en particular, se opta por usar un método desarrollado por una entidad de reconocido prestigio, como es Censolar (Centro de Estudios de la Energía Solar). Debe hacerse constar que esta reconocido técnicamente que métodos de cálculo distintos conducen a resultados diferentes.

El método aplicado ha tenido como resultado que **son necesarios 70 captadores** de unos 3,021 m² cada uno **para proporcionar una contribución solar anual 51,9%**, con un valor mínimo del 13% en enero y un valor máximo de un 87% en julio, no observándose por lo tanto ningún mes con riesgo de sobrecalentamiento. No

obstante, se ha considerado conveniente instalar un sistema de disipación dinámica de energía mediante aerotermo, para eliminar los excesos de captación que se producirán durante los días no laborables.

Se ha diseñado un **campo de captadores** estructurado en 2 grupos de 35 captadores, dispuestos en 5 filas de 7 captadores cada una, todos ellos conectados en paralelo, para garantizar un caudal elevado a la temperatura deseada. Aunque la temperatura a alcanzar (80-90°C) es elevada, la tecnología de los captadores de tubo de vacío son capaces de alcanzarla sin necesidad de conectar los captadores en serie.

Se ha procedido al **dimensionado de las tuberías** del campo de captadores y del circuito primario y secundario, comprobando la viabilidad técnica de las soluciones adoptadas. De igual forma, se han elegido los componentes principales de la instalación, tales como depósito acumulador, electrocirculadores, intercambiador de calor y vasos de expansión.

Al disponer la instalación existente de un **depósito** de 10.000 litros, se aprovechará para la instalación solar. Se ha tenido en cuenta que unificar el depósito solar y el de energía convencional, podría causar una disminución del rendimiento de la instalación, la no mantener separadas la energía solar de la convencional. Pero, dado que la energía convencional únicamente actúa durante la noche y sólo en el caso de que la energía solar no haya sido capaz de calentar el agua hasta la temperatura prevista durante el día, se considera que no existe riesgo de mezcla de energías y siempre se da prioridad a la energía solar.

Dada la envergadura de la instalación solar, que requiere una transferencia de calor recomendada de unos 141 kW, se ha considerado oportuno usar un **intercambiador externo**. Ello implica la existencia de un circuito primario, que une el campo de captadores con el intercambiador, y de otro secundario entre el intercambiador de calor y el acumulador. Debido a la temperatura mínima histórica del lugar (valorada en -22°C), el fluido caloportador del primario deberá contener propilenglicol al 44%, que actuará como anticongelante.

La adición de propilenglicol al agua implica un aumento de la densidad y de la viscosidad, lo que produce un aumento de la pérdida de carga, y una disminución del calor específico de la mezcla. Todo ello se ha tenido en cuenta en los cálculos, efectuando las correcciones oportunas.

Tanto en el circuito secundario como en el primario se dispondrán dos **electrocirculadores** en cada uno, dispuestas en paralelo y con funcionamiento alternante, para garantizar el funcionamiento de la instalación, aun a pesar de que se

produzca el fallo de una de ellas. Los modelos comerciales de los electrocirculadores seleccionados son capaces de mover caudales de unos 14.000 litros/h y vencer las pérdidas de carga previstas en cada circuito (4,84 m.c.a y 6,03 m.c.a), con potencias eléctricas razonables (de menos de 350 W).

En cuanto a los **vasos de expansión**, el del primario tiene un volumen considerable (500 litros) dado que el volumen de fluido contenido en ese circuito es elevado (768 litros), pero además se considera la posibilidad de formación de vapor en el caso de producirse estancamiento. Sin embargo, el vaso de expansión del secundario es de reducido volumen (11 litros) dado que dicho circuito está conectado con el circuito de distribución existente, que dispone de su propio vaso de expansión.

Una vez comprobada la viabilidad técnica de la instalación solar se ha realizado la **verificación de la viabilidad económica** de la misma. Para ello, se ha estimado un presupuesto resumido, compuesto por 7 partidas principales, suponiendo un coste de inversión de 965 €/kW y un total de 117.512 €. No se ha tenido en cuenta la partida correspondiente al sistema de acumulación, puesto que se utilizará el de la instalación convencional existente.

Al diseñar la instalación para alcanzar una cobertura solar del 51,9% es evidente que el ahorro energético que proporciona será también del 51,9%, lo que supone un ahorro en combustible de 21.032 €/año.

Con estos datos y algunas estimaciones (inflación anual, interés del dinero, interés de la financiación e incremento de precios del combustible), se ha elaborado un estudio de viabilidad económica, teniendo en cuenta que la vida útil prevista es de 20 años.

