

UTN – LA PLATA

DTO. INGENIERIA MECANICA



Diseño de instalación solar de agua caliente sanitaria para una vivienda multifamiliar

Alumno: Gonzalo Alegre

Docente Tutor: Cristian Wallace

AÑO 2019

ÍNDICE

Prólogo	4
Introducción	4
Marco Teórico	5
Tecnología Solar.....	5
Captadores.....	7
Objetivos	8
Dimensionado de la Instalación	9
Descripción de la instalación.....	10
Caracterización del edificio.....	11
Características geográficas y climatológicas.....	11
Necesidades de agua caliente sanitaria.....	12
Demanda energética mensual.....	14
Contribución solar mínima.....	16
Cálculo de la superficie de captación – Método F Chart.....	17
Sistema de captación.....	28
Sistema de acumulación.....	33
Sistema de intercambio.....	35
Circuitos hidráulicos.....	42
Sistema de bombeo.....	48
Vaso de expansión.....	50

Aislamiento de tuberías.....	52
Sistema de medición y control.....	54
Sistema de energía auxiliar.....	57
Elementos de seguridad.....	59
Sistema de purga y desaireación.....	60
Sistema de llenado.....	61
Estructura soporte.....	62
Plan de mantenimiento.....	63
Conclusiones.....	64
Bibliografía.....	65

PRÓLOGO

Globalmente la crisis energética se ha presentado en las últimas décadas como una de las grandes problemáticas no sólo de carácter ambiental sino también económico y social. Como consecuencia, grandes esfuerzos son invertidos para promulgar el uso racional y eficiente de la energía, así como también, para promulgar a las energías renovables como una solución frente a estos desafíos actuales que van a persistir en un futuro no tan lejano.

En Argentina, el gas natural constituye el componente principal de la matriz energética, aportando algo más del 50% de la energía primaria del país. Sin embargo, desde hace algo más de una década la producción local de gas está disminuyendo. Es por esto que, para poder cubrir la demanda energética se debe recurrir a la importación de este hidrocarburo, encareciendo el producto.

Por otro lado, una considerable cantidad de hogares aún hoy no tienen acceso a la red por lo que deben abastecerse con gas natural envasado o gas licuado de petróleo, lo cual dificulta y encarece su utilización. Además, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) se encuentran en valores muy elevados y a nivel global existe la obligación, mediante acuerdos internacionales, de reducirlos año tras año.

INTRODUCCIÓN

En este trabajo se considera la aplicación de la energía solar térmica como una gran opción dentro del marco de las renovables, la cual presenta grandes ventajas respecto a las fuentes de generación tradicionales y tiene grandes expectativas de crecimiento en un tiempo cercano para varias aplicaciones domésticas e industriales. No solo contribuye a un modelo sostenible de abastecimiento energético, sino que pretende reducir el impacto ambiental que supone el uso de energía y favorece la independencia energética.

Las instalaciones solares térmicas no generan contaminante alguno asociado a su operación, su producción de la energía es muy cercana al el lugar de consumo y no presentan gran complejidad.

MARCO TEÓRICO

Dado que en la actualidad el calentamiento de agua para consumo tiene como principales combustibles aquellos de origen fósil, se presenta la radiación solar como la fuente disponible e inagotable de energía apta para ser convertida aprovechada in situ.

Por lo tanto, el desafío principal consiste en desarrollar instalaciones aptas transformar esa radiación en energía térmica y almacenarla, para abastecer la demanda de agua caliente de los usuarios con el mismo desempeño que las habituales de gas o energía eléctrica. Esto implica el cumplimiento de los requisitos mínimos fijados por los consumidores y que a su vez puedan ser complementadas con una fuente de energía auxiliar. Deberán pensarse para tener la mayor eficiencia y el menor costo posible.

El campo de aplicación de la instalación de este proyecto será para edificios con más de una vivienda, los cuales podrán ser de nueva construcción o ya existentes, y deberán ajustarse en tamaño y complejidad a las necesidades propias en cada caso.

Tecnología Solar

Una instalación solar térmica está constituida por un conjunto de sistemas, los cuales tienen una función determinada e interactúan entre sí para transformar la radiación solar en energía térmica lista para ser consumida, representada por agua caliente.

Aquellos sistemas que la conforman son:

- Sistema de captación: está formado por los colectores solares, encargados de transformar la radiación solar incidente sobre los mismos en energía térmica aprovechable y transportada mediante un fluido de trabajo.
- Sistema de acumulación: constituido por uno o varios depósitos que almacenan el agua caliente hasta que se precisa su uso.

- Circuito hidráulico: constituido por tuberías, bombas, válvulas, etc., que se encarga de transportar la energía térmica a través del fluido caliente hasta la acumulación.
- Sistemas de intercambio: que realizan la transferencia de la energía térmica desde el circuito de captadores primario hasta el agua de consumo.
- Sistema de regulación y Control: que se encarga por un lado de asegurar el correcto funcionamiento del equipo para proporcionar la máxima energía solar térmica posible y, por otro lado, actúa como protección frente a la acción de múltiples factores como sobrecalentamientos del sistema, riesgos de congelaciones, etc.
- Equipo de energía convencional auxiliar o de apoyo: que se utiliza para complementar la contribución solar suministrando la energía necesaria para cubrir la demanda prevista, garantizando la continuidad del suministro de agua caliente en los casos de escasa radiación solar o demanda superior a la prevista.

El objetivo básico del sistema solar es suministrar al usuario una instalación que:

- a) Optimice el ahorro energético global de la instalación en combinación con el resto de equipos térmicos del edificio.
- b) Garantice la durabilidad y calidad suficientes.
- c) Garantice un uso seguro de la instalación.

Las instalaciones solares térmicas se pueden clasificar según algunos principios básicos que caracterizan el funcionamiento integral de las mismas. Es por ello que la nuestra podemos considerarla:

- Según el principio de circulación, una instalación por circulación forzada, ya que el fluido caloportador del circuito es transportado entre la captación y la acumulación mediante una bomba.

- Según el sistema de expansión, una instalación cerrada porque el fluido caloportador no está en contacto con la atmósfera y sus variaciones de volumen son absorbidas por un vaso de expansión.
- Según el sistema de transferencia de calor, una instalación indirecta porque tendremos un circuito primario y otro secundario, en el cual la transferencia sucede en un intercambiador de calor externo e independiente.
- Según el sistema auxiliar de energía empleado, una instalación con el mismo localizado en línea y distribuido. El aporte de calor auxiliar es individual para cada usuario y modulante.

Captadores

El elemento más característico de una instalación solar son los captadores solares. En este proyecto describiremos los de tipo “placa plana”. Sus partes principales se pueden observar en la Figura 1, las cuales describiremos:

- *Cubierta*: elemento de material transparente a la radiación solar, suele usarse vidrio.
- *Absorbedor*: lámina metálica o varias aletas adheridas. Normalmente están fabricadas en cobre, debido a su alto coeficiente de transmisión de calor, presentando algún tratamiento superficial (pintura) que mejore sus prestaciones. El más extendido es el absorbedor de parrilla, es decir, el constituido por varias tuberías paralelas que se unen a los conductos de distribución.

El fluido caloportador que circula en su interior puede ser agua de red, agua glicolada, según las características climatológicas del lugar de instalación y de la calidad del agua empleada.

- *Aislamiento*: se coloca en los laterales y en el fondo de la carcasa, para disminuir la transmisión de calor hacia el exterior. Suele estar constituido por lana de roca o fibra de vidrio.

- *Carcasa o marco*: contenedor de los elementos del captador que suele ser de aluminio o acero galvanizado para soportar las condiciones exteriores.



Figura 1 Componentes de un colector solar de placa plana

OBJETIVOS

El presente proyecto tiene como objetivo principal el diseño de una instalación solar térmica de baja temperatura para el suministro de agua caliente sanitaria (ACS) en un edificio de viviendas localizado en la ciudad de La Plata, provincia de Buenos Aires, complementada con una fuente de gas natural, siendo este combustible alternativo elegido por ser la fuente de apoyo disponible más económica.

Se dimensionará un sistema de captación de la energía radiante solar, los sistemas de acumulación, intercambio, regulación y control y el sistema hidráulico de conducción de los fluidos a partir del estudio de las necesidades energéticas de los habitantes. Todo ello se realizará con un concepto de búsqueda de la mayor eficiencia posible, aprovechando al máximo la energía disponible y minimizando las pérdidas. A su vez, se tendrá en cuenta que el suministro de agua caliente debe ser asegurado durante todo el año, bajo las condiciones de calidad y seguridad vigentes.

DIMENSIONADO

Descripción de la instalación

La instalación se ha diseñado para ser centralizada en la generación solar e individual en el sistema de generación auxiliar o de apoyo, para abastecer la demanda total del edificio de agua caliente para uso sanitario en las viviendas.

El diseño tuvo como finalidad aprovechar al máximo la energía tomada por los captadores. Durante el proceso se han evaluado varias opciones, optando por este diseño por ser el más eficiente energéticamente hablando y el de menor coste al tener una cantidad inferior de elementos que encarezcan la instalación.

La relación entre los sistemas componentes se puede ver en la figura 2.

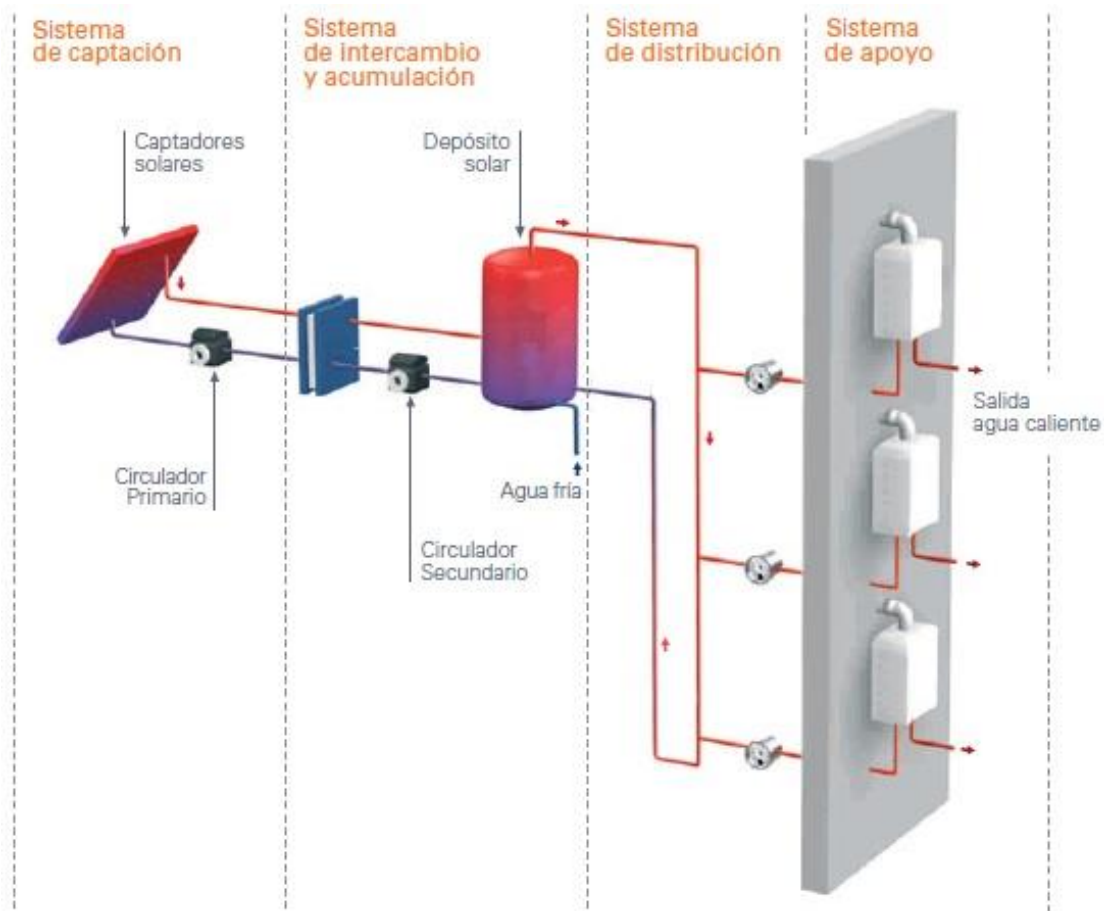


Figura 2. Esquema de una instalación solar con acumulación centralizada

Caracterización del edificio

Es un edificio de nueva construcción de 7 plantas más la terraza como se observa en la figura 3. Consta de 20 viviendas repartidas en 5 plantas y en cada una de ellas tendremos 4 viviendas distribuidas uniformemente como se observa en la figura 4a. Dos de esas viviendas cuentan con dos dormitorios, dos baños, una sala de estar y una cocina. Las otras dos difieren de las anteriores por tener un dormitorio extra.

La planta del edificio es rectangular, con las escaleras y el ascensor dispuestos en la zona central. La fachada principal está orientada hacia el Norte.

La planta baja contiene un local comercial y un área de estacionamiento; el subsuelo es abarcado en toda su extensión por estacionamiento para las viviendas.

La cubierta superior es una terraza plana accesible y transitable, ocupada parcialmente por la salida de la escalera, los conductos de salida de ventilación y servicios de cocina (Figura 4b). Además en todo su perímetro tiene un muro de 0.5 m.

