



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Análisis comparativo de sistemas solares híbridos
térmicos-fotovoltaicos frente a sistemas solares
convencionales

Autor/es

HÉCTOR ALBERT OLIVEROS

Director/es

AMAYA MARTÍNEZ GRACIA

Escuela de Ingeniería y Arquitectura / Universidad de Zaragoza
2015



DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./Dña. HÉCTOR ALBERT OLIVEROS,

con nº de DNI 76973349P en aplicación de lo dispuesto en el art.

14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA, (Título del Trabajo)

ANÁLISIS COMPARATIVO DE SISTEMAS SOLARES HÍBRIDOS
TÉRMICOS-FOTOVOLTAICOS FRENTE A SISTEMAS SOLARES CONVENCIONALES

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada debidamente.

Zaragoza, JUEVES 25 JUNIO 2015

Fdo: 

RESUMEN

El objetivo principal del proyecto es la captación de la radiación solar para generar energía, térmica y eléctrica, y satisfacer parte de la demanda de un edificio multivivienda de 36 hogares que consta de 110 habitantes. Este conjunto de viviendas se encuentra situado en la ciudad de Zaragoza, en la zona IV del mapa climático que presenta el Código Técnico de la Edificación (CTE).

Para ello se plantea una primera opción formada por sistemas solares convencionales. En el estudio se diferencian las dos partes a instalar, la solar térmica (ST) y la fotovoltaica (FV).

Para la ST se selecciona el panel a utilizar mediante el método F-Chart, método sencillo que determina el grado de cobertura de ACS. La mejor opción seleccionada será sometida al método horario Duffie-Beckman, cuya principal diferencia es el uso de temperaturas y radiaciones horarias. Este método ofrecerá unos datos más precisos de la cobertura, lo que permitirá determinar si se pueden instalar más paneles de ST.

Analizando la disposición de los paneles y el área de la que se dispone, se obtendrá el número de paneles FV que se pueden instalar. Con el número total de paneles se calcula mediante el Método Simplificado de la Producción Eléctrica los kilovatios eléctricos generados.

Proceso semejante se llevará a cabo con la alternativa a ST+FV, una instalación con tecnología híbrida (PVT) que se combina a su vez con paneles FV.

El panel PVT seleccionado aportará energía térmica y eléctrica, que se calcularán mediante el Método Horario Duffie-Beckman y Método Simplificado de la Producción Eléctrica respectivamente.

La disposición de estos paneles permite instalar un número similar paneles FV adicionales, cuya generación de energía eléctrica se calcula de nuevo con el Método Simplificado de la Producción Eléctrica.

Englobando estos datos se comparan ambas instalaciones, ST+FV y PVT+FV, atendiendo a tres aspectos fundamentales.

El marco energético, donde se estudiará los kilovatios totales producidos y el área instalada para producirlos. En el caso PVT+FV la producción total es de 71324,5 kWh para un área de 167,58 m², mientras que para la instalación ST+FV es de 60961,6 kWh con 156,18 m².

También es importante ver el impacto ambiental de cada instalación, en este caso las emisiones de dióxido de carbono que se evitan emitir gracias al ahorro en consumo de combustible y electricidad. Nuevamente la instalación PVT+FV es más respetuosa con el medio ambiente ahorrando emitir 30986,2 kg CO₂ anuales por los 24772,4 kg CO₂ de la ST+FV.

Para finalizar se compara el aspecto económico, tanto en inversión inicial, como ahorros en costes de consumo de combustible y electricidad. Para el caso PVT+FV, que es el que requiere menos inversión inicial y menos costes de consumo, se realiza un estudio de viabilidad económica, donde se calcula el Pay-back, Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).

TABLA DE CONTENIDO

0) OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO	6
1) CASO DE ESTUDIO	7
2) INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA.....	8
2.1) CÁLCULOS PREVIOS AL ESTUDIO DE LA INSTALACIÓN ST.....	8
2.2) SELECCIÓN PANEL ST. MÉTODO F-CHART	8
2.3) MÉTODO HORARIO DUFFIE-BECKMAN.....	12
3) INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA	13
3.1) SELECCIÓN PANEL FOTOVOLTAICO	13
3.2) MÉTODO SIMPLIFICADO DE ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA.	13
4) PANELES HÍBRIDOS (PVT)	15
4.1) SELECCIÓN DE PLACA PVT.....	15
4.2) MÉTODO HORARIO DUFFIE-BECKMAN APLICADO A PVT.....	16
4.3) MÉTODO SIMPLIFICADO DE ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA APLICADO A PVT.	17
4.4) ENERGÍA ELÉCTRICA ADICIONAL.	17
5) COMPARATIVA DE INSTALACIONES: ST+FV VS. PVT+FV	20
5.1) EFICIENCIA ENERGÉTICA	20
5.2) IMPACTO AMBIENTAL.....	23
5.2.1) <i>Instalación Solar Térmica y Fotovoltaica (ST+FV)</i>	24
5.2.2) <i>Instalación Fotovoltaico-térmica y Fotovoltaica (PVT+FV)</i>	24
5.3) BALANCE ECONÓMICO.....	26
5.3.1) <i>Coste total de la instalación</i>	26
5.3.1) <i>Ahorro económico en consumo de combustible y electricidad</i>	27
5.3.1) <i>Viabilidad del proyecto</i>	28
6) CONCLUSIONES.....	29
APÉNDICES	31
APÉNDICE A. DETERMINACIÓN DEL CASO DE ESTUDIO	32
A-1. TIPOLOGÍA DE VIVIENDA.....	32
A-2. LOCALIZACIÓN	33
A-3. ÁNGULOS CARACTERÍSTICOS.....	35
A-4. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS	37

APÉNDICE B. MÉTODO F-CHART PARA

SELECCIÓN DE COLECTOR ST	39
CÁLCULO B-1. DEMANDA DE AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS)	41
CÁLCULO B-2. CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA	42
CÁLCULO B-3. CÁLCULOS PARA SELECCIÓN DE PANEL SOLAR TÉRMICO EN FUNCIÓN DEL RENDIMIENTO	43
CÁLCULO B-4. PRUEBAS PARA SELECCIÓN FINAL DE PANEL ST.	47
CÁLCULO B-5. ANÁLISIS DE COSTES PARA SELECCIÓN ENTRE VITOSOL 100-F Y VITOSOL 300-F	50

APÉNDICE C. DISEÑO DE INSTALACIÓN ST SEGÚN MÉTODO

HORARIO DUFFIE-BECKMAN	51
CÁLCULO C-1. DEMANDA DE ACS CUBIERTA PARA VITOSOL 300-F SV3A	54
CÁLCULO C-2. DISPOSICIÓN INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA.....	59

APÉNDICE D. DISEÑO DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....

CÁLCULO D-1. SELECCIÓN PANEL FOTOVOLTAICO	63
CÁLCULO D-2. MÉTODO SIMPLIFICADO DE ESTIMACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA.....	65
CÁLCULO D-3. NÚMERO DE PANELES Y DISPOSICIÓN DE INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	69
CÁLCULO D-4. COBERTURA DEMANDA ELÉCTRICA.....	71

APÉNDICE E. DISEÑO INSTALACIÓN PVT.....