Dicho análisis económico ha dado como resultado un VAN positivo de 214.664 €, bastante elevado teniendo en cuenta que es prácticamente el doble de la inversión realizada, de 117.512 €. En cuanto a la TIR, valorada en 28,87, es también excelente, considerando un interés del dinero de tan sólo 1,723%. Finalmente, respecto al plazo de recuperación de la inversión, estimado en 5,33 años, indicar que es muy reducido teniendo en cuenta que la vida útil del proyecto de inversión de 20 años.

Indicar que el estudio económico de viabilidad se ha realizado sin tener en cuenta posibles subvenciones aplicables y con tan sólo un 20% de la inversión mediante recursos propios, siendo el resto financiado. Dado que se han localizado líneas de subvención que serían aplicables a este tipo de instalación, con cuantías que pueden llegar hasta el 60%, es evidente que **la rentabilidad de la inversión estaría más que asegurada**.

En cuanto a las mejoras medioambientales, se ha valorado una **reducción de las emisiones de CO₂** de 59,3 t CO₂/año.

4.2.- CONCLUSIONES

Una vez analizada la información desarrollada en el presente estudio puede llegarse a las siguientes conclusiones:

-La instalación solar térmica diseñada, formada por 70 captadores de tubos, está compuesta por componentes disponibles comercialmente, que muestran su **viabilidad técnica**, proporcionando una contribución solar del 51,9%.

-Se ha logrado una **mejora de la eficiencia energética**, al conseguir disminuir el consumo de energía convencional (gasóleo C) en un porcentaje similar (51,9%) y reduciendo las emisiones de CO₂ en 59,3 t CO₂/año.

-El ahorro logrado al reducir el coste anual que supone la adquisición del combustible ha permitido obtener un **resultado favorable en el análisis de viabilidad económica**, con un VAN positivo (214.664 €) en torno al doble de la inversión inicial prevista, una TIR muy elevada del 28,87% y un plazo de recuperación muy reducido (de 5,33 años).

Todo ello permite concluir que la instalación solar térmica propuesta permite lograr una mejora considerable de la eficiencia energética en la instalación para la producción de agua caliente para limpieza de la línea de embotellado de la bodega objeto del estudio.

5.- BIBLIOGRAFÍA.

- AENOR. (2004). *Norma UNE 100155:2004. Climatización: Diseño y cálculo de sistemas de expansión.*
- Agencia Estatal de Meteorología – AEMET. (2018). Disponible en (http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides_extremos) . [Accesado el 11 de mayo de 2018]
- ASIT, Asociación Solar de la Industria Térmica. (2010). *Guía de la Energía Solar Térmica.*
- Boletín Oficial de Aragón (2018). *Orden EIE/821/2018, de 17 de mayo, por la que se convocan para el año 2018, ayudas en materia de ahorro y diversificación energética, uso racional de la energía y aprovechamiento de los recursos autóctonos y renovables, cofinanciadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).*
- Bombas Grundfos España. (s.f.). *Catálogo de bombas circuladoras MAGNA3.*
- BTU. (2014). *Catálogo Técnico de aerotermos para panel solar.* Madrid.
- Censolar. (1993). *Instalaciones de energía solar. Tomo IV. Sistemas de aprovechamiento térmico II.* Editorial Progensa. Sevilla.
- Centro Español de Información del Cobre (CEDIC). (s.f.). *Tablas y diagramas para el cálculo de las pérdidas de carga.*
- Cooperativas agroalimentarias. (2010). *Manual de ahorro y eficiencia energética del sector: Bodegas.* Madrid.
- Chromagen España. (2018). Ficha técnica del anticongelante Chromagen.
- European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy, Renewable Energy Unit. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). (2018). *Geographical Assessment of Solar Resource and Performance of Photovoltaic Technology.* [En línea]. Italia. Disponible en (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>). [Accesado el día 26 abril de 2018].
- Ferroli. (2017). *Catálogo Técnico 2017 - Calefacción Industrial.* Madrid.
- Fuentes-Pila, J y J.L. García. (2014). *Manual de Eficiencia Energética en Bodegas.* Universidad Politécnica de Madrid. (Proyecto TESLA y Programa Intelligent Energy Europe de la Unión Europea).