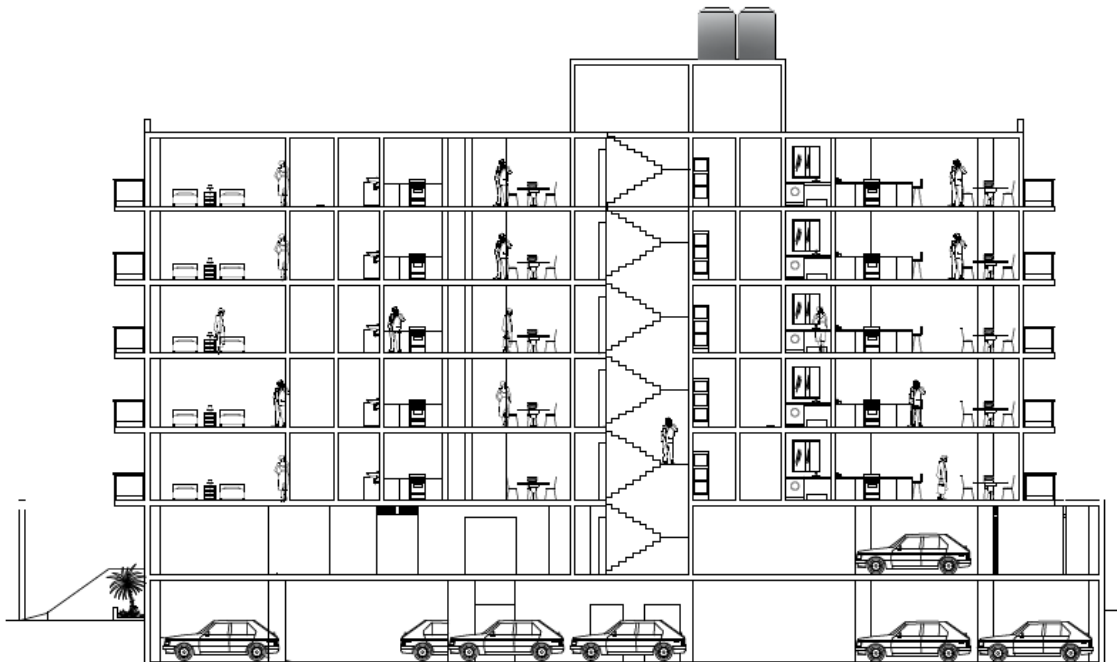


Figura 3 Sección del edificio

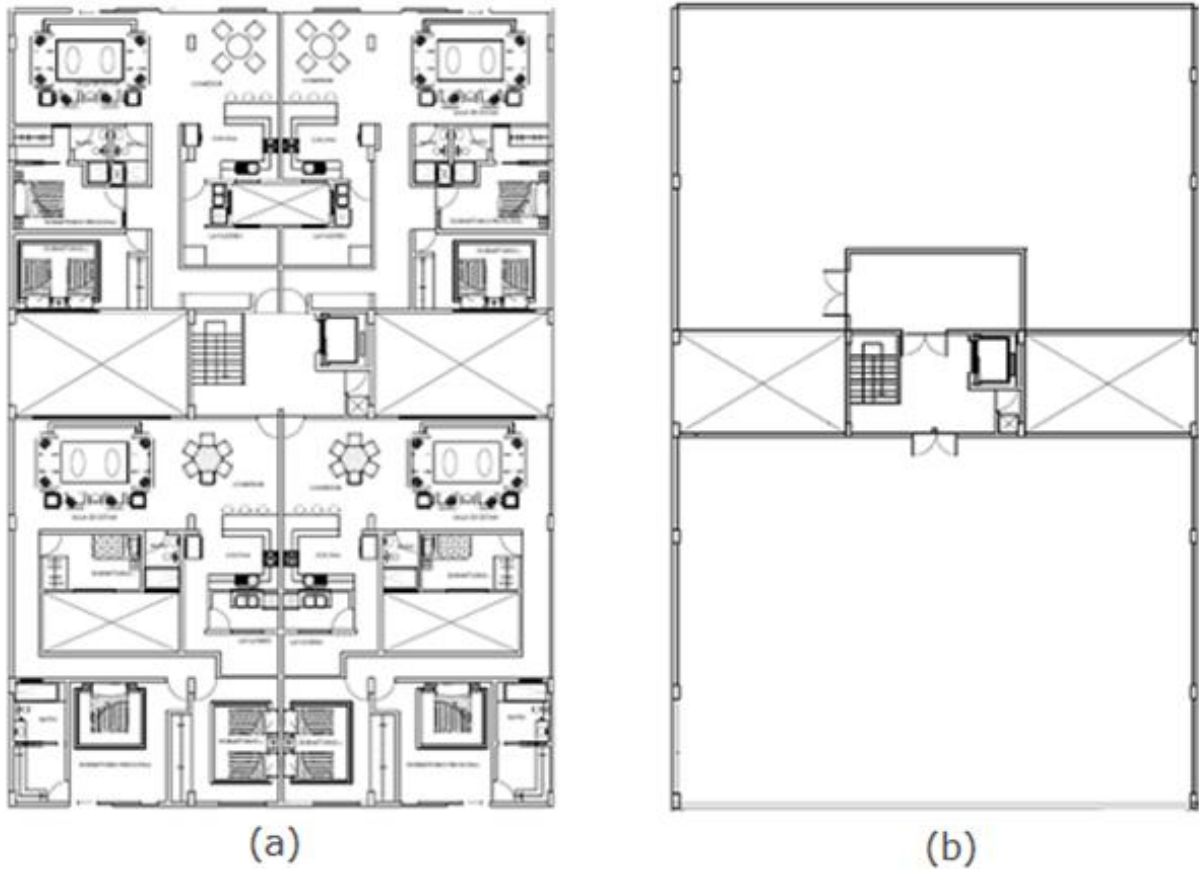


Figura 4 (a) Planta tipo del edificio (b) Planta de la cubierta superior

Características geográficas y climatológicas

El edificio se encontrará situado en la ciudad de La Plata, Buenos Aires; estará dentro del casco urbano, sobre la avenida Diagonal 73 y su intersección con la calle 40.

Podemos enumerar algunos de los datos principales que son propios de la zona y que tendrán relevancia en el diseño de la instalación.

- Latitud: 34°9' S
- Longitud: 57°9' W
- Irradiancia solar media: 4,08 KWh/m².dia
- Temperatura mínima histórica: -6°C
- Temperatura media de agua de red: 17.2°C
- Humedad relativa media: 77%

Necesidades de agua caliente sanitaria

La instalación solar térmica tiene la finalidad de aumentar la temperatura de red hasta la de consumo o cercana a la misma. Deberemos definir entonces la temperatura de ACS que tendremos en los puntos consumo y la que tendremos en la acumulación.

Si bien la normativa nacional que debe definir estos parámetros está en su proceso de elaboración, nos valdremos del Código Técnico de la Edificación (CTE) en su Documento Básico HE-4 de Ahorro de Energía donde se recomienda:

- Temperatura de consumo 45°C
- Temperatura de referencia en la acumulación 60°C. Este valor considera la preparación con agua fría.

Debido a que las necesidades de ACS son muy variables a lo largo del día y dependen de muchos factores no pueden estimarse para cada momento. Para ello la estimación que se realiza es a nivel diario.

Para conocer los valores mínimos de consumo de ACS en Argentina recurrimos al artículo “lanelli L.; Prietto R.; Gil S. (2016). Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbrido. Petrotecnia”, en él se establece para nuestro país una demanda nominal de 56 l/día por persona, aunque por diseño tomaremos 60 l/día, a la temperatura de confort (45°C) para el caso de viviendas.

Es necesario entonces conocer el caudal diario de consumo por persona referido a la temperatura de acumulación que establecimos, el cual debe calcularse como detalla el CTE HE-4:

$$Q_T = Q_{Tref} \cdot \frac{(T_{ref} - T_{AF})}{(T - T_{AF})}$$

Donde:

- Q_T : caudal a temperatura deseada [l/día]

- $Q_{T_{ref}}$: caudal a temperatura de referencia [l/día]
- T : temperatura deseada [°C]
- T_{ref} : temperatura de referencia [°C]
- T_{AF} : temperatura promedio agua fría de la red [°C]

$$Q_{60^{\circ}C} = 60 \frac{l}{dia} \cdot \frac{(45^{\circ}C - 15^{\circ}C)}{(60^{\circ}C - 15^{\circ}C)} \Rightarrow Q_{60^{\circ}C} = 40 \left[\frac{l}{día} \right]$$

Procederemos con el cálculo entonces de la demanda total de ACS del edificio, sumando las correspondientes a cada planta, y los resultados serán volcados en la tabla 1.

Planta	Vivienda/ Local	Personas por Vivienda	Consumo [lt/persona]	Total [litros]
-1	-	-	40	-
PB	1	2	40	80
1	2	3	40	240
	2	4	40	320
2	2	3	40	240
	2	4	40	320
3	2	3	40	240
	2	4	40	320
4	2	3	40	240
	2	4	40	320
5	2	3	40	240
	2	4	40	320
TOTAL				2800

Tabla 1 Consumos de agua caliente sanitaria

El consumo total diario de ACS para el diseño será entonces de 2800 lt/día a 60°C.

Demanda energética mensual

Para iniciar el diseño de la instalación se debe determinar la demanda energética del edificio de cada mes, es decir, aquella cantidad de energía necesaria para calentar el agua hasta la temperatura deseada.

La expresión para el cálculo la obtenemos de “Martínez P. (2010). Energía Solar Térmica”

$$Q_a = c_p \cdot C_D \cdot N \cdot (T_{AC} - T_R)$$

Siendo:

- Q_a : demanda de energía mensual [KJ/mes]
- c_p : calor específico del agua a presión constante [4,18 KJ/Kg.°C]
- C_D : consumo medio diario de ACS [lt/día]
- N : número de días del mes
- T_{AC} : temperatura de acumulación del ACS [°C]
- T_R : temperatura de agua de red [°C]

Aplicando la fórmula mencionada, obtenemos los valores de energía que deberá suministrarse durante el año, los cuales son volcados en la tabla 2.

Mes	Cp [KJ/kg.°C]	Cd [lt/día]	N [día]	Tac [°C]	Tr [°C]	Qa [KJ]	Qa [kWh]
Enero	4,187	2800	31	60	23,1	13.410.626	3.725,2
Febrero	4,187	2800	28	60	22	12.473.910	3.465,0
Marzo	4,187	2800	31	60	19,8	14.609.950	4.058,3
Abril	4,187	2800	30	60	16,3	15.369.640	4.269,3
Mayo	4,187	2800	31	60	12,6	17.226.658	4.785,2
Junio	4,187	2800	30	60	9,7	17.690.912	4.914,1
Julio	4,187	2800	31	60	8,9	18.571.355	5.158,7
Agosto	4,187	2800	31	60	10,7	17.917.178	4.977,0
Septiembre	4,187	2800	30	60	12,3	16.776.472	4.660,1
Octubre	4,187	2800	31	60	15,6	16.136.363	4.482,3
Noviembre	4,187	2800	30	60	18,5	14.595.882	4.054,4
Diciembre	4,187	2800	31	60	21	14.173.832	3.937,2
TOTAL			365			188.952.778	52.486,9

Tabla 2 Cálculo de la demanda energética mensual

En la figura 5 podemos observar la demanda energética asociada a la producción de agua caliente sanitaria a lo largo de todo el año, expresada en kWh.

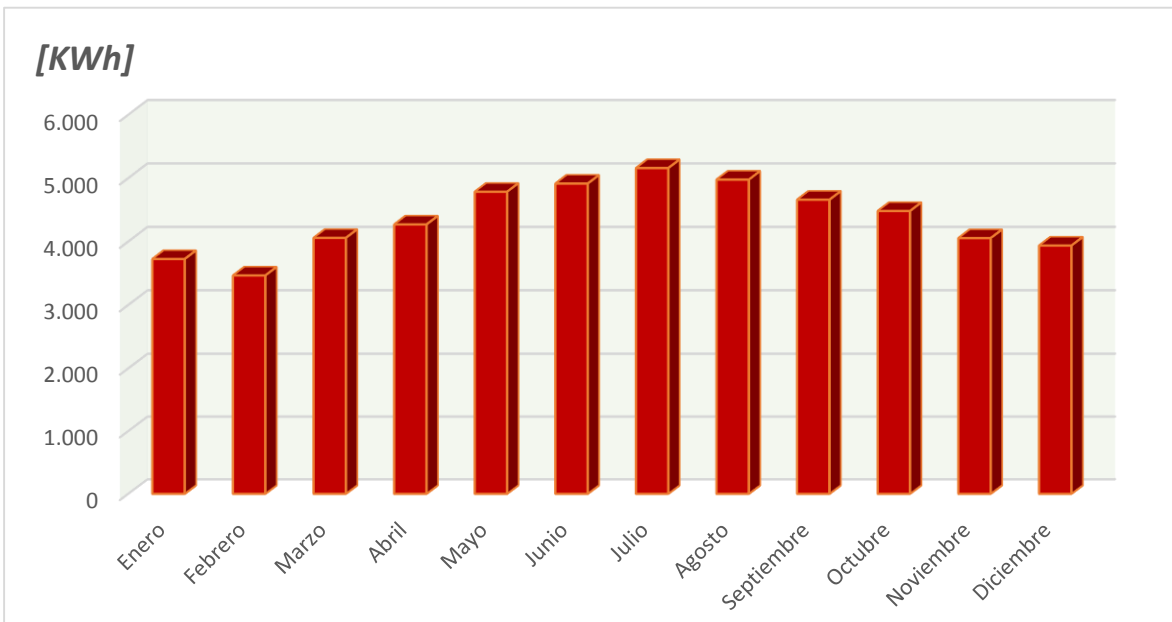


Figura 5 Demanda energética durante el año

Contribución solar mínima

Ya sabemos que el objetivo de la instalación solar es satisfacer en un mayor porcentaje posible la demanda energética del edificio para ACS. Debido a la variación anual de energía de irradiación disponible a lo largo del año, puede suceder que en verano la instalación cubra casi en su totalidad el consumo de agua caliente y que en invierno exista un déficit energético importante, el cual debe ser cubierto con un sistema de apoyo que utilice otra fuente de energía auxiliar.

Para ello se tiene que establecer qué porcentaje de la demanda de energía anual debe ser cubierta con el aporte solar, el cual se denomina fracción solar anual, y cuál será el restante para el sistema de apoyo.

La elección de la fracción solar anual va a depender principalmente de tres factores:

- El valor de consumo energético
- La zona climática en que se encuentre la instalación
- La fuente energética de apoyo

Si bien en Argentina no existe una normativa nacional que defina la fracción solar anual mínima, tomaremos como referencia lo que dice el “Código Técnico de Edificación. Boletín Oficial de España” en su sección HE-4. El mismo establece un valor mínimo según la zona climática establecida, las cuales se clasifican en base a la radiación solar media diaria anual que incide sobre una superficie horizontal (H), según el tipo de fuente auxiliar de energía (gas en todas sus variantes o electricidad) y según la cantidad de litros diarios de agua caliente demandados.

Para nuestra instalación correspondería una fracción solar anual mínima de 30%. Es necesario destacar que la contribución solar mencionada por el CTE es mínima y puede ampliarse por normativa u ordenanza de los municipios, como sucede en muchos casos.

Por lo tanto, adoptamos como fracción solar mínima 60%, un valor recomendado por muchas ordenanzas solares de municipios nacionales e internacionales.

Cálculo de superficie de captación - Método F-Chart

El método a utilizar será el de las curvas f o F-Chart, desarrollado por Klein-Beckman-Duffie, el cual se basa en la parametrización de resultados de simulaciones dinámicas de un modelo de acumulación centralizada. Es recomendado en bibliografía técnica como “Martínez P. (2006). Energía Solar Térmica” y las normativas de la temática, entre ellas el “Código Técnico de la Edificación. (2006) Boletín Oficial de España” y el “Pliego de condiciones técnicas para instalación solar térmica de baja temperatura. (2009). Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) de España”.

Es por un proceso de cálculo suficientemente exacto para largas estimaciones, como es nuestro caso. El sistema F-Chart, permite realizar el cálculo de la cobertura de un sistema solar, es decir, de su contribución a la aportación de calor total necesario para cubrir las cargas térmicas y de su rendimiento medio en un largo periodo de tiempo.

Para desarrollarlo se utilizan datos mensuales medios meteorológicos, y es perfectamente válido para determinar el rendimiento factor de cobertura solar en instalaciones de calentamiento, en todo tipo de edificios, mediante captadores solares planos.

Para estudiar este parámetro indicativo se determina la fracción Aportación/Consumo (fracción solar), la cual se pretende que oscile lo más próxima a la unidad, lo que se consigue en los meses de verano, produciéndose un déficit energético en los meses invernales, el que deberá ser cubierto por el sistema de apoyo.

La ecuación utilizada en el método es la siguiente:

$$f = 1,029.D_1 - 0,065.D_2 - 0,245.D_1^2 + 0,0018.D_2^2 + 0,0215.D_1^3$$

La secuencia que suele seguirse en el cálculo es la siguiente:

1. Valoración de la radiación solar incidente en la superficie inclinada de los captadores.
2. Cálculo del parámetro D1, que relaciona la energía absorbida por el captador con la carga calorífica mensual.