CÁLCULO E-1. COBERTURA DE DEMANDA DE ACS APLICANDO EL MÉTODO HORARIO DUFFIE-BECKMAN.....	73
CÁLCULO E-2. ESTIMACIÓN DE PRODUCCIÓN ELÉCTRICA APLICANDO EL MÉTODO SIMPLIFICADO.....	75
CÁLCULO E-3. DISPOSICIÓN DE INSTALACIÓN HÍBRIDA (PVT) Y FOTOVOLTAICA (FV)	79

APÉNDICE F. ESTUDIO EFICIENCIA ENERGÉTICA

CÁLCULO F-1. ENERGÍA APORTADA POR METRO CUADRADO DE SUPERFICIE	82
--	----

APÉNDICE G. ESTUDIO IMPACTO AMBIENTAL.....

CÁLCULO G-1. IMPACTO AMBIENTAL INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA (ST+FV).....	84
CÁLCULO G-2. IMPACTO AMBIENTAL INSTALACIÓN FOTOVOLTAICO-TÉRMICA Y FOTOVOLTAICA (PVT+FV)	85

APÉNDICE H. ESTUDIO BALANCE ECONÓMICO

CÁLCULO H-1. COSTE TOTAL PARA AMBAS INSTALACIONES.	87
CÁLCULO H-2. GASTOS EVITADOS EN CONSUMO COMBUSTIBLE Y ELECTRICIDAD.	89
CÁLCULO H-3. VIABILIDAD ECONÓMICA DEL PROYECTO.	92

REFERENCIAS

0) OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO

El proyecto consiste en el estudio de dos posibles instalaciones de captación de energía solar para cubrir los requerimientos de energía en el sector doméstico de un bloque de viviendas situado en Zaragoza.

La primera opción será una instalación compuesta por paneles **solares térmicos(ST)** y **fotovoltaicos(FV)**. Los primeros transforman la energía solar en térmica, que posteriormente se utilizará para satisfacer la demanda de agua caliente sanitaria (ACS); por otro lado, los sistemas fotovoltaicos aprovechan la rayos incidentes del Sol para generar en energía eléctrica.

En este proceso habrá que seleccionar el panel más apropiado para ST, respetando la normativa española. Mismo proceso atañe al apartado de FV. El objetivo, escoger una correcta combinación en diseño y disposición, que permita maximizar el ahorro de energía para la superficie disponible.

La segunda posibilidad, fruto de la investigación y los avances tecnológicos, consistirá en un conjunto de **paneles solares híbridos(FVT)**. Dichos paneles engloban ambos procesos de transformación de la energía solar en térmica y eléctrica. Estos paneles ocuparán menos espacio que la primera opción, por lo que se combinarán con paneles FV para aumentar la cobertura de demanda eléctrica.

Una vez diseñadas ambas instalaciones, se establecerá un marco comparativo, atendiendo a tres factores fundamentales, que permitirá definir que instalación es más apropiada para el caso de estudio:

- **Eficiencia energética:** se analizará la cobertura de demanda energética, tanto térmica como fotovoltaica, y los kilovatios generados por unidad de superficie instalada
- **Impacto ambiental:** cálculo de las emisiones de dióxido de carbono que se evitan emitir por el ahorro en combustible y electricidad que supondrá la instalación.
- **Balance económico:** obtención del coste total de la instalación, ahorros en combustible y electricidad, y la viabilidad del proyecto.

1) CASO DE ESTUDIO

El primer paso del proyecto es la fijar el caso de estudio. En función de las características de la localización (Zaragoza) y del uso (doméstico) al que se destinará la energía obtenida, el Código Técnico de la Edificación (CTE) en sus secciones HE-4 y HE-5, recoge una serie de requisitos a los que el proyecto debe ajustarse. Este primer análisis aparece detallado en el Apéndice A. Posteriormente, los resultados obtenidos serán aplicados en los diferentes apartados del estudio.

Como resumen se podría destacar que el edificio donde se va a implantar la instalación está en la categoría multi-vivienda y consta de 36 pisos. La Tabla A-1 del Apéndice A determina el consumo de Agua Caliente Sanitaria (ACS) a 60°C, que para una vivienda es de 28 litros por habitante, dato que se utilizará en el Apéndice B. para el cálculo del consumo total de ACS.

Tanto el número de habitantes como el porcentaje de ocupación a lo largo del año se obtuvo mediante una encuesta en el vecindario. El 100% de la ocupación corresponde a 110 habitantes. El grado de ocupación, que oscila entre 75% y 100% dependiendo de la época del año, aparece recogido en la Tabla A-3 del Apéndice A.

La cobertura de energía eléctrica no tiene ni máximos ni mínimos impuestos por el CTE. Siendo el consumo medio anual por hogar español de 7544 kWh (IDAE), se tratará de optimizar al máximo la cobertura de electricidad de las viviendas.

Por otro lado se muestra en la Ilustración A-1 del Apéndice A la zona climatológica que le corresponde a Zaragoza, IV (CTE HE-4, 2013), lo que impondrá una contribución solar mínima de ACS que se calculará a posteriori en el Apéndice B.

Los ángulos característicos variarán dependiendo de la instalación: El ángulo azimutal será para ambas instalaciones de 0°, correspondiente a una orientación Sur. El ángulo de inclinación para el caso de Solar Térmica y Fotovoltaico-Térmico (Híbrida) se utilizarán valores entre 40° y 50°, tal y como se deduce de la Tabla A-5 del Apéndice A Sin embargo para los paneles Fotovoltaicos esta inclinación será distinta con el objetivo de incrementar la producción, entre 30° y 35°.

Estos ángulos son importantes para el estudio de las pérdidas por sombras, inclinación y orientación. La Tabla A-6 recoge las restricciones del CTE para estas pérdidas. En el caso de estudio las pérdidas por sombras serán nulas y por orientación e inclinación serán del 5%, obtenidas de la Ilustración A-4 para la parte térmica y la Ilustración A-5 para fotovoltaica, ambas en el Apéndice A.

Como última aclaración para el caso de estudio hay recalcar que la superficie donde se desea realizar la instalación es un cuadrado de 30 metros de lado. Sin embargo hay zonas donde no se podrán instalar paneles por elementos de la comunidad ya presentes en esta área (los esquemas se detallan a posteriori en los distintos Apéndices). Este dato será muy importante a la hora de escoger el número de paneles y la disposición de éstos.

2) Instalación Solar Térmica

2.1) Cálculos previos al estudio de la instalación ST

La demanda de ACS varía en función del mes atendiendo a características como el número de días de cada mes, el grado de ocupación y las temperaturas medias ambiente y de red, obtenidas de la fuente PVGIS y plasmadas en las Tablas B-1 y B-2, respectivamente, del Apéndice B.