- García San José, R. (2000). *Curso de Climatización: Tuberías*. Factor 4 Ingenieros Consultores S.L. Bilbao.
- Google Maps. (2018a). *Mapa de España*. Disponible en (<https://www.google.es/maps/dir/Zaragoza/Cariñena/@40.1142521,-8.160323,887523>). [Accesado el día 11 de mayo de 2018]. [Accesado el día 11 de mayo de 2018].
- Google Maps. (2018b). *Mapa de España*. Disponible en (<https://www.google.es/maps/dir/Zaragoza/Cariñena/@41.5030796,-1.3319995,10>). [Accesado el día 11 de mayo de 2018].
- Google Maps. (2018c). Localización Bodegas Solar de Urbezo en Cariñena. Disponible en (<https://www.google.es/maps/@41.3402514,-1.2212438,410m/data=!3m1!1e3>). [Accesado el día 11 de mayo de 2018].
- Google Maps. (2018d). Imagen de las fachadas de la bodega, Disponible en (<https://www.google.es/maps/@41.3402514,-1.2212438,3a,39.5y,44.22h,93.66t/data=!3m6!1e1!3m4!1sGhJrQvoW-IB3pvyDCymXSQ!2e0!7i13312!8i6656>). [Accesado el día 11 de mayo de 2018].
- Gobierno de Aragón. (2018). *Orden eie/821/2018 sobre ayudas en materia de ahorro y diversificación energética, uso racional de la energía y aprovechamiento de los recursos autóctonos y renovables, cofinanciadas por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER)*.
- Industrias Ibaiondo. (s.f). Catálogo de Producto.
- Instituto de Crédito Oficial – ICO. (2018). *Línea ICO IDAE Eficiencia Energética 2017-2018*. Disponible en (<https://www.ico.es/web/ico/ico-idaeficiencia-energetica-2017-2018>). [Accesado el día 15 de junio de 2018].
- Instituto Nacional de Estadística, I.N.E. (2018) *Índice de precios al consumo, base 2016, medias anuales*. Disponible en (<http://www.ine.es/dynt3/inebase/index.htm?padre=3502>). [Accesado el 10/06/2018].
- Instituto Nacional de Estadística, I.N.E. (2009) *Códigos CNAE*.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (I.D.A.E). (2006). *Manual de Energías Renovables: Energía Solar Térmica*. Madrid.

- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (I.D.A.E). (2009). *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. Instalaciones de Energía Solar Térmica, PET-REV.*
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (I.D.A.E). (2010a). *Guía Técnica del Agua Caliente Sanitaria Central.* Madrid.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (I.D.A.E). (2010b). *Guía técnica: Condiciones climáticas exteriores de proyecto.* Madrid.
- Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía (I.D.A.E). (2011). *Plan de Energías Renovables (PER) 2011-20.* Madrid.
- Lapesa. (2018). *Depósitos acumuladores de capacidad industrial.*
- Lumelco. (2008). *Manual Técnico Colectores de Tubo de Vacío Thermomax.*
- Mecalia, s.f. Catálogo técnico de intercambiadores de placas desmontables.
- Ministerio de Fomento (2008). *Código Técnico de la Edificación (CTE), documento DB-HE4 “Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria”.* Texto modificado por RD 1371/2007, de 19 de octubre (BOE 23/10/2007) y corrección de errores (BOE 25/01/2008).
- Ministerio de Fomento (2013). *Código Técnico de la Edificación (CTE), documento DB-HE4 “Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria”.* Septiembre 2013. (Versión publicada en el BOE 12/09/2013 con corrección de errores del BOE del 08/11/2013).
- Ministerio de Fomento (2017). *Código Técnico de la Edificación (CTE), documento DB-HE4 “Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria”.* Junio 2017. (Versión publicada en el BOE 23/06/2017).
- Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital (2018). Geoportal de Hidrocarburos. Disponible en: (<http://www.minetad.gob.es/energia/es-ES/Servicios/Paginas/consultasdecarburentes.aspx>). [Accesado el día 06 de junio de 2018].
- Ministerio de Industria, Energía y Turismo. (2013). *RITE – Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios, versión consolidada del Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio (BOE 9-09-2013).*

- Ministerio de Sanidad y Consumo. (2003). *Real Decreto 865/2003, de 4 de julio, por el que se establecen los criterios higiénico-sanitarios para la prevención y control de la legionelosis.*
- Ministerio de Vivienda. (2006). *Código Técnico de la Edificación (CTE), documento DB-HE4 "Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria".* (Versión publicada en el BOE 28/03/2006). Real Decreto 314/2006.
- Oficina Catalana de Canvi Climàtic. (2011). *Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).*
- Roth. (2018). *Tarifa de precios 2018.*
- Tesoro Público. (2018). Obligaciones del Estado. Disponible en (<http://www.tesoro.es/deuda-publica/subastas/resultado-ultimas-subastas>). [Accesado el 10/06/2018].
- Universidad Miguel Hernández. (2018). *Unidad didáctica 3: Instalaciones receptoras de agua. módulo de Proyectos de Instalaciones de Agua Y Protección contra Incendios.* Máster en Gestión y Diseño de Proyectos e Instalaciones (curso 2017-18). Alicante.
- Vaillant. (s.f). *Catálogo general solar.*