3. Cálculo del parámetro D2, que relaciona la energía perdida por el captador con la carga calorífica mensual.
4. Determinación de la gráfica f.
5. Valoración de la cobertura solar mensual.
6. Valoración de la cobertura solar anual.
7. Determinación de la superficie de captación Sc.
8. Cálculo de la producción solar mensual y anual.

1- Valoración de la radiación incidente en la superficie inclinada

- a) Para calcular la energía que puede ser aprovechada por los captadores en una ubicación geográfica determinada se debe conocer primero aquella que incide sobre una unidad de superficie horizontal (1m^2) en un día medio de cada mes, conocida como *irradiación horizontal H*. Estos valores de H son obtenidos por medición directa en estaciones meteorológicas y volcados en registros, de los cuales surgen las “Cartas de irradiación solar global”.

En “Grossi Gallegos H, Righini R. (2007). Atlas de energía solar de la República Argentina” se encuentran los valores de irradiación media mensual sobre una superficie horizontal H de cada región del país. Los correspondientes a nuestro proyecto de la Plata serán utilizados en el proceso de cálculo.

- b) Debido a que las superficies captadoras deben interceptar la irradiación tan perpendicularmente como sea posible durante el día, deberán inclinarse un cierto ángulo respecto del plano horizontal y a su vez estar orientadas hacia el norte. Es necesario entonces definir un factor de proporcionalidad que permita estimar la irradiación sobre ese plano inclinado, el cual se determina para una orientación e inclinación dada, y que podemos encontrar en tablas.

Recurrimos a la siguiente expresión:

$$H_T = K.H$$

Siendo:

H_T : irradiación incidente sobre 1m^2 de superficie inclinada en un día medio mensual. [KJ.dia/m^2]

K: coeficiente de corrección

H: Irradiación media diaria sobre 1 m^2 de superficie horizontal en un día medio mensual [KJ.dia/m^2]

c) Debemos ahora seleccionar una inclinación y orientación óptima de los colectores. Para eso se tienen en cuenta las pérdidas máximas admisibles de los mismos, que son calculadas en función de los dos ángulos principales, representados en la figura 6:

- Ángulo de inclinación (β): es aquel que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para horizontales y 90° para verticales.
- Ángulo de acimut (α): definido entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Los valores típicos son 0° para módulos orientados al norte, -90° para los orientados al oeste y $+90^\circ$ los orientados al este.

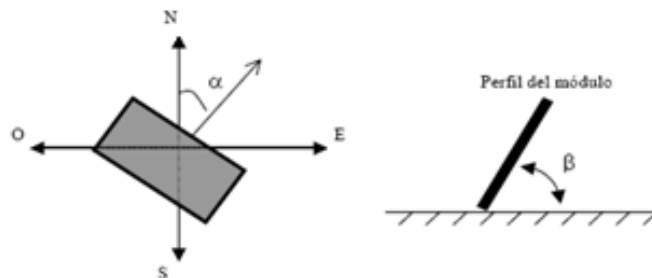


Figura 6 Ángulos de acimut e inclinación

En el “Manual de introducción a la energía solar térmica. (2019). Secretaría de Energía de la República Argentina” se establece que para colectores ubicados en el hemisferio sur se considera como orientación óptima la dirección Norte. Con respecto a la inclinación, como regla general para maximizar la energía anual, se debe adoptar un ángulo igual al valor de latitud del lugar. El fin principal de estas dos cuestiones es reducir al mínimo posible las pérdidas de los colectores.

Es posible conocer entonces tanto las pérdidas anuales como las pérdidas mensuales de energía por desviaciones de la orientación e inclinación óptimas a través de los “discos de irradiación solar”.

El disco es una herramienta gráfica que muestra el porcentaje de energía que se pierde a medida que varía el ángulo de inclinación y el acimut con respecto al máximo anual, dado por un punto gris en la imagen. Los círculos representan la inclinación beta y las rectas la orientación alfa del captador (Figura 7).

Como nuestro caso es en Buenos Aires, con una latitud -35° y con gran parte de la terraza disponible del edificio orientada hacia el norte, definimos:

- Ángulo de inclinación $\beta = 35^\circ$
- Ángulo de orientación $\alpha = 0^\circ$

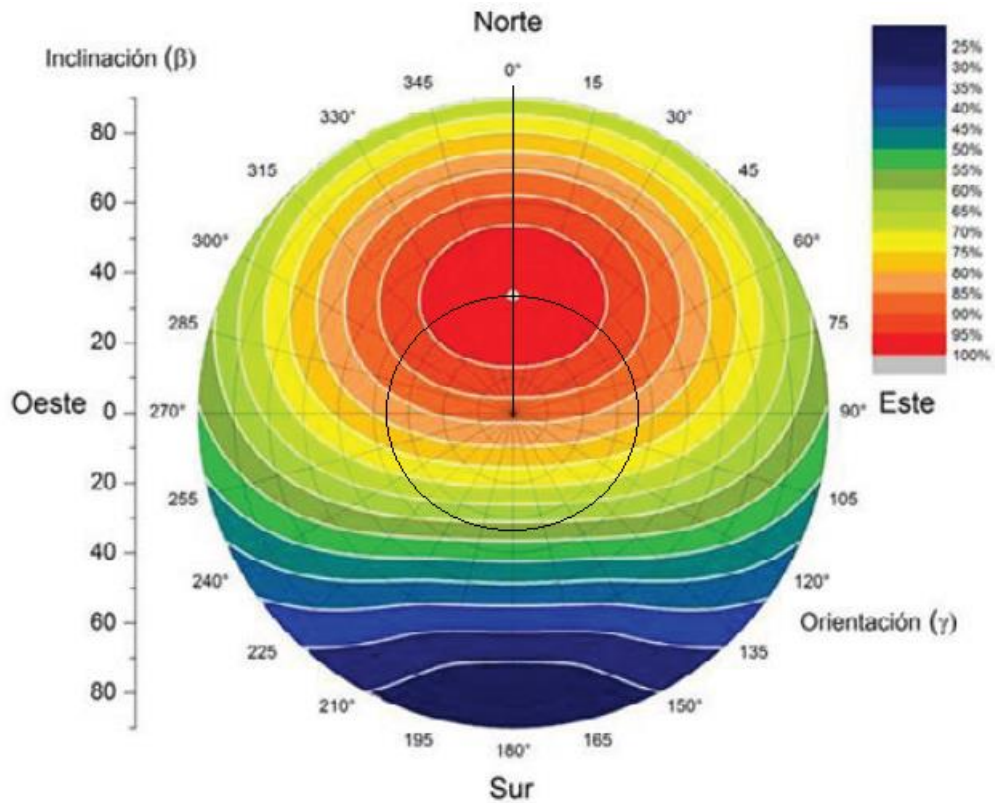


Figura 7 Disco de irradiación solar de Buenos Aires

Es posible conocer la desviación de alfa y beta límites para no superar un porcentaje de pérdidas seleccionado. Se establece como límite un 10% de pérdidas por inclinación, por lo que la combinación de inclinación y acimut deberá caer por lo menos dentro de la zona definida para 90%.

- d) Conocidas la inclinación y orientación de los colectores de nuestra instalación, podemos valernos entonces de las Tablas de transposición del Anexo II de la “Guía del Recurso Solar. (2019). Secretaría de Energía de la República Argentina”. En ellas encontramos los coeficientes de corrección “K” para una superficie inclinada para cualquier región del país.

Un coeficiente menor a 1 indica que el plano inclinado recibe menos radiación solar que el plano horizontal en ese mes. Si el coeficiente es mayor a 1, indica lo opuesto.

TABLA 1 - R = R_T/R Latitud = 34°55' Localidad : La Plata Obs. Provincia : Buenos Aires
 Acimut = ±0°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	1,00	1,01	1,02	1,04	1,08	1,09	1,08	1,06	1,03	1,01	1,00	1,00	1,03
10	0,99	1,01	1,04	1,09	1,15	1,19	1,17	1,11	1,06	1,02	1,00	0,99	1,07
15	0,99	1,01	1,06	1,14	1,23	1,28	1,25	1,17	1,08	1,03	0,99	0,98	1,10
20	0,97	1,01	1,07	1,17	1,29	1,36	1,32	1,21	1,10	1,03	0,98	0,96	1,12
25	0,95	1,00	1,08	1,20	1,35	1,43	1,38	1,25	1,12	1,02	0,96	0,94	1,14
30	0,93	0,99	1,08	1,22	1,40	1,49	1,43	1,28	1,12	1,01	0,94	0,92	1,15
35	0,90	0,97	1,07	1,24	1,44	1,55	1,48	1,31	1,13	1,00	0,92	0,89	1,16
40	0,87	0,94	1,06	1,25	1,47	1,59	1,52	1,32	1,12	0,98	0,89	0,85	1,15
45	0,83	0,91	1,04	1,25	1,49	1,63	1,54	1,33	1,11	0,96	0,86	0,82	1,15
50	0,79	0,88	1,02	1,24	1,50	1,65	1,56	1,33	1,09	0,92	0,82	0,78	1,13
55	0,75	0,84	0,99	1,23	1,51	1,67	1,57	1,32	1,07	0,88	0,77	0,73	1,11
60	0,71	0,80	0,96	1,21	1,50	1,67	1,57	1,31	1,04	0,85	0,73	0,69	1,09
65	0,66	0,76	0,92	1,18	1,49	1,66	1,56	1,29	1,00	0,80	0,68	0,64	1,05
70	0,61	0,71	0,88	1,14	1,47	1,65	1,54	1,26	0,96	0,76	0,63	0,59	1,02
75	0,56	0,66	0,83	1,10	1,43	1,62	1,51	1,22	0,92	0,71	0,58	0,54	0,97
80	0,50	0,60	0,78	1,06	1,39	1,58	1,47	1,17	0,87	0,65	0,53	0,48	0,92
85	0,45	0,55	0,72	1,00	1,34	1,54	1,42	1,12	0,81	0,60	0,48	0,43	0,87
90	0,40	0,49	0,66	0,95	1,29	1,48	1,37	1,07	0,76	0,54	0,42	0,38	0,82

Tabla 3 Coeficientes de corrección K para una superficie inclinada

e) Ejecución del cálculo

Por último, los datos desarrollados anteriormente se volcarán en una tabla y se podrá conocer entonces *la irradiación incidente sobre el plano inclinado de los captadores en cada mes*, dada por la siguiente expresión:

$$H_{Tmes} = K.H.N = H_T.N \quad \left[\frac{KWh}{m^2} \right]$$

Mes	K	H [KWh/m2.día]	Ht [KWh/m2.día]	N [día]	Htmes [KWh/m2]
Enero	0,9	6,5	5,85	31	181,35
Febrero	0,97	5,5	5,335	28	149,38
Marzo	1,07	4,5	4,815	31	149,265
Abril	1,24	3	3,72	30	111,6
Mayo	1,44	2,5	3,6	31	111,6
Junio	1,55	1,5	2,325	30	69,75
Julio	1,48	2	2,96	31	91,76
Agosto	1,31	2,5	3,275	31	101,525
Septiembre	1,13	3,5	3,955	30	118,65
Octubre	1,00	5	5,00	31	155
Noviembre	0,92	6	5,52	30	165,6
Diciembre	0,89	6,5	5,785	31	179,335
TOTAL					1584,815

Tabla 4 Irradiación solar sobre el plano inclinado

2- Cálculo del parámetro D1

El Parámetro D1 expresa la relación entre la energía absorbida por la placa del captador plano y la demanda energética en un mes. Se obtiene con:

$$D_1 = \frac{Ea_{mes}}{De_{mes}} \quad \frac{\text{(energía absorbida mensual)}}{\text{(demanda energética mensual)}}$$

La energía absorbida por el captador viene dada por la expresión:

$$Ea_{mes} = S_c \cdot F_r'(\tau\alpha) \cdot R_1 \cdot N$$

Donde:

- S_c : superficie del captador (m^2).

- R_1 : Radiación diaria media mensual incidente sobre la superficie de captación por unidad de área (KJ/m²).

- N : número de días del mes.

- $F_r'(\tau\alpha)$: Factor adimensional dado por la siguiente expresión.

$$F_r'(\tau\alpha) = F_r(\tau\alpha)_n \cdot \left[\frac{\tau\alpha}{(\tau\alpha)_n} \right] \cdot \left[\frac{F_r'}{F_r} \right]$$

$F_r(\tau\alpha)_n$: Factor de eficiencia óptica del captador, es decir, la ordenada en el origen de la curva característica del captador.

$\left[\frac{\tau\alpha}{(\tau\alpha)_n} \right]$: Modificación del ángulo de incidencia. En general se puede tomar como constante: 0,96 (superficie transparente sencilla) o 0,94 (superficie transparente doble).

$\left[\frac{F_r'}{F_r} \right]$: Factor de corrección del conjunto captador-intercambiador. Se recomienda tomar el valor de 0,95.

3- Cálculo del parámetro D2

El parámetro D2 expresa la relación entre las pérdidas de energía en el captador, para una determinada temperatura, y la demanda energética durante un mes:

$$D_2 = \frac{Ep_{mes}}{De_{mes}} \quad \frac{(energía\ perdida\ por\ el\ captador)}{(demanda\ energética\ mensual)}$$

La energía perdida por el captador viene dada por la siguiente expresión:

$$Ep_{mes} = S_c \cdot F_r' \cdot U_L \cdot (100 - T_a) \cdot \Delta T \cdot K_1 \cdot K_2$$

Donde:

- S_c : superficie del captador (m²).

- $Fr' \cdot U_L$: factor adimensional dado por la expresión.

$$Fr' U_L = Fr U_L \cdot \left[\frac{Fr'}{Fr} \right]$$

$Fr U_L$: coeficiente global de pérdidas del captador, es decir, la pendiente de la curva característica del captador.

$\left[\frac{Fr'}{Fr} \right]$: factor de corrección del conjunto captador-intercambiador

- T_a : temperatura media mensual del ambiente (°C).

- ΔT : periodo de tiempo considerado en segundos (s).

- K_1 : factor de corrección por almacenamiento, que se obtiene a partir de:

$$K_1 = \left[\frac{Kg_{acumulación}}{75 \cdot S_c} \right]^{-0.25}$$

Se recomienda la relación: $50 < (Kg_{acumulación})/(m^2 \text{ captador}) < 180$

- K_2 : factor de corrección que relaciona la temperatura mínima de ACS, la del agua de red y la media mensual ambiente, dado por:

$$K_2 = \frac{11,6 + 1,18 \cdot T_{AC} + 3,86 \cdot T_R - 2,32 \cdot T_A}{100 - T_A}$$

T_{AC} : temperatura mínima de ACS.

T_R : temperatura del agua de red.

T_a : temperatura media mensual del ambiente.