A raíz de estos datos y siguiendo el proceso de Cálculo B-1 explicado en el Apéndice B, se obtiene la Tabla 2-1 (correspondiente a la Tabla B-4 del Apéndice B) que resume el consumo de ACS para cada mes del año. (ZABALZA BRIBIÁN,2009)

Por otro lado, hay que determinar la Contribución Solar Mínima anual que debe respetar nuestra instalación. En la sección Cálculo B-2 del Apéndice B aparece la metodología para determinar este valor. Finalmente, y tras la revisión de las ordenanzas municipales de Zaragoza (BOPZ,2009), se estipula esta cobertura de la demanda anual en un 50%.

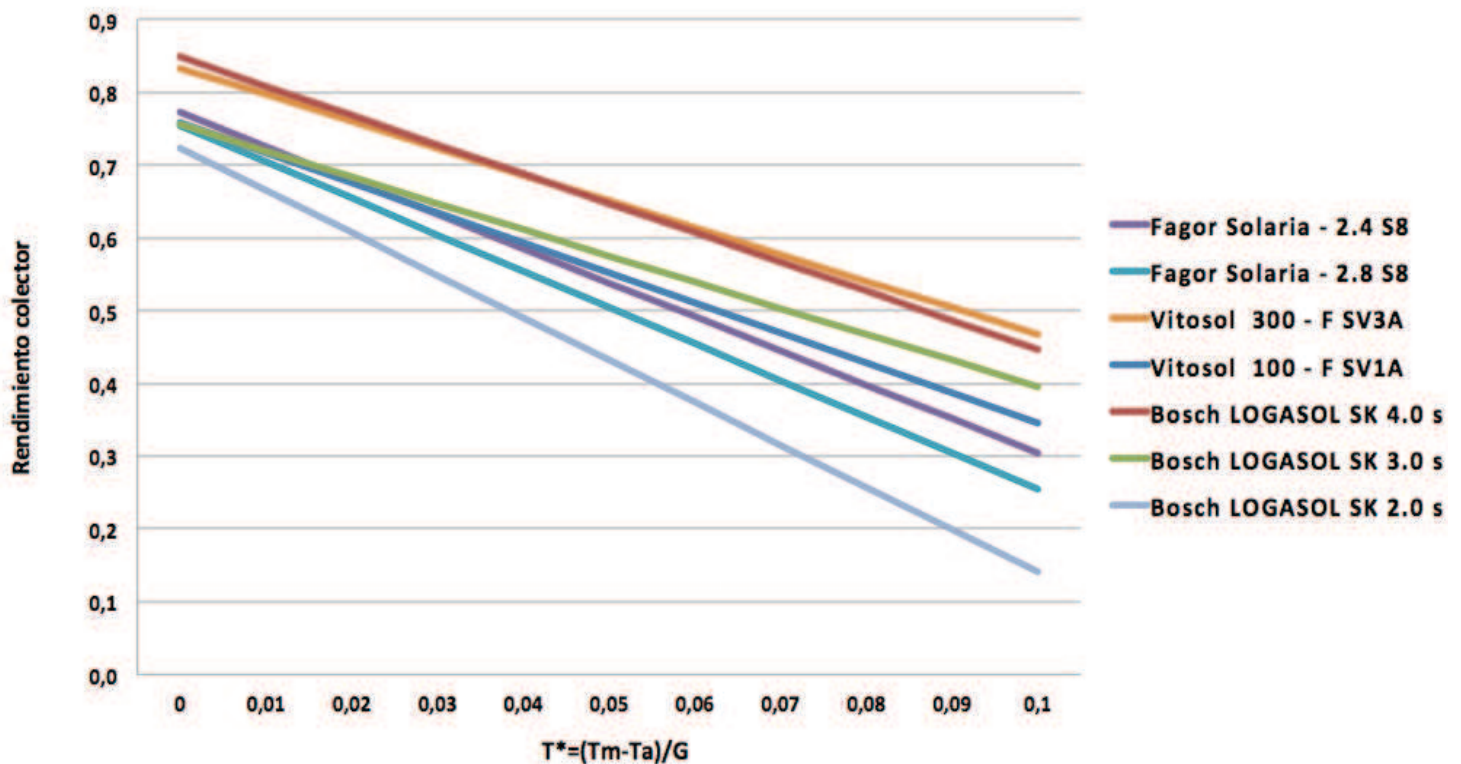
Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
% de ocupación:	95	100	100	100	100	100	85	75	100	100	100	95	96
Consumo ACS 60°C [m3]:	90,71	86,24	95,48	92,40	95,48	92,40	81,16	71,61	92,40	95,48	92,40	90,71	1076,46
Consumo ACS 45°C [m3]:	129,58	124,51	139,41	136,54	142,90	140,19	124,95	108,65	138,29	141,09	134,92	130,96	1592,0

Tabla 2-1. Consumos en función de la ocupación y temperatura.

2.2) Selección panel ST. Método F-Chart

Las pruebas para obtener el rendimiento de los diversos colectores seleccionados para la instalación en función de distintas franjas horarias, conllevando cada uno de estos espacios temporales unos valores de temperatura y de radiación distintos, se muestran en el Apéndice B en el apartado Cálculo B-3. Los paneles abarcan todas las gamas disponibles de 3 fabricantes estudiados. Dichos rendimientos se representan en la Gráfica 2-1 para de esta forma analizar que panel es el más conveniente.

Como se aprecia en la Gráfica 2-1 tanto el panel Vitosol Viessmann 300-F SV3A como el Bosch LOGASOL SK 4.0 s son los que mayores rendimientos nos ofrecen. Ambos son la gama alta de cada fabricante. Sin embargo la decisión no puede basarse únicamente en el rendimiento de éstos.



Gráfica 2-1. Rendimiento colectores estudiados en proceso.

Por cercar la decisión, se escogerá el fabricante VIESSMANN, para el cual se estudiará las dos posibilidades que ofrece. No solo interesa cumplir con la cobertura de demanda exigida por el CTE, el marco económico es aspecto fundamental en cualquier proyecto.

El proceso completo para la decisión del panel solar térmico entre Vitosol 100-F SV1A y Vitosol 300-F SV3A consistirá en variar el número de colectores y el ángulo de inclinación, detallado dentro Apéndice B en las Tablas B-8, B-9, B-10 y B-11. Finalmente dos opciones cumplen las especificaciones del CTE, no superando ningún mes el 110% ni el 100% durante tres meses consecutivos, y a su vez superan la contribución mínima exigida para la zona IV de un 50%, como se especifica en el Apéndice B en la sección Cálculo B-1. Estas son: 18 paneles Vitosol 100-F SV1A ó 12 paneles Vitosol 300-F SV3A, ambos con una inclinación de 50°.

La cobertura anual en ambos casos ronda el 73,6%, reflejado este dato junto a la demanda mensual, los ahorros energéticos mensuales gracias a la instalación y el porcentaje de demanda cubierto mensualmente de las dos opciones seleccionadas. en las Tablas 2-2 y 2-3 (ver página 8).

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
Energía Necesaria [kWh]:	4174,65	3873,85	4183,44	3946,43	3972,51	3742,30	3197,34	2900,29	3844,37	4077,98	4048,49	4074,46	46036,1
Ahorros [MJ]:	8077,44	10749,08	11914,26	11060,67	11855,90	11544,12	11419,09	10358,16	11480,83	9487,02	7317,38	5860,79	121124,74
Ahorros [kWh]:	2261,68	3009,74	3335,99	3096,99	3319,65	3232,35	3197,34	2900,29	3214,63	2656,37	2048,87	1641,02	33914,93
Aportación Energética Total [%]	54,18	77,69	79,74	78,48	83,57	86,37	101,46	109,36	83,62	65,14	50,61	40,28	73,67%

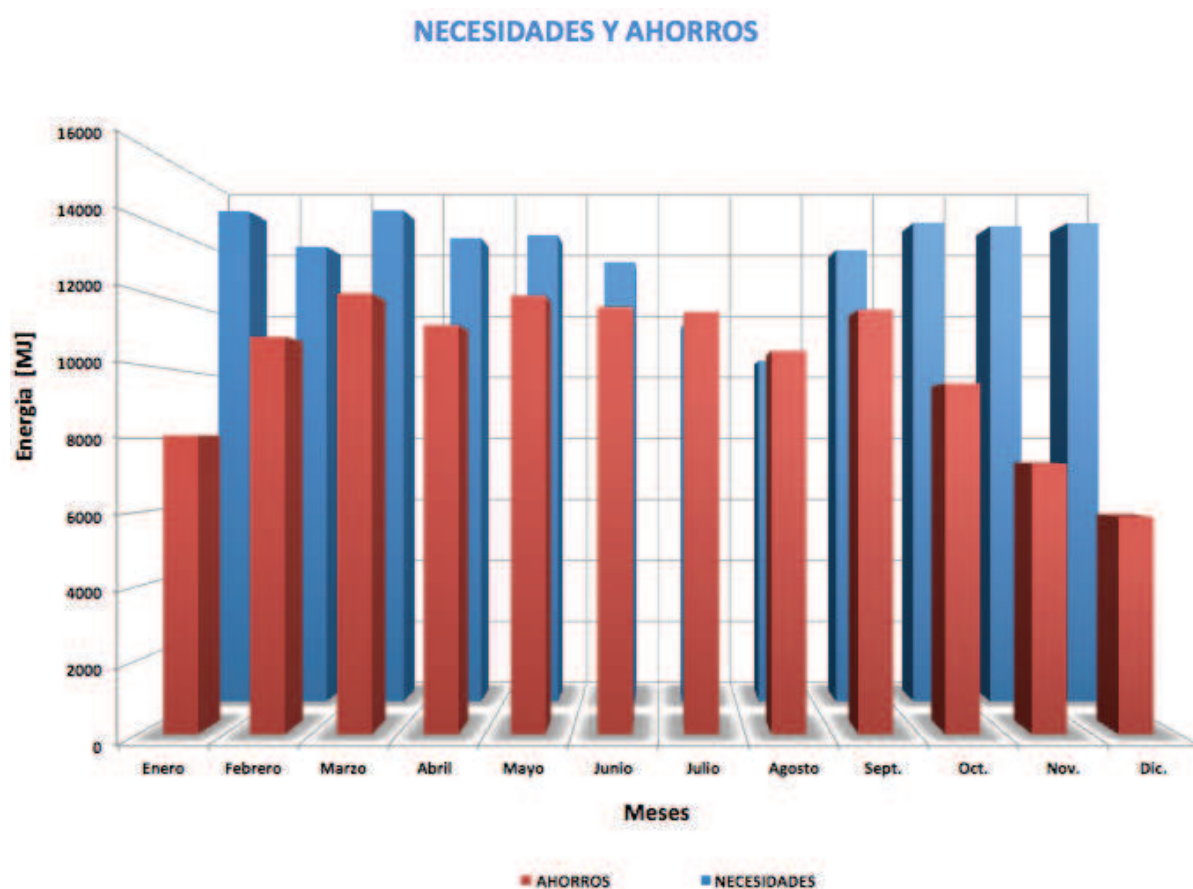
Tabla 2-2. Caso 12 paneles Vitosol 300-F SV3A a una inclinación de 50°.

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
Energía Necesaria [kWh]:	4174,65	3873,85	4183,44	3946,43	3972,51	3742,30	3197,34	2900,29	3844,37	4077,98	4048,49	4074,46	46036,1
Ahorros [MJ]:	8020,60	10781,89	11957,95	11087,41	11888,97	11587,97	11419,09	10358,16	11560,46	9496,17	7235,98	5693,71	121088,35
Ahorros [MJ]:	2245,77	3018,93	3348,23	3104,47	3328,91	3244,63	3197,34	2900,29	3236,93	2658,93	2026,07	1594,24	33904,74
Aportación Energética Total [%]	53,80	77,93	80,04	78,67	83,80	86,70	100,87	108,49	84,20	65,20	50,05	39,13	73,65%

Tabla 2-3. Caso 18 paneles Vitosol 100-F SV1A a una inclinación de 50°.

Visto que ambos casos ofrecen una cobertura de demanda prácticamente igual, el siguiente parámetro a considerar será el económico. Al ser la cobertura energética muy similar, se excluyen en estos cálculos el coste de instalación (mano de obra, obra civil, etc.) y el precio del combustible adicional necesario ya que se pueden suponer iguales, comparando el coste total de los paneles. Esta metodología seguida se explica en el apartado Cálculo B-5 del Apéndice B.

La diferencia entre ambos casos es de precio es de 1158 euros, siendo más barata la opción de Vitosol 100-F. Sin embargo, la elección de Vitosol Viessmann 300-F SV3A permitirá un mayor espacio disponible para instalar los paneles fotovoltaicos y conseguir un ahorro mayor en energía eléctrica, optimizando así la producción de energía fotovoltaica, y por consiguiente el ahorro energético total que es el objetivo del proyecto.



Gráfica 2-2. Agua caliente sanitaria: Demanda VS. Cobertura

En la Gráfica 2-2. se plasma la demanda o necesidad de ACS para el caso de estudio frente a los ahorros obtenidos instalando 12 paneles Viessmann 300-F SV3A mediante el método F-Chart.

A modo de comprobación del proceso se utiliza el programa CHEQ4 (CHEQ4,2013), software que el IDAE proporciona y que permite definir una amplia variedad de instalaciones solares, donde la cobertura anual es de un 72,4%. Esta diferencia radica en la toma de datos correspondientes a la radiación incidente y a las temperaturas medias de red y ambiente para cada mes.

2.3) Método horario Duffie-Beckman

Seleccionado el colector solar Vitosol 300-F SV3A para la instalación, se aplicará el método horario o método Duffie-Beckman para obtener un estudio más detallado de la instalación. (DUFFIE, JOHN A., y WILLIAM A. BECKMAN, 2006)

La diferencia principal con el método F-Chart es que para este caso se utilizan datos horarios, tanto de las temperatura ambiente como de la radiación incidente a 50°.(PVGIS)

Aplicado el método Duffie-Beckman a los 12 paneles Vitosol 300-F SV3A (Apéndice C Cálculo C-1), la demanda cubierta de ACS anual es de un 65,46% y ningún mes alcanza los máximos impuestos por el CTE, ya explicados en la sección Cálculo B-3 del Apéndice B.