4- Determinación de la fracción solar mensual f

Mes	Sc [m2]	Fr'(τα)	Ht [kWh/m2.día]	N [día]	Ea [kWh]	De [kWh]	D1
Enero	43,44	0,67944	5,85	31	5352,52	3725,17	1,4369
Febrero	43,44	0,67944	5,335	28	4408,93	3464,98	1,2724
Marzo	43,44	0,67944	4,815	31	4405,54	4058,32	1,0856
Abril	43,44	0,67944	3,72	30	3293,86	4269,34	0,7715
Mayo	43,44	0,67944	3,6	31	3293,86	4785,18	0,6883
Junio	43,44	0,67944	2,325	30	2058,66	4914,14	0,4189
Julio	43,44	0,67944	2,96	31	2708,28	5158,71	0,5250
Agosto	43,44	0,67944	3,275	31	2996,50	4976,99	0,6021
Septiembre	43,44	0,67944	3,955	30	3501,94	4660,13	0,7515
Octubre	43,44	0,67944	5	31	4574,81	4482,32	1,0206
Noviembre	43,44	0,67944	5,52	30	4887,66	4054,41	1,2055
Diciembre	43,44	0,67944	5,785	31	5293,05	3937,18	1,3444

Tabla 5. Cálculo del parámetro D1

Mes	Sc [m2]	Fr'UL [W/m2.°C]	Ta=Tr [°C]	TaCmin [°C]	ΔT [h]	K1	K2	Ep [kWh]	De [kWh]	D2
Enero	43,44	0,003278	23,1	45	744	1,0208	1,3040	10843,04	3725,17	2,9107
Febrero	43,44	0,003278	22	45	672	1,0208	1,2638	9628,27	3464,98	2,7787
Marzo	43,44	0,003278	19,8	45	744	1,0208	1,1869	10293,51	4058,32	2,5364
Abril	43,44	0,003278	16,3	45	720	1,0208	1,0729	9397,42	4269,34	2,2011
Mayo	43,44	0,003278	12,6	45	744	1,0208	0,9623	9094,52	4785,18	1,9006
Junio	43,44	0,003278	9,7	45	720	1,0208	0,8819	8333,80	4914,14	1,6959
Julio	43,44	0,003278	8,9	45	744	1,0208	0,8607	8478,37	5158,71	1,6435
Agosto	43,44	0,003278	10,7	45	744	1,0208	0,9090	8778,11	4976,99	1,7637
Septiembre	43,44	0,003278	12,3	45	720	1,0208	0,9537	8752,80	4660,13	1,8782
Octubre	43,44	0,003278	15,6	45	744	1,0208	1,0512	9594,10	4482,32	2,1404
Noviembre	43,44	0,003278	18,5	45	720	1,0208	1,1434	9751,96	4054,41	2,4053
Diciembre	43,44	0,003278	21	45	744	1,0208	1,2284	10493,34	3937,18	2,6652

Tabla 6 Cálculo del parámetro D2

5- Valoración de la cobertura solar mensual

Conocida f, aplicando la ecuación inicial del método F-Chart se puede calcular la producción energética útil mensual de la instalación solar al multiplicar f por la demanda mensual de energía, expresada en la tabla 7.

$$Q_u = f \cdot Q_a$$

Siendo:

- Q_u : energía útil captada en el mes [KWh]
- Q_a : demanda energética de ACS mensual [KWh]

Mes	f	f (%)	Qa [KWh]	Qu [KWh]
Enero	0,8625	86,25	3725,17	3213,10
Febrero	0,7902	79,02	3464,98	2738,12
Marzo	0,7025	70,25	4058,32	2851,13
Abril	0,5236	52,36	4269,34	2235,33
Mayo	0,4822	48,22	4785,18	2307,41
Junio	0,2846	28,46	4914,14	1398,58
Julio	0,3738	37,38	5158,71	1928,51
Agosto	0,4264	42,64	4976,99	2122,04
Septiembre	0,5283	52,83	4660,13	2461,93
Octubre	0,6870	68,70	4482,32	3079,33
Noviembre	0,7762	77,62	4054,41	3146,89
Diciembre	0,8324	83,24	3937,18	3277,11

Tabla 7 Producción energética útil mensual

6- Valoración de la fracción solar anual F

Mediante igual proceso operativo que el desarrollado para un mes, se operará para todos los meses del año. Se podrá determinar la cobertura anual del sistema:

$$F = \frac{\sum Q_u}{\sum Q_a} = 0.6058 \text{ (60.58\%)}$$

7- Determinación de la superficie de captación S_c

Para llegar a la superficie óptima, en las etapas anteriores utilizamos una hoja de cálculo para comparar las combinaciones posibles de cantidad y modelo de captadores para cubrir el porcentaje de aporte de energía solar anual.

Finalmente determinamos el modelo de captador y cuántos serán utilizados:

- 24 captadores Verssun Timox de 1.81 m² de superficie de apertura, dispuestos en tres filas de 8 cada una.

8- Cálculo de la producción y gráfico.

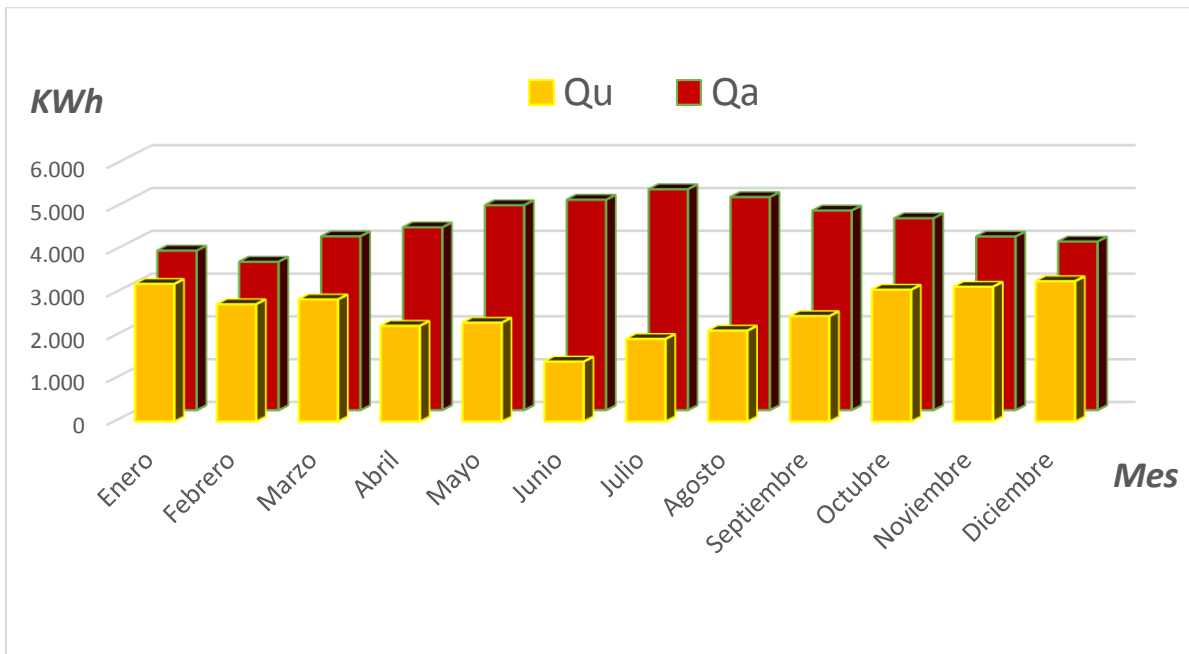


Figura 8 Aporte y demanda mensual de agua caliente sanitaria

Sistema de captación

Tras comprobar los requerimientos que deben cumplir los captadores, el modelo que seleccionamos corresponde a la marca Verssun modelo 81002 con recubrimiento selectivo Tinnox. Las especificaciones técnicas del mismo se encuentran en la figura 9.

Parrilla de cobre con aletas de cobre soldadas por ultrasonido Estructura de aluminio anodizada plata		
Modelo	Verssun 81002	
Superficie total	2 m ²	
Área de apertura	1,81 m ²	
Dimension total	2000x1000x81 mm	
Capacidad total	1,71 l	
Peso total vacío	1,44 l	
Presión máxima de trabajo	12 bar	
Temp. máxima de trabajo	120 °C	
Temp. de estancamiento	95 °C	
Nº máximo de colectores en línea:	4	
Rendimiento óptico	0,745	h_{0a}
Coefficiente de pérdidas 1	3,450 W/m ² .°K	a_{1a}
Coefficiente de pérdidas 2	0,018 W/m ² .°K ²	a_{2a}
Pérdida de carga	$\Delta P = 5,606 \cdot V + 1,853 \cdot V^2$	ΔP : Dif. Presion entrada/salida [mmca] V : caudal volumétrico [l/min]



Figura 9 Especificaciones técnicas captador Verssun 81002

En el método de cálculo indicamos que los colectores son en total 24, los cuales deben disponerse de tal manera que se garantice el óptimo funcionamiento.

Las filas de captadores deben estar constituidas por el mismo número de unidades.

Dentro de cada fila se encontrarán conectados en paralelo, dado que es el tipo de conexión más ventajosa: las temperaturas de entrada y salida son las mismas en todos los captadores (mismo salto térmico), por lo que trabajarán en el mismo punto de la curva de rendimiento. La tasa de calor que se obtiene es mayor y el salto térmico es más pequeño que el conexionado en serie, por lo que la eficiencia de cada captador es más alta.

La pérdida de carga deberá equilibrarse en todos los captadores de forma que el caudal circulante sea el mismo o muy similar en todos ellos. Esto consigue igualando la longitud de las tuberías de conexión para todos, de manera tal que fluido experimenta la misma pérdida de carga. Se conoce como retorno invertido y su esquema se puede ver en la figura 10.

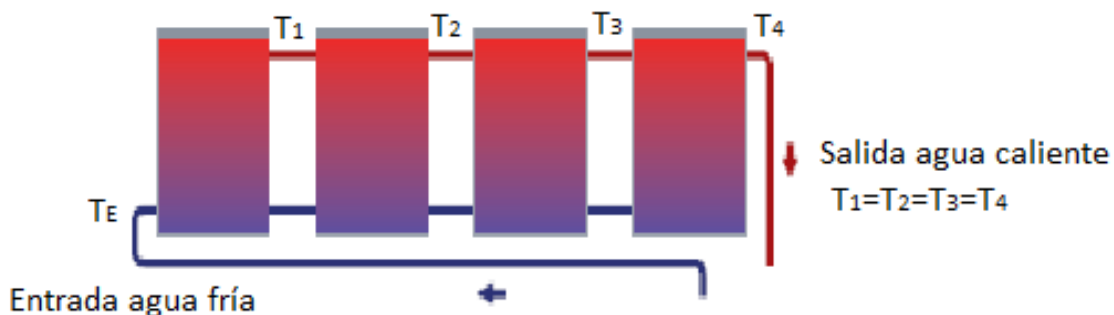


Figura 10 Retorno invertido

A su vez los colectores se agruparán en baterías de 4, un valor limitado por el fabricante. Esto facilita el montaje, mantenimiento y reparación de ellos, ya que cada batería lleva una válvula esférica, tanto en la entrada como en la salida, con el fin de poder ser desconectada y retirada sin afectar el fluido del circuito primario.

Por todo lo nombrado anteriormente, el proyecto contará entonces con 3 filas de 8 captadores cada una y dispuestos en 2 baterías de 4 por fila. Se puede observar la disposición final en la figura 11.

Los colectores se encontrarán fijos en la cubierta superior mediante un soporte adecuado. Las uniones entre los colectores han de ser flexibles para prevenir las dilataciones debidas a los gradientes de temperatura.

Se debe proteger el sistema frente a heladas por lo que se fijará la temperatura mínima del sistema. Todas las partes del sistema que estén expuestas al exterior deben ser capaces de soportar la temperatura especificada sin daños permanentes en el sistema.

Para evitar sobrecalentamientos se deben dotar las instalaciones de dispositivos de control automático o manuales para evitar que dañen los equipos y se penalice la calidad del suministro energético.

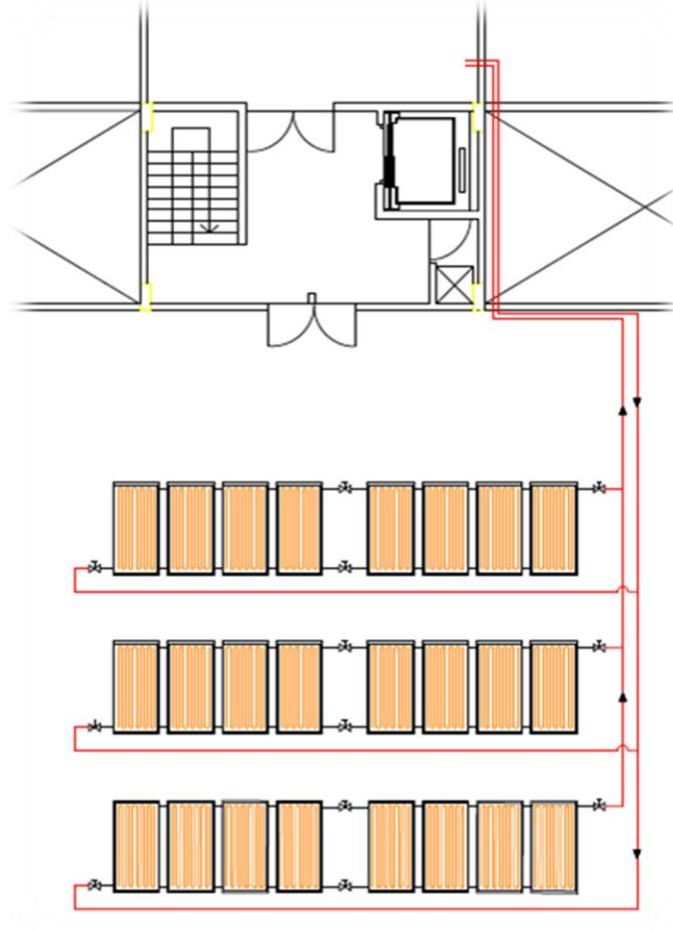


Figura 11 Esquema de los captadores

Distancia entre filas y pérdidas por sombra

La condición para establecer la separación mínima entre filas de colectores es que cada fila de colectores reciba al menos 4 horas de radiación solar en el día del año que el sol está en el punto más bajo. De acuerdo con lo explicado en párrafos anteriores, ese punto está dado por el solsticio de invierno para el hemisferio sur.

De acuerdo a “Martinez P. (2010). Energía solar térmica” nos valemos de la ecuación siguiente para conocer las distancias mínimas:

$$d = \frac{h}{\tan(a_c)} \quad a_c = 90 - \text{Latitud} - 23.5 - 7$$

Siendo:

d : distancia entre el colector y el obstáculo,

h : altura proyectada por el colector,

α_c : valor de la altura solar de invierno utilizado para estimar las horas de sol

En el día que el sol está más bajo en el año, la diferencia entre la altura solar (α_c) al mediodía solar y dos horas antes o después del mismo es de aproximadamente 7° . Si se toma como referencia 7° , es posible conocer el valor de α_c a utilizar para los cálculos.

El valor de h , dependerá del obstáculo en cuestión. La figura 12 muestra el esquema de las distancias asociadas a la altura h de un obstáculo, o bien de un colector con posible inclinación que a su vez puede obstaculizar la incidencia del sol.