Por ello se incrementa el número de paneles Vitosol 300-F hasta 14 con el fin de optimizar la cobertura de demanda de ACS, obteniendo finalmente 72,2%. A la hora de realizar el cálculo de esta cobertura anual es importante destacar que en los meses en los que se excede el 100% de la demanda cubierta, el valor de ahorro energético tomado será igual al de la energía necesaria, ya que ese exceso de energía no será aprovechada. Este proceso se detalla en el Apéndice C, sección Cálculo C-2.

La Tabla 2-4 resume los datos de energía necesaria, ahorros gracias a la instalación ST y el porcentaje de ahorro. De esta forma se observa que la energía que aporta la instalación ST es de 33238,7 kWh, lo que supone un 72,2% de la demanda energética.

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
Energía Necesaria [kWh]:	4320,38	4012,61	4209,33	3861,86	3876,19	3646,92	3121,05	2848,99	3754,39	3987,23	4076,79	4320,38	46036,1
Ahorros [MJ]:	8077,44	10749,08	11914,26	11060,67	11855,90	11544,12	11419,09	10358,16	11480,83	9487,02	7317,38	5860,79	121124,74
Ahorros [kWh]:	2022,56	2559,97	3005,59	2972,27	3140,96	3200,63	3119,89	3018,21	3297,61	3082,95	2350,59	1635,53	33238,7
Demanda energética cubierta [%]	46,81	63,80	71,40	76,96	81,03	87,76	99,96	105,94	87,83	77,32	57,66	37,86	72,20%

Tabla 2-4. Aplicación método Duffie-Beckman: Vitosol 300-F SV3A, 14 paneles a 50° de inclinación.

3) Instalación Solar Fotovoltaica

3.1) Selección panel fotovoltaico

El proceso de selección para la instalación FV no requiere de cálculos como en el caso de ST. Sin embargo tiene una estrecha relación con el la futura instalación PVT que se diseñará en el Apartado 4, en concreto con la potencia de la placa PVT. La potencia del panel PVT que se seleccionara es de 240 W, por lo tanto y con el fin de simplificar la instalación, se buscará un panel cuya potencia sea 240W. Esto resume lo expuesto con mayor hincapié en el Apéndice D, sección Cálculo D-1.

Finalmente se seleccionó el panel ATERSA A-240P SOL, cuyas características eléctricas aparecen detalladas en a Ilustración 3-1. (ATERSA)

Características eléctricas (STC: 1 kW/m ² , 25±2 °C y AM 1,5)*			
	A-240P SOL	A-245P SOL	A-250P SOL
Potencia Nominal (0/+5 W)	240 W	245 W	250 W
Eficiencia del módulo	14,74 %	15,04 %	15,35 %
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,21 A	8,33 A	8,45 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	29,21 V	29,37 V	29,53 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,73 A	8,82 A	8,91 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,16 V	37,38 V	37,60 V

Ilustración 3-1. Especificaciones eléctricas ATERSA A-240P SOL. (ATERSA)

3.2) Método simplificado de estimación de la producción eléctrica.

Este método tiene como fundamento el cálculo de la producción de energía eléctrica. La energía generada por los paneles FV, se destinará a disminuir el consumo de la red eléctrica. (BAYOD RUJULA,2009)

El objetivo en esa fase es determinar los kilovatios hora eléctricos generados por un único panel ATERSA A-240P SOL en el periodo de un año. Dentro de este procedimiento se tienen en cuenta dos inclinaciones, 30° y 35°, que como se explica anteriormente son las recomendadas por el CTE-HE5. La Tabla 3-1 muestra el resultado final de este proceso, que aparece desglosado en el Apéndice D sección Calculo-D2.

	Inclinación 35°	Inclinación 30°
TOTAL AÑO(kWh/año)	385,04	383,31

Tabla 3-1. Resumen producción eléctrica anual en función de la inclinación.

La decisión final será la inclinación de 35°, y la producción total será directamente proporcional al número de paneles que se instalen. Para ello se analizará la superficie disponible, teniendo en cuenta los 14 paneles de ST. El resultado final son 72 paneles ATERSA A-240P SOL, dispuestos como se plasma en la Ilustración 3-2.

Potencia máxima disponible	Inclinación 35°	
	Total día (Wh/día)	Total mes(Wh/mes)
Enero	720,15	22324,66
Febrero	866,93	24274,00
Marzo	1143,42	35445,90
Abril	1176,00	35280,02
Mayo	1264,90	39211,92
Junio	1303,80	39113,91
Julio	1323,98	41043,41
Agosto	1274,22	39500,90
Septiembre	1185,07	35551,98
Octubre	990,23	30697,15
Noviembre	756,65	22699,49
Diciembre	641,83	19896,60
	TOTAL AÑO(kWh/año)	385,04
	Para 72 paneles FV	27722,88

Tabla 3-2. Potencia máxima diaria, mensual y anual para inclinación de 35°.

Los 27722,88 kilovatios hora anuales suponen un 10,79% de la demanda eléctrica del edificio multi-vivienda. Para obtener esta cobertura de la demanda eléctrica es necesario tener en cuenta la demanda eléctrica media por hogar en España, 7544 kWh/hogar (IDAE,2011) y seguir la metodología expuesta en el Apéndice D. en la sección Cálculo D-4.

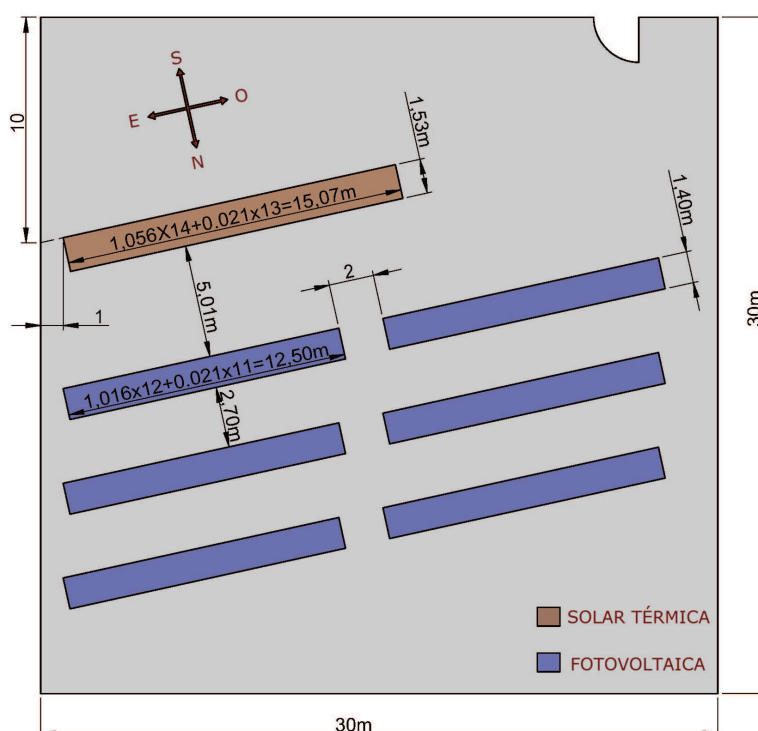


Ilustración 3-2. Disposición 14 paneles ST y 72 paneles FV. (SolidWorks)

4) Paneles híbridos (PVT)

El panel fotovoltaico-térmico (PVT: photovoltaic-thermal panel) tiene una doble función. A partir de la radiación solar incidente en la superficie del colector PVT se logra obtener energía para el calentamiento del ACS y energía eléctrica. Es decir, realiza simultáneamente las funciones de los paneles ST y FV.