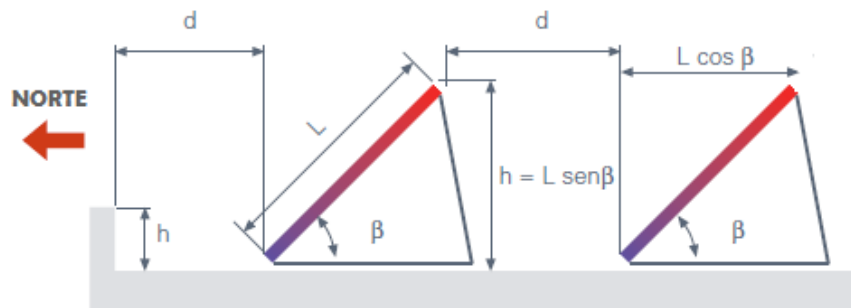


Figura 12 Esquema de distancias mínimas

Los colectores, que se ubicarán en la zona posterior de la terraza, no tendrán pérdidas por sombra debida a edificios cercanos. Solo los obstáculos que tendremos serán:

- Muro frontal de la terraza: $h=500\text{mm}$
- Colector posterior a una fila: $h=1147\text{mm}$

Procedemos con el cálculo de las distancias mínimas entre la primera fila de colectores y el muro y entre filas. Presentamos la ubicación de los colectores de acuerdo a la figura 13.

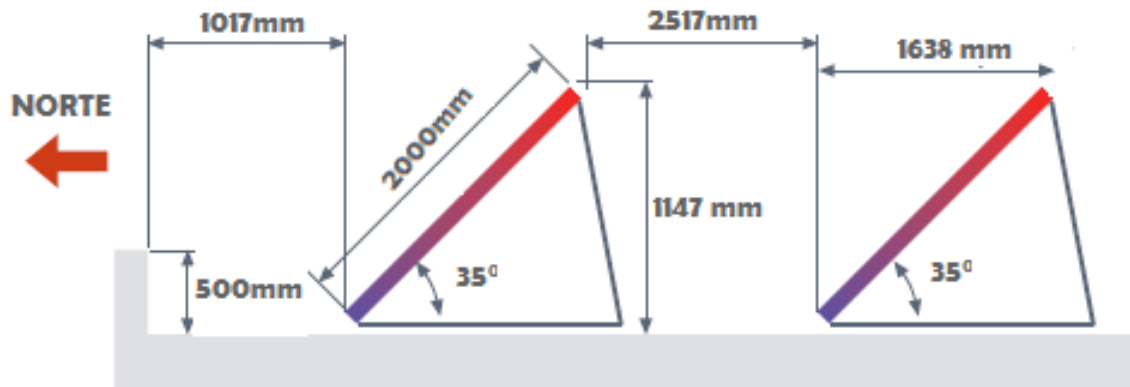


Figura 13 Distancias mínimas calculadas

Sistema de acumulación

El sistema de acumulación centralizado, está compuesto principalmente por un acumulador, que es un depósito aislado térmicamente que puede incorporar o no un intercambiador de calor interno dependiendo la aplicación. El hecho de que sea centralizado presenta varias ventajas frente a un sistema individualizado, como un menor costo total de la instalación, mayor eficiencia por tener menos pérdidas por conducción, menor mantenimiento e igual, entre otras.

El depósito acumulador debe hacer frente a la demanda de agua caliente en todo momento, sean de mucha, poca o nula radiación solar y debe permitir además almacenar energía cuando el consumo es bajo o nulo.

Este sistema debe facilitar la limitación de temperatura de funcionamiento manteniendo el rendimiento de los colectores a un nivel aceptable, por lo que resulta de vital importancia su dimensionado. Un excesivo nivel de acumulación provocaría pérdidas caloríficas inaceptables y no llegar a la temperatura de consumo. Por el contrario una acumulación insuficiente representaría una temperatura de trabajo excesiva o un consumo mayor del sistema auxiliar de energía.

Las condiciones que debe cumplir un acumulador son las siguientes:

- Durabilidad.
- Pérdidas térmicas lo más pequeñas posibles (menor superficie de intercambio y buen aislamiento).
- Capacidad de estratificación del agua.
- Soportar las temperaturas y presiones de trabajo previstas.
- Seguridad (no tóxico, no inflamable, etc.).

Se recomienda para aplicación en ACS y grandes volúmenes de acumulación (más de 1500 litros) se utilice un depósito único, de configuración vertical y que se ubique en zonas interiores.

Para nuestro proyecto elegimos el tipo acumulador sin intercambiador de calor, es decir, con un sistema de intercambio externo, lo que garantiza un menor y mejor mantenimiento de la instalación. Estará ubicado en la cabina superior de la terraza, que brinda accesibilidad y cercanía a los colectores.

El conexionado del acumulador se realizará según la figura 14.

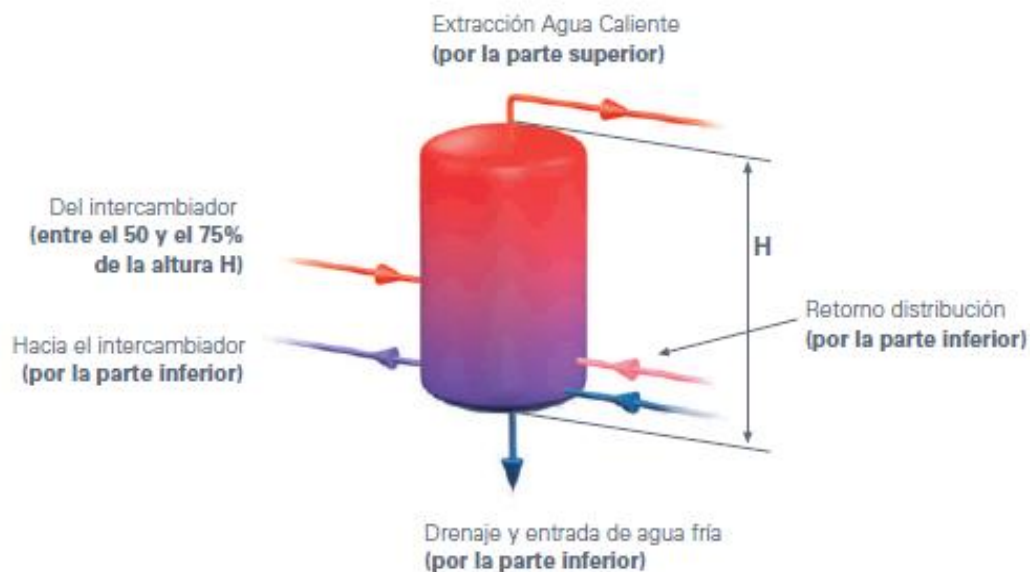


Figura 14 Conexionado del depósito acumulador

Volumen de acumulación

El volumen óptimo de acumulación puede determinarse a partir de la superficie de captación. Si la relación Volumen acumulador/superficie captación no es la adecuada, se obtendrán temperaturas de acumulación no deseadas. En el DB HE-4 del CTE se menciona como condición que la relación Vac/Sc tendrá un valor entre 50 y 180 [l/m^2].

Se recomienda también que para ACS el volumen debe ser tal que cubra la demanda diaria en su totalidad. Es por eso que seleccionamos un acumulador con capacidad de 3000 l, que cumple con ambas condiciones.

- *Volumen de acumulación:* 3000 litros.

Sistema de intercambio

El intercambiador de calor del sistema de captación solar debe ser capaz de disipar toda la energía procedente de los captadores solares hacia el depósito de acumulación. Si la potencia de intercambio no es suficiente, la energía no cedida se traducirá en un incremento de la temperatura del circuito primario y, en consecuencia, en una penalización del rendimiento del captador y una reducción de la producción energética solar.

Utilizaremos un intercambiador de placas, formado por placas paralelas dispuestas de modo tal que uno de los fluidos pasa por los canales impares y el otro por los canales pares. La principal ventaja es su tamaño compacto (peso y volumen bajos) pero también como desventaja provoca mayores pérdidas de carga que los multitubulares. En general son de acero inoxidable o aleaciones de cobre.

Si consideramos un intercambiador como en la figura 15:

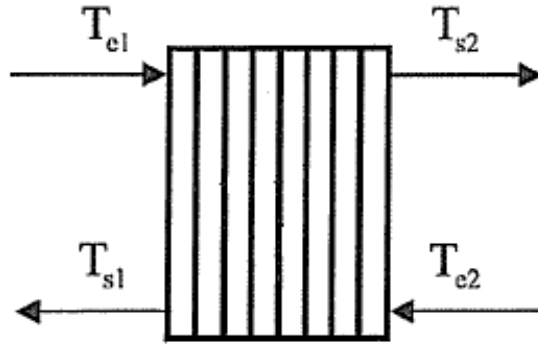


Figura 15 Esquema de un intercambiador de calor

Donde:

T_{e1} : temperatura de entrada del fluido del circuito primario

T_{e2} : temperatura de entrada del fluido del circuito secundario

T_{s1} : temperatura de salida del fluido del primario

T_{s2} : temperatura de salida del fluido del secundario

La potencia calorífica intercambiada entre ambos circuitos es, sin pérdidas térmicas al exterior (caso ideal), es la siguiente:

$$\dot{Q} = \dot{m}_1 \cdot C_{p1} \cdot \Delta T_1 = \dot{m}_2 \cdot C_{p2} \cdot \Delta T_2$$

Siendo:

\dot{Q} : potencia térmica del intercambiador [KW]

\dot{m}_1 / \dot{m}_2 : caudales máxicos de circuito primario y secundario [Kg/s]

C_{p1} / C_{p2} : calores específicos de los fluidos primario y secundario [KJ/Kg.°C]

$\Delta T_1 / \Delta T_2$: saltos térmicos en los circuitos primario y secundario [°C]

La eficiencia del intercambiador representa la relación entre la potencia térmica real intercambiada y la potencia teórica que podría intercambiarse. Esta última viene dada por el producto de la capacidad calorífica menor entre los dos fluidos y el caudal específico.

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_T} = \frac{\dot{Q}}{C_{\min} \cdot (T_{e1} - T_{e2})} \quad C_{\min} = (\dot{m} \cdot c_p)_{\min}$$

Con:

ε : eficiencia del intercambiador

C_{\min} : capacidad calorífica menor entre los dos fluidos

Por lo tanto, para dimensionar el sistema de intercambio necesitamos conocer las características de los fluidos y los caudales de trabajo de ambos circuitos.

Circuito Primario Solar

El circuito primario solar es el encargado de transportar la energía procedente de los captadores solares hasta el subsistema de intercambio y acumulación.

Fluido caloportador

El fluido que circulará por el circuito primario será una mezcla de agua con anticongelante, con una proporción tal que permita eliminar el riesgo de congelación en el interior de las tuberías. Éste puede obtenerse mezclando el agua y el anticongelante en obra o utilizando directamente mezclas ya preparadas.

Las temperaturas mínimas registradas en la zona donde se ubica la instalación pueden utilizarse para la elección del fluido o de la cantidad de anticongelante que es necesario añadir al agua. En este caso, para La Plata la temperatura mínima histórica es de -6°C .

El anticongelante para la mezcla será propilenglicol, que según la proporción en el fluido, puede garantizar protección frente a temperaturas de hasta -11°C . Nos valemos de las curvas de la figura 16 para conocer la mezcla apropiada.

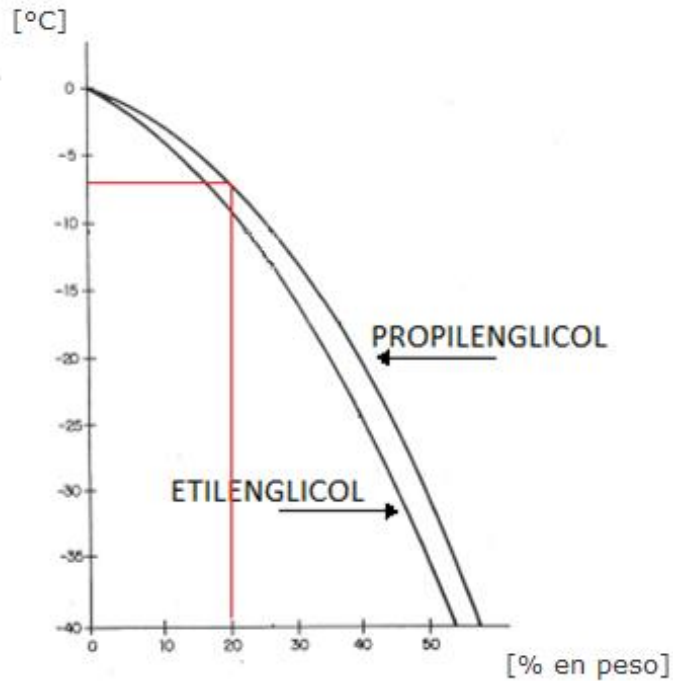


Figura 16 Temperaturas de congelación y concentración de glicoles

El porcentaje de propilenglicol será de 20% del peso total del fluido caloportador del circuito primario, lo restante será agua. Tomaremos el calor específico C_{p1} de la mezcla $0.96 \text{ Kcal/Kg.}^{\circ}\text{C}$ y su densidad ρ_1 1017 kg/m^3 a la temperatura de entrada al intercambiador definida en 60°C , aunque luego en la realidad esa temperatura sea variable.

- $T_{e1} = 60^{\circ}\text{C}$

El RITE en su ITE 10.1.3.2 establece como criterio que el caudal de circulación del circuito primario “estará comprendido entre $1,2 \text{ l/s}$ y $1,6 \text{ l/s}$ por cada 100m^2 de área de captación”, lo que equivale a valores entre 43.2 l/h.m^2 y 57.6 l/h.m^2 , sólo válido para colectores conectados en paralelo. Con este caudal se asegura una correcta extracción

de la energía captada y con valores superiores no se logran aumentos significativos de la producción solar.

Si el área de captación es $S_c=43,44 \text{ m}^2$, los caudales volumétrico y másico totales circulantes de *mezcla de agua con 20% de propilenglicol* estarán entre los siguientes valores.

- $1877 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \leq \dot{V}_1 \leq 2502 \frac{\text{m}^3}{\text{h}}$
- $0,52 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} \leq \dot{m}_1 \leq 0.695 \frac{\text{Kg}}{\text{s}} \quad \dot{m}_1 = \rho_1 \cdot \dot{V}_1$

Circuito Secundario ACS

El circuito secundario incluye la acumulación de agua, el intercambio de calor y las canalizaciones de conexión de ambos con sus accesorios. El fluido del circuito secundario es, por tanto, agua de consumo para usos sanitarios.

El calor específico C_{p2} del agua es $0.99 \text{ Kcal/Kg} \cdot ^\circ\text{C}$ y su densidad ρ_2 991.5 kg/m^3 a la temperatura de entrada de 42°C del circuito al equipo de intercambio. Este valor puede considerarse representativo de la parte media-baja del acumulador donde se aspira el agua.

El caudal de este circuito se recomienda que sea igual o menor en un 10% respecto del caudal del circuito primario. Tomamos esta última opción para el diseño.

- $\dot{V}_2 = 0,9 \cdot \dot{V}_1$

Potencia del intercambiador

El CTE se expresa un valor de potencia mínima del equipo de intercambio, determinado para las condiciones de trabajo centrales del día suponiendo una radiación solar de 1000 W/m² y un rendimiento del 50%, que representa entonces para nuestro caso:

$$\dot{Q} \geq 500 \frac{W}{m^2} \cdot Sc [m^2]$$

$$\dot{Q} \geq 21,75 \text{ KW}$$

Además agrega que si en una instalación a medida sólo se usa un intercambiador entre el circuito de captadores y el acumulador, la transferencia de calor del intercambiador por unidad de área de captador no debería ser menor que 40W/m².°C.

$$\text{Flujo de Calor} \geq 40 \frac{KW}{m^2}$$

Pérdida de carga admisible

Como última limitación tendremos la pérdida de carga del intercambiador, la cual puede ser elevada. Este factor debe ser tenido en cuenta en el cálculo de los circuladores, fundamentalmente en el circuito primario que suele ser el que tiene mayores longitudes de tubería. Como criterio de selección, se puede establecer como admisible una pérdida de carga en un intercambiador de calor de placas de hasta unos 2 mca., tanto en el circuito primario como en el secundario.

$$Pdc_1 \leq 2 \text{ m.c.a} \cong 20 \text{ KPa}$$

- $Pdc_2 \leq 2 \text{ m.c.a} \cong 20 \text{ KPa}$

Selección

La complejidad de diseños de intercambiadores de placa y configuraciones de flujo limitan las aplicaciones de la información disponible de placa. Los fabricantes tienen sus propios

procedimientos de diseño para sus intercambiadores, que involucran programas informáticos elaborados.

Recurrimos al software SSP7, elaborado por la compañía Swen, en el cual a partir de los datos de diseño y limitaciones de parámetros indicadas que se ingresan (presión máxima, pérdida de carga admisible, etc.), nos arroja una gama de posibilidades a considerar para la selección. Luego del análisis de las mismas indicamos que el modelo B10THx20P de Swen cumple con todas las condiciones planteadas anteriormente.

FASE SIMPLE - Design
INTERCAMBIADOR : B10THx20/1P

Nombre del fluido Circ. 1 : Propilen glicol - agua (20,0 mass-%)
 Nombre del fluido Circ. 2 : Agua

CIRC. 1 : Circuito interior
 CIRC. 2 : Circuito exterior

Flow Type : Counter-Current
 SSP Alias : B10T

REQUERIMIENTOS		CIRC. 1	CIRC. 2
Potencia	kW	24,56	
Temperatura de entrada	°C	60,00	42,00
Temperatura de salida	°C	50,06	52,68
Caudal	kg/s	0,6100	0,5500
Número de unidades térmicas		1,294	1,391
INTERCAMBIADOR A PLACAS		CIRC. 1	CIRC. 2
Area de transferencia de calor	m ²	0,558	
Flujo de calor	kW/m ²	44,0	
MTD	K	7,68	
O.H.T.C. (available/required)	W/m ² , °C	5740	
Pérdida de carga - total*	kPa	17,9	11,7
- en conexiones	kPa	0,860	0,709
Diámetro de las conexiones	mm	24,0	24,0
Number of channels per pass		9	10
Número total de placas		20	
Sobredimensionamiento	%	0	
Factor ensuciamiento	m ² , °C/kW	0,000	
Número de Reynolds		1427	1700
Velocidad en conexiones	m/s	1,34	1,23

Figura 17 Condiciones de trabajo del intercambiador

Circuitos Hidráulicos

La red de tuberías representa el esqueleto de la instalación, de tal manera que el mal diseño o el mal montaje de la misma repercute directamente en el correcto funcionamiento de la instalación.

Uno de los criterios principales para los circuitos es que las tuberías y sus materiales deben ser tales que no exista posibilidad de formación de incrustaciones o depósitos de minerales y de fenómenos de corrosión para las condiciones de trabajo. Además, con el fin de evitar pérdidas térmicas, la longitud de las tuberías deberá ser tan corta como sea posible y con la menor cantidad de desviaciones y pérdidas de carga en general.

Circuito Primario

Es el circuito por el que transita el fluido caloportador impulsado por bombas de circulación. Es del tipo cerrado y conecta a los colectores con el intercambiador.

En el apartado HE-4 del CTE se especifican los materiales aptos para las tuberías del circuito primario: “podrán utilizarse cobre y acero inoxidable, con uniones roscadas, soldadas o embridadas y protección exterior con pintura anticorrosiva”.

Utilizaremos entonces tubos de cobre, bajo la norma IRAM 2521 “Tubos de cobre. Sin costura para conducción de agua” con sus correspondientes accesorios bajo IRAM 2650 “Accesorios conformados de cobre y sus aleaciones”. Este material tiene altas prestaciones en cuanto a resistencia a la corrosión, maleabilidad, ductilidad e inocuidad.

También se prestará especial atención a las soldaduras entre uniones de tuberías, las cuales se realizarán con aleación de plata en obra.

En el circuito hidráulico se han distribuido los captadores con un nivel de simetría tal que se consigue un equilibrado natural, por lo que no hay necesidad de válvulas de equilibrado para controlar flujos. Además en los tramos horizontales se tendrá una pendiente mínima del 1% en sentido de la circulación.

Factores de diseño:

- El caudal será el determinado anteriormente para los colectores.
- La velocidad del fluido primario deberá ser menor a 1,5 m/s en todo el circuito.
- La pérdida de carga admisible en las tuberías por cada metro lineal deberá ser menor a 40 mmca.

Circuito secundario

Es aquel por el que circula el agua procedente de la red para el consumo de ACS. De este circuito nos ocuparemos solamente hasta la entrada de cada vivienda.

Los materiales de las partes que contienen ACS no deben afectar a la calidad de la misma ni en cuanto a la salud ni al sabor. Todo el circuito debe estar realizado con materiales resistentes a la corrosión o debe estar protegido contra la corrosión. Es por eso que se utilizará cobre al igual que en el primario.

Circuito terciario

Involucra los tramos correspondientes a la salida del acumulador hasta la distribución en cada uno de los hogares. Sólo destacaremos que en el ingreso de los mismos, deberá colocarse un contador de unidades de energía consumida (Kcal o KW) para así diferenciar el costo por consumo.

En nuestro proyecto este circuito quedará excluido de cálculo.

Pérdidas de carga

Para calcular la pérdida de carga en tuberías de tramo recto nos valemos de la fórmula de Darcy-Weissbach:

$$\Delta h = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}$$

Donde:

- Δh : pérdida de carga [m.c.a]
- L: longitud de la tubería [m]
- f: factor de fricción.
- V: velocidad media del fluido [m/s]
- D: diámetro interior [m]
- g: aceleración de la gravedad [9,81 m/s²]

El factor de fricción f depende de la velocidad v, del diámetro interior D, de la densidad ρ y viscosidad ν del fluido y de la rugosidad k de la tubería. Podemos decir entonces que al ser un valor adimensional, es función de otras dos variables adimensionales conocidas: el N° Reynolds y la rugosidad relativa.

$$\text{Re} = \frac{V \cdot D_{\text{int}}}{\nu} \qquad \frac{k}{D} : \textit{rugosidad relativa}$$

Siendo:

- ν : viscosidad cinemática del fluido [1.15.10⁻⁶ m²/s]

El número de Reynolds es un valor adimensional con el cual podemos conocer el comportamiento del fluido mientras circula y establecer si el flujo será laminar o turbulento según estas condiciones: si $\text{Re} < 2500$ es laminar; si $\text{Re} > 4000$ es turbulento.

- En caso de flujo laminar, tanto para tuberías lisas o rugosas, el factor de fricción f no será función de la rugosidad por lo que dependerá exclusivamente de Reynolds.

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{Fórmula de Poiseuille}$$

- Para el caso de flujo turbulento y $Re < 100.000$

$$f = \frac{0,316}{Re^{1/4}} \quad \text{Fórmula de Blasius}$$

Dimensionamos la tubería para cada tramo de los circuitos cuidando que la velocidad del fluido no sea superior a la recomendada y calculamos la pérdida de carga total correspondiente a cada una.

Para eso debemos ir probando diferentes diámetros hasta alcanzar los valores óptimos y los resultados finales son volcados en la tabla 8.

	TRAMO	De [mm]	e [mm]	Di [mm]	Di [m]	Area [m ²]	Q [m ³ /s]	Vrec [m/s]	Vreal [m/s]
PRIMARIO									
Salida de Captadores	1	32	1	30	0,030	0,000707	0,000608	1,5	0,860
Retorno a Captadores	2	32	1	30	0,030	0,000707	0,000608	1,5	0,860
Distribución Ret. Capt	3	22	1,5	19	0,019	0,000284	0,00020267	1,5	0,715
Conexión de Capt	4	22	1,5	19	0,019	0,000284	0,00020267	1,5	0,715
SECUNDARIO									
Aspiración bomba	5	28	1	26	0,026	0,000531	0,000556	1,5	1,047
Impulsión bomba	6	28	1	26	0,026	0,000531	0,000556	1,5	1,047
Entrada Acumulador	7	28	1	26	0,026	0,000531	0,000556	1,5	1,047

Tabla 8 Cálculo de velocidades de tuberías

Debemos incluir la pérdida de carga que general los elementos accesorios de la instalación, tales como ensanchamientos o estrechamientos, codos, desvíos, válvulas, etc. Para eso consideramos sus pérdidas como longitudes equivalentes L_e , es decir, longitudes en metros de un trozo de tubería recto que generaría el mismo efecto expresados en tablas.

La longitud total para el cálculo de la pérdida de carga de cada tramo será la suma de los metros de tubería lineal y los metros equivalentes de los accesorios utilizados.

$$L_{TOTAL} = L_{TR} + L_{EQ}$$

Los fabricantes de captadores solares suministran una curva de pérdida de carga en función del caudal de circulación, obtenida mediante un ensayo en laboratorio. En la mayor parte de los modelos, la pérdida de carga provocada en el circuito primario con los caudales usuales de funcionamiento es muy pequeña para captadores conectados en paralelo. Para captadores conectados en paralelo, por lo que se puede despreciar sin introducir un error significativo en el cálculo.

La sumatoria de longitudes para cada tramo de los circuitos debe ser claramente analizada y tabulada para luego incluirse en el posterior cálculo de pérdida de carga, como se observa en la tabla 9.

		Elemento	Cant.	L [m]	Ltot [m]
CIRCUITO PRIMARIO	Salida de Captadores	Tramo Recto	1	22	22
		Válvula esférica	1	0,27	0,27
		Confluencia en T ramal	2	0,3	0,6
		Codo 45°	2	0,7	1,4
		Codo 90°	6	0,96	5,76
		TOTAL			30,03
	Retorno a Captadores	Tramo Recto	1	24	24
		Válvula esférica	8	0,27	2,16
		Confluencia en T ramal	2	0,3	0,6
		Válvula de retención	2	1,15	2,3
		Codo 45°	2	0,7	1,4
		Codo 90°	6	0,96	5,76
		TOTAL			36,22
	Distribución Retorno a Captadores (x3)	Tramo recto	1	42	42
		Válvula esférica	3	0,27	0,81
		Confluencia en T ramal	1	0,3	0,3
		Codo 90°	6	0,96	5,76
		TOTAL			48,87
	Conexión y salida de Captadores	Tramo recto	1	18	18
Válvula esférica		9	0,27	2,43	
TOTAL				20,43	
CIRCUITO SECUNDARIO	Salida Acumulador / Aspiración Bomba	Tramo Recto	1	2	2
		Válvula esférica	2	0,27	0,54
		Válvula de retención	1	1,15	1,15
		Confluencia en T	1	3,6	3,6
		Codo 90°	5	0,96	4,8
		TOTAL			12,09
	Impulsión Bomba / Entrada Interc.	Tramo Recto	1	3	3
		Válvula esférica	1	0,27	0,27
		Válvula de retención	1	1,15	1,15
		TOTAL			4,42
	Entrada Acumulador	Tramo Recto	1	4	4
		Válvula esférica	2	0,27	0,54
		TOTAL			4,54

Tabla 9 Longitud de los elementos del circuito hidráulico

Por lo tanto se verifican en la tabla 10 las condiciones planteadas para el circuito primario, tanto de velocidad máxima como de pérdida de carga por metro lineal.

	Ltotal [m]	Di [m]	Q [m³/s]	V [m/s]	V² [m²/s²]	v [m³/seg]	Re	f	Δh [m]	Δh/m [m]
PRIMARIO										
Salida de Captadores	30,03	0,03	0,000608	0,860	0,740	8,37E-07	30830	0,02384764	0,90	0,030
Retorno a Captadores	36,22	0,03	0,000608	0,860	0,740	8,37E-07	30830	0,02384764	1,09	0,030
Distribución Ret. Capt	48,87	0,019	0,0002027	0,715	0,511	8,37E-07	16226	0,02799843	1,88	0,038
Conexión de Capt	20,43	0,019	0,0002027	0,715	0,511	8,37E-07	16226	0,02799843	0,78	0,038
Intercambiador									1,83	
Captadores									---	
TOTAL									6,48	
SECUNDARIO										
Aspiración bomba	12,09	0,026	0,000556	1,047	1,097	5,79E-07	47025	0,02145872	0,56	0,046
Impulsión bomba	4,42	0,026	0,000556	1,047	1,097	5,79E-07	47025	0,02145872	0,20	0,046
Salida Intercambiador	4,54	0,026	0,000556	1,047	1,097	5,79E-07	47025	0,02145872	0,21	0,046
Intercambiador									1,20	
TOTAL									2,17	

Tabla 10 Cálculo de pérdida de carga

Sistema de Bombeo

Es el encargado de la recirculación tanto del fluido caloportador del primario como del agua para consumo del secundario. Cada uno deberá cumplir con los parámetros de caudal y presión propios del circuito.

Para el circuito primario tenemos los valores finales de operación:

- Caudal: $Q = 2.18 \text{ m}^3/\text{h}$
- Altura: $H = H_0 + \Delta h = 2\text{m} + 6.5 \text{ m} = 8.5 \text{ m}$

Utilizamos la plataforma de selección facilitado por el fabricante de bombas Grundfos disponible en <https://product-selection.grundfos.com> e ingresamos esa combinación de datos, el cual nos arroja una posibilidad de modelos aptos para esas condiciones. Debemos asegurarnos que el punto de funcionamiento mencionado esté contenido por la curva característica de la bomba, las cuales serán de la marca Grundfos

El modelo indicado es CM5-2 y su curva correspondiente esta en la figura 18.

Para el caso del circuito secundario, de la misma forma obtenemos el modelo de bomba adecuado.

- Caudal: $Q = 2 \text{ m}^3/\text{h}$
- Altura: $H = H_0 + \Delta h = 0 \text{ m} + 2.17 \text{ m} = 2.17 \text{ m}$

El modelo apto es MAGNA3 25-40 N. Su curva de funcionamiento es la de la figura 19.