El cálculo de la producción energética se realizará por separado y siguiendo la metodología explicada anteriormente para ST y FV.

4.1) Selección de placa PVT

Para la elección del panel híbrido es difícil comparar los distintos fabricantes ya que no aportan mucha información. Antes de seleccionar el panel ECOMESH de la empresa zaragozana Endef Engineering, se analizaron otras alternativas, como Sela Solar M-240PVT (SELA SOLAR) ó Grammer GLK (GRAMMER).

Sin embargo ECOMESH poseía importantes premios en las últimas fechas otorgados por empresas como REPSOL. Uno de los grandes avances de estos paneles de segunda generación ECOMESH es la tecnología CTA (Cubierta Transparente Aislante). Mediante esta cubierta se logra recuperar el calor que se pierde por la parte frontal de los paneles híbridos convencionales, mejorando su eficiencia. (ECOMESH)

En la Ilustración 4-1 se muestran las especificaciones térmicas y eléctricas del panel. Los datos importantes para la obtención de la energía térmica son el rendimiento óptico y los coeficientes de pérdidas térmicas. (ECOMESH)

<i>Especificaciones Térmicas</i>		<i>Especificaciones Eléctricas</i>	
Presión máxima	6 bar	Potencia	240 W
Recuperador	Cobre	Tipo de célula	Poli-cristalina
Capacidad	2,3 L	Eficiencia del módulo	14.14 %
Rendimiento óptico (η_0)	0.69	Voltaje en circuito abierto (V_{oc})	36.72 V
Coef. pérdidas térmicas, α_1	2.59 W/m ² k	Voltaje a máx. potencia (V_{mpp})	28.87 V
Coef. pérdidas térmicas, α_2	0.012 W/m ² k ²	Intensidad en cortocircuito (I_{sc})	8.55 A
Pérdida de presión	0.0018 bar	Intensidad máx. potencia (I_{mpp})	7.99 A

Ilustración 4-1. Especificaciones Térmicas y Eléctricas. (ECOMESH)

El rendimiento térmico se expresa en la Ilustración 4-2. Se observa como en el caso de no haber generación eléctrica el rendimiento sería considerablemente mayor al caso en el que si que hay generación térmica. A pesar de tener un detrimento en el rendimiento térmico, en este estudio se busca obtener energía térmica y eléctrica.

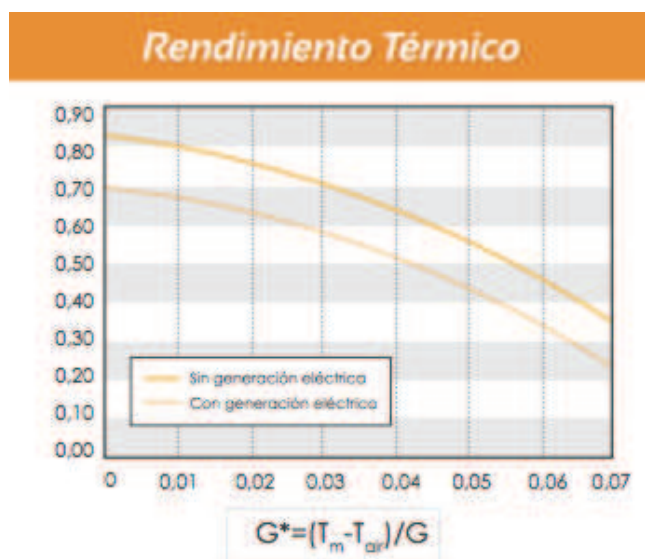


Ilustración 4-2. Rendimiento térmico en función de si hay o no generación térmica. (ECOMESH)

4.2) Método horario Duffie-Beckman aplicado a PVT

Como condición inicial se impondrá el suplir la misma cobertura de ACS que para el caso de ST previamente analizado. Dicho porcentaje era de un 72,2% de energía requerida para ACS cubierta.

Estableciendo una comparativa entre los datos técnicos de la placa Vitosol 300-F SV3A y la ECOMESH, se puede concluir que se requerirán más paneles para el caso de PVT que para ST. Como referencia se tomarán los 14 paneles de ST y se aumentará el número hasta alcanzar la cobertura correspondiente a solar térmica de 72,2%.

De este proceso se concluye que la instalación final de PVT constará de 30 paneles ECOMESH dispuestos a 50° de inclinación. En la Tabla 4-1 se observa el porcentaje de aportación energética de casa mes, así como el anual. La cobertura por año de ACS es del 74,7%.

En el Apéndice E apartado Cálculo E-1 es donde aparece nuevamente detallado el método horario Duffie-Beckman para la determinación de la cobertura de ACS, en este caso aplicado al panel ECOMESH.

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
Energía Necesaria [kWh]:	4174,65	3873,85	4183,44	3946,43	3972,51	3742,30	3197,34	2900,29	3844,37	4077,98	4048,49	4074,46	46036,1
Ahorros en PVT [MJ]:	6820,32	8118,76	10593,50	10878,65	12154,81	12596,01	12234,22	11303,17	12071,71	10745,15	7844,63	5572,26	120933,19
Ahorros [kWh]:	1991,16	2368,80	3081,89	3161,55	3519,49	3634,25	3486,25	3164,89	3485,45	3127,37	2290,08	1632,06	34389,7
Aportación Energética Total [%]	47,70	61,15	73,67	80,11	88,60	97,11	100,00	100,00	90,66	76,69	56,57	40,06	74,7%

Tabla 4-1. Cobertura anual ACS para 30 paneles ECOMESH a 50° de inclinación.

4.3) Método simplificado de estimación de la producción eléctrica aplicado a PVT.

Estos paneles generan a su vez energía eléctrica, pero no estarán dispuestos según el ángulo de inclinación óptimo para la producción de ésta. El ángulo de inclinación viene impuesto por el que se ha determinado al tomar la decisión de optimizar la cobertura de ACS, es decir, de 50°.

El procedimiento a seguir será prácticamente el mismo que el utilizado en el diseño de la instalación FV. Existe una única diferencia en el proceso de cálculo: la temperatura de la célula en PVT será obtenida en función de la temperatura de entrada y salida del colector. La Tabla 4-2 muestra la generación energética diaria, mensual y anual para 30 paneles PVT a 50° de inclinación, ó en detalle aparece en el Apéndice E Cálculo E-2.