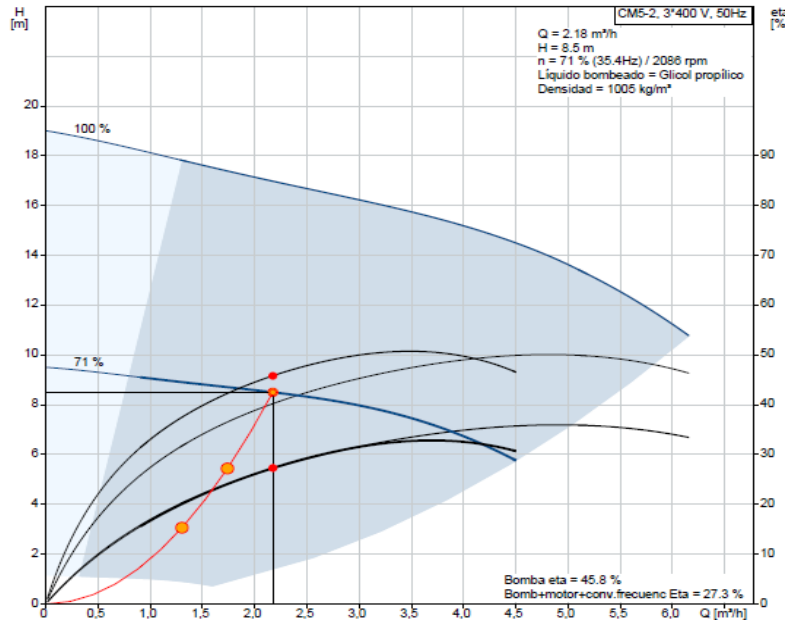


Figura 18 Curva caudal-altura de la bomba del circuito primario

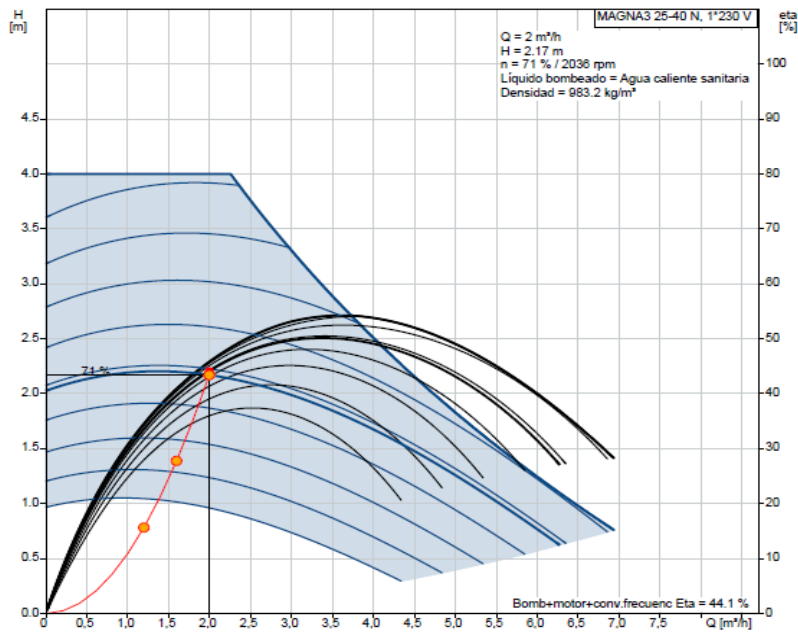


Figura 19 Curva caudal-altura de la bomba del circuito secundario

Vaso de expansión

La capacidad del depósito de expansión ha de valorarse conociendo el volumen total de agua en la instalación (central de producción de agua caliente, emisores, unidades terminales, tuberías,...) y ha de ser suficiente para absorber el aumento de volumen de agua que se origina cuando ésta se calienta. En ellos, al elevarse la temperatura del agua y, por tanto la presión, ésta presiona la membrana, y el nitrógeno de la cámara se comprime hasta quedar equilibradas las presiones. Se presenta el esquema en la figura 20.

Se colocará depósito de expansión en el circuito cerrado de captadores del que dispone la instalación, en el circuito primario (solar).

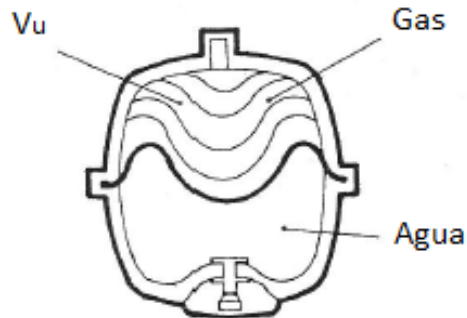


Figura 20 Esquema del vaso de expansión

El criterio desarrollado por el CTE establece que el vaso de expansión del primario debe ser capaz de almacenar el volumen de agua de los captadores (con interconexiones) más un 10%, el cual es el criterio más restrictivo. Para un vaso de expansión cerrado con o sin diafragma, el volumen total del vaso será:

$$V_T = V_U \cdot C_P$$

El volumen útil considerado para el cálculo entonces será:

$$V_U = 1,1 \cdot V_{\text{CAPTADORES}}$$

$$V_U = 1,1 \cdot (24. 1, 71l + 5.8l)$$

$$V_U = 51,52l$$

Para hallar el factor de presión C_p , el cual se define por una relación entre las presiones absolutas máxima y mínima del circuito, según la expresión:

$$C_p = \frac{p_F - p_L}{p_F} = \frac{(4 - 1.5) \text{ bar}}{(3 + 1) \text{ bar}} = \frac{2,5 \text{ bar}}{4 \text{ bar}} = 0,625$$

Donde:

- p_F : presión máxima de trabajo (menor a la de tara de la válvula de seguridad).
- p_L : presión en frío del punto más alto del circuito, que no sea mayor a 1.5 bar.

$$p_L = 1,5 + \left(\frac{\rho g h}{10^5} + 1 \right) [\text{bar}]$$

Por lo tanto, el cálculo nos arroja un volumen total:

$$V_T = 51,52 \text{ l} \cdot 0,625 = 32,2 \text{ l}$$

Al margen del criterio de dimensionado, se toma como regla general por la mayoría de los profesionales del sector sobredimensionar generosamente el vaso de expansión del primario solar.

El vaso disponible que más se ajusta a nuestras necesidades es de 50 litros, por lo se ha sugerido un vaso de expansión como el de la marca Salvador Escoda, modelo 50 AMR de membrana intercambiable descrito en la figura 21. La Presión nominal de trabajo del vaso de expansión será de 3 bar, no debiendo superar esta en ningún momento. El vaso de expansión se colocará en la aspiración del grupo de bombeo, tal y como establece el CTE DB-HE 4.



AC 04 016	8 AMR	8	10	1,5
AC 04 017	15 AMR	15	10	1,5
AC 04 018	20 AMR	20	10	1,5
AC 04 020	50 AMR	50	10	1,5

Figura 21 Especificaciones del vaso de expansión

Aislamiento de tuberías

El aislamiento no ha de dejar zonas visibles de tuberías o accesorios, quedando únicamente al exterior los elementos que sean necesarios para el buen funcionamiento y operación de los componentes.

La elección del aislamiento viene determinada por varios factores, entre los que destacan:

- Bajo coeficiente de conductividad térmica.
- Precio bajo (incluida la instalación).
- Colocación relativamente sencilla.
- Gama de temperatura adecuada.
- Ser ignífugo.
- No ser corrosivo para las superficies con las que estará en contacto.
- Ser estable y no enmohecerse.
- Resistencia mecánica buena.
- Peso específico reducido.

Las conducciones hidráulicas se aislarán con coquilla de caucho e irán protegidas con pintura de cloro-caucho. El material será espuma elastomérica ArmaFlex SH, tanto en las tuberías exteriores como en las interiores. Las características de este material son:

- Temperatura límite: 105°C
- Corrosión: No
- Ignífugo: Auto extingüibles
- Resistencia mecánica: Media
- Resistencia al agua: Muy buena
- Peso específico: 60 Kg/m
- Coeficiente de conductividad (a 40°C): 0,036 W/m°K

Puesto que la conductividad térmica del aislante es de 0,036 W/m°K, distinta a la de referencia, el espesor mínimo se calcula utilizando las relaciones del Apéndice 03.1 del Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE):

$$\frac{\ln \frac{D_i + 2e}{D_i}}{\lambda} = \frac{\ln \frac{D_i + 2e_{ref}}{D_i}}{\lambda_{ref}}$$

Donde:

- D_i : Diámetro interior del aislante (diámetro exterior de tubería).
- λ : Conductividad del aislante (0.036 W/m°K).
- λ_{ref} : Conductividad de referencia (0.04 W/m°K).
- e_{ref} : Espesor de referencia. Aumentado en 10mm p/ exterior. (30mm). (Apéndice 3.1).
- e : Espesor de aislante (mm).

Despejando la expresión anterior, obtenemos el espesor adecuado y procedemos a calcular el espesor de aislante (Tabla 11):

$$e = \frac{D_i}{2} \left[e^{\frac{\lambda}{\lambda_{ref}} \cdot \ln \frac{D_i + 2 \cdot e_{ref}}{D_i}} \right]$$

	Dext tub	e ref [mm]	λ_{ref} [W/m°K]	λ [W/m°K]	e [mm]	Denominación
Exterior	32	30	0,04	0,036	41,4	Armaflex AF 45x042
Exterior	22	30	0,04	0,036	35,6	Armaflex AF 45x043
Interior	28	20	0,04	0,036	31,11	Armaflex SH 30x040

Tabla 11 Cálculo de espesores de aislamiento

Sistema de medición y control

El objeto fundamental de los sistemas de regulación y control es optimizar el rendimiento de la instalación y evitar que ésta alcance condiciones extremas que puedan provocar averías, por lo tanto su cometido será el de actuar sobre el funcionamiento de:

- Bombas de circulación.
- Activación del sistema anti heladas.
- Control de temperatura máxima en acumulador.

El sistema de control asegurará que en ningún caso se alcancen temperaturas superiores a las máximas soportadas por los materiales, componentes y tratamientos de los circuitos. Además deberá garantizar que en ningún punto la temperatura del fluido de trabajo descienda por debajo de una temperatura de tres grados superior a la de congelación del fluido.

El sistema de control actuará y estará ajustado de manera que las bombas estarán detenidas cuando la diferencia de temperaturas sea menor de 2°C y se pondrán en marcha 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.

Las instalaciones con varias aplicaciones deberán ir dotadas con un sistema individual para seleccionar la puesta en marcha de cada una de ellas, complementado con otro que regule la aportación de energía a la misma. Esto se puede realizar por control de temperatura o caudal actuando sobre una válvula de reparto de tres vías todo-nada, bombas de circulación, o por combinación de varios mecanismos.

Funciones del sistema de control

Al sistema de control se le asociarán unas entradas, para cada una de las cuales este debe depurarlas y estar programado para responder a ellas con unas salidas a sus relés correspondientes.

El sistema debe impedir que las bombas del circuito primario (circuito solar) estén en funcionamiento en las horas en que la irradiación no es suficiente para calentar los colectores solares, es decir, por la noche y días en los que los valores de radiación sean muy bajos, esto se realizará con el control diferencial mencionado en el apartado anterior.

Se colocarán 4 sondas de temperatura, como parámetros de entrada al sistema de control, que estarán ubicadas en los siguientes puntos, de acuerdo a la figura 22:

- 1) La salida de los captadores.
- 2) Las salida de las bombas del circuito primario (circuito solar).
- 3) La salida inferior del depósito de acumulación.
- 4) La salida superior del depósito de acumulación.

El sistema de control actuará sobre las siguientes salidas:

- 1) Bombas del circuito primario (circuito solar).
- 2) Electroválvula de alternancia de sistemas de 3 vías.
- 3) Bombas del circuito secundario de ACS.

El funcionamiento del sistema seguirá el diagrama de flujo de la figura 23.

La válvula de 3 vías tendrá la función de accionar el by-pass para evitar que el fluido del circuito primario durante el invierno, pueda llegar al intercambiador a una temperatura que provoque la congelación del agua del secundario, y probablemente, la rotura del intercambiador.

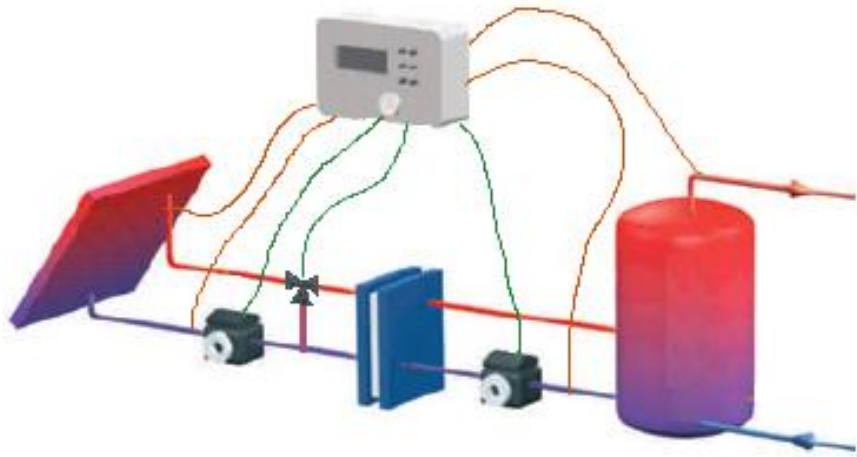


Figura 22 Representación del sistema de control

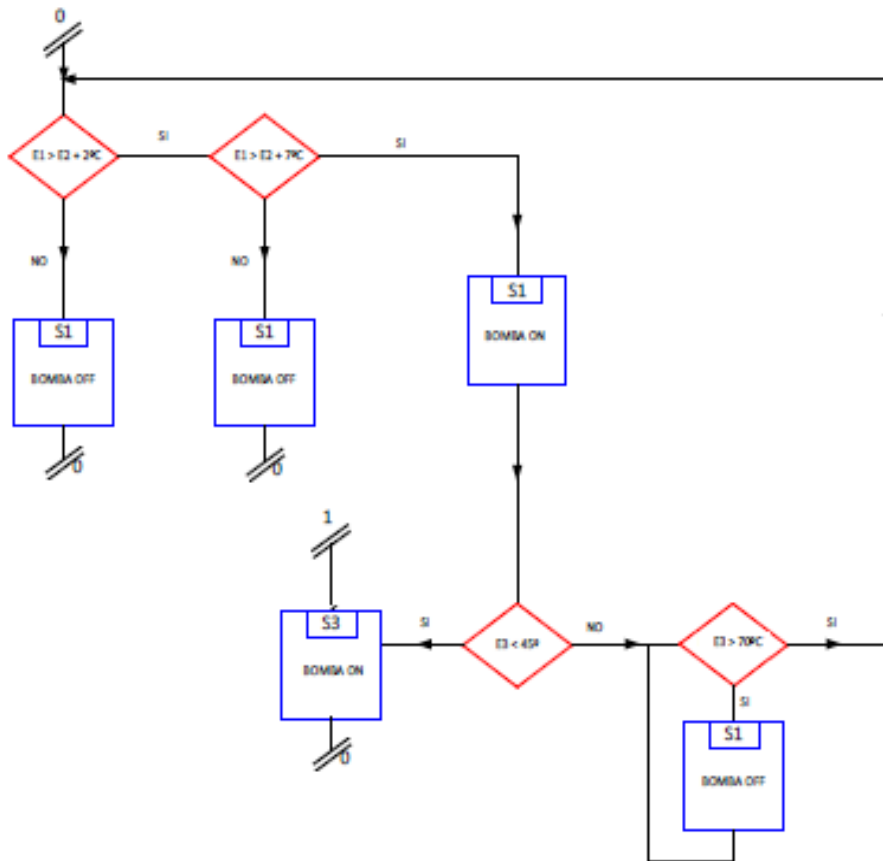


Figura 23 Diagrama de flujo del sistema de control

Sistema de energía auxiliar

La energía auxiliar o de apoyo que debe complementar el sistema de producción de agua caliente sanitaria puede aportarse mediante un termotanque o un calefón instantáneo que utilizan principalmente gas natural como combustible, o en su defecto, energía eléctrica.

El equipo seleccionado debe ser apto para ser conectado en serie con una instalación solar debiendo reunir las características que se indican a continuación:

- Adaptar su potencia a las necesidades de cada momento, teniendo en cuenta la temperatura de entrada del agua procedente del sistema de captación solar.
- Soportar la entrada de agua caliente a la temperatura de salida del acumulador solar.
- Dar prioridad al aprovechamiento de la energía solar frente al consumo de gas natural o energía eléctrica.

En este caso el gas natural es el elegido por su menor costo y disponibilidad en el establecimiento.

Respecto al principio de funcionamiento de ambos equipos y los consumos asociados a ellos, presentan diferencias considerables que deberán ser analizadas para la mejor elección.

- Los termotanques estándares, además de tener un consumo de mantenimiento propio de los pilotos y las pérdidas de calor por almacenamiento, tienen una limitación al combinarlos con calentamiento solar. Puede suceder que bajo ciertas condiciones, en el momento previo a que el sol comience a irradiar, se accione el calentamiento y se superpongan ambos sistemas, reduciendo así la eficiencia de la instalación solar. Los termotanques de tipo eléctrico en la actualidad incluyen mejoras en esos aspectos, con mejor aislación y menor consumo pasivo.
- Los calefones tradicionales de baja eficiencia poseen la misma problemática por la presencia de piloto, pero no pérdidas por almacenamiento ya que el aporte de energía

es instantáneo a la demanda. La aparición de los calefones de tipo “modulante” de mayor eficiencia presentó grandes avances en cuanto a la disminución de consumo. Por un lado al no poseer piloto no tienen aquel pasivo y por otro funcionan si hay demanda de agua y la misma está a menor temperatura que la de confort (establecida por el usuario).

Por lo tanto afirmamos que, al disponer de gas de red, la combinación más eficiente es aquella que utiliza junto con el sistema de aporte solar un calefón modulante de alta eficiencia y nos inclinaremos por esta opción para nuestro proyecto.

Será de gran importancia además el etiquetado correspondiente del equipo, indicando el valor de eficiencia energética.

Potencia del equipo de apoyo

La potencia del calefón debe elegirse del mismo modo que si la vivienda no dispusiera de una instalación solar, ya que el equipo ha de ser capaz de cubrir la totalidad de la demanda en días en los que la captación solar sea nula.

El dimensionado del equipo será según lo establecido en “Grupo Gas Natural. (2004). Manual de cálculo y diseño de instalaciones de producción de ACS en edificaciones de viviendas de viviendas mediante energía solar y apoyo individual a gas natural”

La cantidad de agua caliente que puede proporcionar una caldera o calentador instantáneo se suele expresar en litros/minuto y depende de la potencia del aparato, de la temperatura de agua fría de entrada y de la temperatura de preparación requerida, según la siguiente fórmula:

$$Q = \frac{14,3.P}{T_{ACS} - T_{AF}}$$

Siendo:

Q: caudal máximo de agua caliente suministrado por el equipo [l/min]

P: potencia máxima de calentamiento del equipo [kW]

T_{AF}: la temperatura del agua de red [°C]

T_{ACS}: la temperatura de preparación del agua caliente sanitaria [°C]

Un volumen de agua de 240 l/día de ACS, valor promedio para 4 personas, es consistente con un grifo de 6 l/min durante unos 40 minutos o dos simultáneos durante la mitad de tiempo. Este consumo se corresponde, en promedio con 3 duchas por día de 10 minutos cada una y unos 10 minutos de lavado de platos, manos, etcétera.

$$P = \frac{Q \cdot (T_{ACS} - T_{AF})}{14,3} = \frac{6 \frac{l}{min} \cdot (45^\circ - 15^\circ)}{14,3} = 12,6 \text{ KW}$$

El modelo indicado deberá tener una capacidad de 12,6 l/min como mínimo y contar encendido electrónico.

Elementos de seguridad

La instalación deberá incorporar elementos de seguridad que minimicen el riesgo de accidentes y las posibilidades de avería.

Ambos circuitos incluirán un manómetro cada uno para conocer en todo momento la presión en la cual están trabajando y las sondas de temperatura ya mencionadas en los elementos para control.

El circuito primario debe contar con una válvula de seguridad tarada a una presión inferior a la máxima admisible por los componentes de la instalación y mayor a la trabajo del vaso de expansión.

- Presión de tara: 6 bar

La descarga deberá estar conducida, de modo que la apertura de la válvula no pueda provocar quemaduras sobre las personas o afectar a otros materiales.

Ref.	Conexión	Tara
81402	1/2" H x 3/4" H	6 bar

Utilización

- Impide la sobrepresión en el circuito solar.
- Apto para fluido de agua con glicol hasta 50%.
- Temperatura máxima 160°C.
- Presión de tara a 6 bar.

Figura 24 Características de la válvula de seguridad

En el diseño de la instalación deberá preverse un sistema que permita el acceso a los captadores por parte del personal de mantenimiento de forma que no comprometa su seguridad. Durante el montaje deberá prestarse atención que no quede al descubierto tramos de tuberías o accesorios que, además de perjudicar el comportamiento energético del sistema, puedan provocar quemaduras.

Sistema de purga y desaireación

Se dispondrá de un sistema de purga en los puntos más altos de los circuitos primario y secundario de la instalación y en las salidas de cada batería de captadores con el fin de garantizar que no quede aire dentro de ellos. La presencia de aire puede causar corrosión, cavitación en las bombas, disminución del rendimiento en el intercambiador de calor, etc.

El purgador permite evacuar ese aire durante las operaciones de llenado y puesta en marcha de la instalación solar. Serán de accionamiento manual.

Se incluirá un botellín de desaireación que almacene el aire que pueda haberse introducido en el circuito. El volumen útil del mismo debe ser de 15 cm³/m² de colector, lo que en nuestro caso equivale a un volumen útil tal que:

$$V_U = \frac{15 \text{ cm}^3}{\text{m}^2} \cdot 43,44 \text{ m}^2 = 651.6 \text{ cm}^3$$

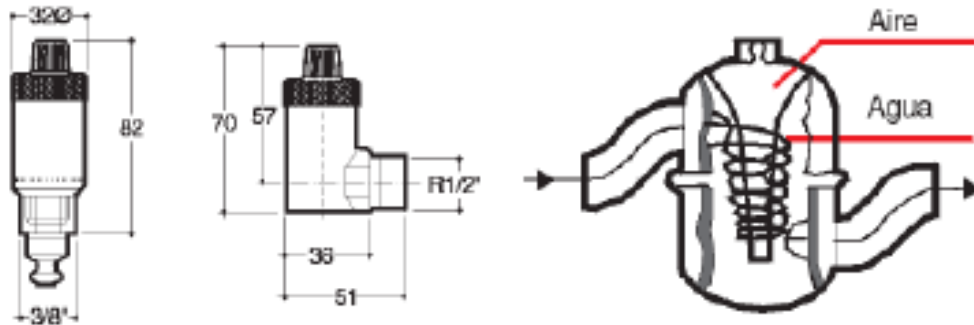


Figura 25 Esquemas de purgador y desaireador

Sistema de llenado

Se incorporará un sistema de llenado automático que permita llenar el circuito y mantenerlo presurizado. Dicho sistema de llenado se llevará a cabo con la inclusión de un depósito de recarga u otro dispositivo, de forma que nunca se utilice directamente un fluido para el circuito primario cuyas características incumplan una concentración de anticongelante más baja. En cualquier caso, también estará previsto el relleno manual del mismo.

Nunca podrá rellenarse el circuito primario con agua de red únicamente; ya que, sus características pueden dar lugar o incrustaciones, deposiciones o ataques en el circuito. Además, se producirían riesgos de heladas.

Para disminuir los riesgos de fallos se evitarán los aportes incontrolados de agua de reposición a los circuitos cerrados y la entrada de aire que pueda aumentar los riesgos de corrosión originados por el oxígeno del aire.

Estructura soporte

El diseño y construcción de la estructura y el sistema de fijación de captadores permitirá las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los captadores o el circuito hidráulico.

Los puntos de sujeción del captador serán suficientes en número teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa adecuada, de forma tal que no se produzcan flexiones en el captador superiores a las permitidas por el fabricante.

Elección de la estructura soporte

Para la colocación de los captadores solares planos se ha elegido una estructura soporte de la marca Verssun. Calculada y diseñada por los mismos fabricantes que los captadores capaz de soportar las acciones exteriores de la zona. Las características de esta estructura soporte se describen a continuación:

- Perfiles laminados en L de acero galvanizado capaces de soportar las acciones climatológicas exteriores y resistentes a la corrosión del ambiente.
- Regulación de diferentes ángulos de inclinación, permitiendo la inclinación óptima para la instalación.

La estructura quedará montada y anclada sobre cubierta plana con los elementos que proporciona el fabricante, de acuerdo a la figura 26.

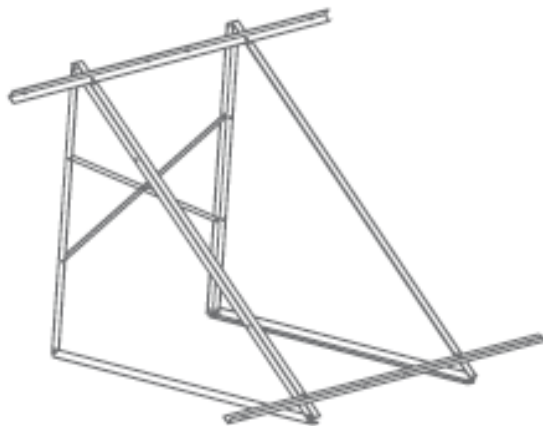


Figura 26 Estructura soporte de los colectores

Plan de mantenimiento

La instalación solar debe ser objeto de un mantenimiento periódico a fin de garantizar su correcto funcionamiento. Las tareas programadas serán:

- Cada 3 meses: Inspección visual general de la instalación para detección de posibles defectos, fugas o funcionamiento incorrecto. Estas verificaciones pueden realizarse por el propio usuario de la instalación, con notificación a los servicios de mantenimiento en caso de detectar alguna anomalía.
- Cada 6 meses: Inspección de los captadores solares y de sus bancadas para verificar su buen estado (corrosión, agrietamientos, roturas, deformaciones, fugas, etc.). Limpieza de la cubierta de vidrio de los captadores si fuera necesario. Comprobación visual de los circuitos para verificar el buen estado de las canalizaciones y del aislamiento. Comprobación de la presión de los circuitos y rellenado si es necesario. Purga de aire. Accionamiento de las válvulas para evitar agarrotamiento.
- Cada 12 meses: Comprobación del estado de la protección catódica de los acumuladores. Comprobación de la eficiencia de intercambio de los intercambiadores de calor. Comprobación del estado del líquido anticongelante. Accionamiento de las válvulas de seguridad. Verificación del funcionamiento de la regulación y de las protecciones eléctricas y del sistema de apoyo.

CONCLUSIONES

Como resultado de este trabajo se alcanzaron las siguientes conclusiones, las cuales son susceptibles de aplicación en el campo de aplicación estudiado y no es recomendable su generalización.

- Luego de realizar el análisis del edificio y la distribución de los hogares y sus consumos, se pudo afirmar que para este tipo de establecimiento un único acumulador posibilita la simplificación de la instalación, lo cual significa menos equipos empleados, menos pérdidas asociadas a ellos y un mantenimiento posterior más acotado.
- En la sección del dimensionado, al cuantificar la energía que puede obtenerse con la radiación disponible en la zona del establecimiento, pudimos concluir que ésta es apta para realizar instalaciones solares térmicas como la de nuestro proyecto y el recurso solar es suficiente. Esto puede extenderse a zonas en las que los valores de radiación incidente mensual sean iguales o mayores, como por ejemplo las zonas del centro y norte de la Argentina, con un valor de cobertura solar anual más que aceptable.
- Pudimos apreciar en el apartado de cálculo de la superficie de captación con el método F Chart que la implementación del colector de placa plana asegura una óptima producción de energía térmica para este tipo de instalaciones.
- Podemos sostener que la independencia energética de las viviendas es posible de concretar, sobre todo para aquellas regiones en las que el abastecimiento se dificulta por causas diversas, de manera tal que utilizando colectores solares se pueden cubrir grandes proporciones de las calorías destinadas a calentar agua para consumo sanitario y suplir la ausencia de redes.
- Como se pudo apreciar además en la sección destinada a la ubicación de los colectores en la cubierta y sus distancias mínimas para evitar pérdidas por sombras, todavía se podía contar con superficie libre disponible para ser utilizada con otros

finés. Esto implica que la inclusión de colectores solares en la terraza no restringe totalmente su utilización, por ejemplo, para áreas comunes de esparcimiento.

- En el apartado referido al sistema de intercambio, se puede ratificar que la inclusión de un intercambiador externo asegura una performance en la transmisión del calor más que correcta, incluso para condiciones de trabajo más exigentes, y otras ventajas como tareas de mantenimiento más rápidas y un área pequeña destinada para el equipo.
- Se pudo asegurar también el buen funcionamiento del conjunto en materia de desempeño y seguridad durante las todas las estaciones del año, tanto por la posible variabilidad del recurso solar, el riesgo de congelación en el invierno, las altas exigencias sobre los materiales expuestos a la intemperie, etc. El sistema de control y regulación, los elementos de seguridad y sobre todo el correspondiente análisis en la elección de los materiales de todos los sistemas a emplear garantizan el cumplimiento de esas condiciones.
- Respecto a la proyección, cálculo y determinación de los equipos principales y secundarios de la instalación, como se desarrolló en las secciones referidas a la especificación de cada uno de los sistemas, ésta no presenta evidencias de complejidad superior a una convencional que utiliza únicamente gas como combustible. Es por eso que los mismos profesionales o proyectistas del rubro del gas, con una capacitación adicional, pueden llevar adelante proyectos de esta escala.

NORMATIVA Y BIBLIOGRAFÍA

- Código Técnico de la Edificación (CTE). Boletín Oficial del Estado de España. (2006).
- Documento Básico "DB HE Ahorro de Energía" Exigencia básica HE 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.
- Reglamentación de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITE) de España.

- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (PET-REV-2009).
- Manual de cálculo y diseño de instalaciones de producción de ACS en edificaciones de viviendas de viviendas mediante energía solar y apoyo individual a gas natural. Grupo Gas Natural. (2004).
- Grossi Gallegos H, Righini R. Atlas de energía solar de la República Argentina. (2007).
- Introducción a la energía solar térmica. Secretaría de Energía de la República Argentina. (2019).
- Guía del recurso solar. Secretaría de Energía de la República Argentina. (2019).
- Martínez P. Energía solar térmica. (2010).
- Ianelli L.; Prietto R.; Gil S. Eficiencia en el calentamiento de agua. Consumos pasivos en sistemas convencionales y solares híbrido. Petrotecnia. (2016).
- Mataix C. Turbomáquinas térmicas. (1991).