	Total día (Wh/día)	Total mes(Wh/mes)
Enero	742,36	23013,13
Febrero	841,11	23551,09
Marzo	1060,65	32880,12
Abril	1014,69	30440,57
Mayo	1058,65	32818,03
Junio	1071,55	32146,46
Julio	1064,32	32993,90
Agosto	1048,57	32505,59
Septiembre	1097,67	32930,20
Octubre	931,52	28877,05
Noviembre	762,64	22879,16
Diciembre	662,29	20530,99
TOTAL AÑO(kWh/año)		345,57
Para 30 paneles PVT		10366,99

Tabla 4-2. Potencia eléctrica máxima disponible diaria, mensual y anual con PVT.

4.4) Energía eléctrica adicional.

Al igual que sucedió en el apartado de ST, aun queda área disponible para poder instalar más paneles. En el caso de la instalación PVT, la demanda de ACS está optimizada al máximo, es decir aporta el máximo posible de energía respetando las condiciones del CTE en su sección HE-4. Se instalarán paneles FV adicionales que aporten más energía eléctrica para satisfacer disminuir el consumo de electricidad de la red.

El panel FV a utilizar será el escogido previamente para la instalación que combinaba ST y FV, es decir, ATERSA A-240P SOL. La instalación tendrá idéntica inclinación, 35°, y proceso de cálculo que el realizado en el Apartado “3) Instalación Solar Fotovoltaica”, cuyo objetivo principal era la optimización de la producción eléctrica.

Diagrama de layout de painéis fotovoltaicos em um terreno de 30m x 10m. O layout mostra painéis azuis (FOTVOLTAICA) e verdes (FOTVOLTAICA TÉRMICA) dispostos em fileiras paralelas. Um compasso indica a orientação S, N, E, O. Dimensões e cálculos de área são fornecidos para cada tipo de painel.

Legenda:

- FOTVOLTAICA TÉRMICA
- FOTVOLTAICA

Dimensões e Cálculos:

- Painel superior (azul): $17 \times 1.016 + 16 \times 0.021 = 17.60\text{m}$
- Painel inferior (azul): $12 \times 1.016 + 11 \times 0.021 = 12.50\text{m}$
- Painel central (verde): $15 \times 0.998 + 14 \times 0.021 = 18\text{m}$
- Painel à direita (azul): $8 \times 1.086 + 7 \times 0.021 = 8.30\text{m}$

Distâncias e Espaços:

- Distância entre o topo e o primeiro painel: 1.40m
- Distância entre o primeiro e o segundo painel: 2.70m
- Distância entre o segundo e o terceiro painel: 3.60m
- Distância entre o terceiro e o quarto painel: 3.60m
- Distância entre o quarto e o quinto painel: 2.70m
- Distância entre o quinto e o sexto painel: 1.06m
- Distância entre o sexto e o sétimo painel: 1.06m
- Distância entre o sétimo e o oitavo painel: 1.06m
- Distância entre o oitavo e o nono painel: 1.06m
- Distância entre o nono e o décimo painel: 1.06m
- Distância entre o décimo e o undécimo painel: 1.06m
- Distância entre o undécimo e o dozeavo painel: 1.06m
- Distância entre o dozeavo e o trezeavo painel: 1.06m
- Distância entre o trezeavo e o catorzeavo painel: 1.06m
- Distância entre o catorzeavo e o quinzeavo painel: 1.06m
- Distância entre o quinzeavo e o dezesseisavo painel: 1.06m
- Distância entre o dezesseisavo e o dezesseteavo painel: 1.06m
- Distância entre o dezesseteavo e o dezoitoavo painel: 1.06m
- Distância entre o dezoitoavo e o dezenoveavo painel: 1.06m
- Distância entre o dezenoveavo e o vintavo painel: 1.06m
- Distância entre o vintavo e o vinte e primeiro painel: 1.06m
- Distância entre o vinte e primeiro e o vinte e segundo painel: 1.06m
- Distância entre o vinte e segundo e o vinte e terceiro painel: 1.06m
- Distância entre o vinte e terceiro e o vinte e quarto painel: 1.06m
- Distância entre o vinte e quarto e o vinte e quinto painel: 1.06m
- Distância entre o vinte e quinto e o vinte e sexto painel: 1.06m
- Distância entre o vinte e sexto e o vinte e sétimo painel: 1.06m
- Distância entre o vinte e sétimo e o vinte e oitavo painel: 1.06m
- Distância entre o vinte e oitavo e o vinte e nono painel: 1.06m
- Distância entre o vinte e nono e o trintaavo painel: 1.06m

Hay que calcular la producción eléctrica adicional que generan esos 69 colectores extra instalados. Para ello, únicamente se introducen en la hoja de cálculo creada para el Apartado 3 los 69 paneles FV instalados en este caso a una inclinación de 35°. El resultado son 26567,76 kWh eléctricos anuales. Como se ha indicado en repetidas ocasiones, se sigue el método simplificado de producción eléctrica. El resultado se plasma en la Tabla 4-3.

	Total dia (Wh/dia)	Total mes(Wh/mes)
Enero	720,15	22324,66
Febrero	866,93	24274,00
Marzo	1143,42	35445,90
Abril	1176,00	35280,02
Mayo	1264,90	39211,92
Junio	1303,80	39113,91
Julio	1323,98	41043,41
Agosto	1274,22	39500,90
Septiembre	1185,07	35551,98
Octubre	990,23	30697,15
Noviembre	756,65	22699,49
Diciembre	641,83	19896,60
	TOTAL AÑO(kWh/año)	385,04
	Para 69 paneles FV	26567,76

18

Nuevamente se puede obtener la cobertura anual de demanda eléctrica. Considerando los 10336,99 kWh que producen los 30 paneles PVT, y los 26567,76 kWh generados por los paneles FV adicionales, se obtiene una producción eléctrica de la instalación PVT+FV de 36904,75 kWh anuales.

Por otro lado, se necesita el consumo medio anual para las 36 viviendas. Este consumo medio de energía por hogar español es de 7544 kWh. Dentro de esa cantidad también se encuentra un 7,5% para el ACS (IDAE). Sin embargo de este porcentaje ya se ha cubierto un 74,7% con la instalación PVT. El consumo medio por hogar quedará 7121,4 kWh, y para el conjunto de pisos será de 256370 kWh.

A partir de estos valores se puede determinar la cobertura anual de demanda eléctrica deseada, siendo en porcentaje de un 14,41%.

5) Comparativa de instalaciones: ST+FV vs. PVT+FV

Realizados todos los cálculos energéticos, es el momento de comparar las dos instalaciones propuestas. Para poder obtener una decisión final no es suficiente con atender al marco energético. La inversión inicial, así como el ahorro en consumo de combustible y electricidad de las empresas suministradoras son esenciales, ya que uno de los propósitos es conseguir rebajar el coste de las facturas. Como último requisito fundamental será las consecuencias que tendrá la instalación para el medio ambiente. En este caso serán en positivo, ya que se logrará reducir el consumo de combustible y electricidad y por consiguiente, reducir las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera. Es decir, esta comparativa se basará en tres apartados:

- **Eficiencia energética:** se analizará la cobertura de demanda energética, tanto térmica como fotovoltaica, y los kilovatios generados por unidad de superficie instalada
- **Impacto ambiental:** cálculo de las emisiones de dióxido de carbono que se evitan emitir por el ahorro en combustible que supondrá la instalación.
- **Balance económico:** obtención del coste total de la instalación, ahorros en combustibles y la viabilidad del proyecto.

5.1) Eficiencia energética

Recopilando en la Tabla 5-1 los datos de energía que genera cada parte de la instalación anualmente, es trivial decir que la instalación PVT+FV reporta una mayor cobertura de la demanda eléctrica, recordando que la condición impuesta fue una cobertura de ACS semejante.

	ST+FV	PVT+FV
Ahorros [kWh térmicos]	33238,7	34389,7
Demanda [kWh térmicos]	46036,1	46036,1
% Cobertura energía termica	72,2%	74,7%
Ahorros [kWh eléctricos]	27722,9	36934,8
Demanda [kWh eléctricos]	256878	256370
% Cubertura energía eléctrica	10,79%	14,41%

Tabla 5-1. Comparativa energética anual, térmica y eléctrica para ST+FV y PVT+FV.

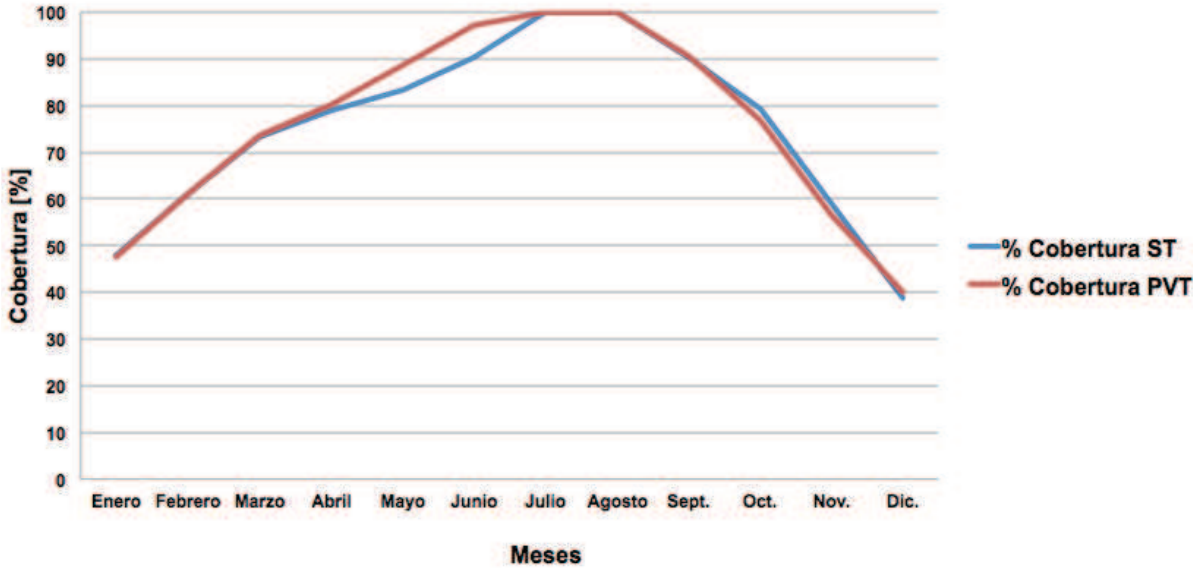
Sin embargo, no sólo en cuanto al balance anual la instalación PVT+FV es más eficiente. Es importante analizar la producción de kilovatios hora térmicos y eléctricos que se producen mes a mes por cada una de las instalaciones. Para ello hay que distinguir entre la parte térmica y eléctrica de ambas propuestas y analizar su evolución anual en cuanto a cobertura de demanda energética.

En primer lugar se analizará la producción mensual de kilovatios hora térmicos de cada una de las instalaciones. Según los ahorros energéticos mensuales calculados previamente para ST y PVT y que aparecen recogidos en la Tabla 5-2, se puede representar esta evolución mensual en la Gráfica 5-1.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.
Demanda [kWh térmicos]	4174,7	3873,9	4183,4	3946,4	3972,5	3742,3	3197,3	2900,3	3844,4	4078,0	4048,5	4074,5
Ahorros en ST [kWh térmicos]	2022,6	2391,9	3005,6	2972,3	3141,0	3200,6	3119,9	3018,2	3297,6	3083,0	2350,6	1635,5
Cobertura ST [%]	47,9	61,1	73,2	79,0	83,2	90,3	100	100	90,2	79,3	59,1	38,8
Ahorros en PVT [kWh térmicos]	1991,2	2338,8	3081,9	3161,6	3519,5	3634,2	3486,2	3164,9	3485,5	3127,4	2290,1	1632,1
Cobertura PVT [%]	47,7	61,1	73,7	80,1	88,6	97,1	100	100	90,7	76,7	56,6	40,1

Tabla 5-2. Producción térmica y porcentaje de cobertura mensual.

Se aprecia en la Gráfica 5-1. que la demanda cubierta por la instalación PVT es prácticamente igual que en ST de enero a abril y de Julio a Diciembre. Sin embargo en el periodo de primavera, entre Mayo y Julio, la instalación PVT es más eficiente.



Gráfica 5-1. Porcentaje cobertura térmica mensual.

En el caso de los kilovatios hora eléctricos la comparativa se puede realizar anualmente. El motivo es sencillo, ya que la parte FV para ambos casos utiliza el mismo panel ATERSA A-240P SOL y en cuanto a número es similar siendo 72 paneles los que acompañan a la ST y 69 los que acompañan a la PVT. Teniendo en cuenta que la PVT también produce energía eléctrica, los datos mensuales siempre serán superiores para el la instalación de PVT+FV. Por lo tanto será esta combinación la que aporta más energía eléctrica, en concreto aportará un 14,41% siendo un 3,6% superior a la ST+FV.

Estos datos globales determinan claramente que la instalación PVT+FV es más eficiente en producción de kilovatios hora anuales, tanto térmicos como eléctricos. Sin embargo se va a analizar la energía por metro cuadrado de cada una de las instalaciones. Este valor es más significativo, ya que representa lo aprovechada que está la superficie de la que se dispone para producción energía. El análisis completo aparece en el Apéndice F sección Cálculo F-1.

La Tabla 5-3 resume la energía producida y el área instalada para el caso **ST+FV**.

	Area total [m ²]	Energía producida [kWh]
Vitosol 300-F SV3A [ST], 14 paneles	32,536	33238,7
ATERSA A-240P SOL [FV], 72 paneles	123,84	27722,9

Tabla 5-2. Resumen instalación ST+FV.

Para poder obtener la energía producida por metro cuadrado instalado hay que sumar áreas y kilovatios hora producidos. Con estos valores totales se procede a calcular la relación buscada, que para el caso de ST+FV quedará:

$$\text{Potencia por unidad de superficie ST + FV} = \frac{60961,6 \text{ kWh}}{156,38 \text{ m}^2} = 389,8 \text{ kWh/m}^2$$

La instalación que combina **PVT+FV**, proporciona otros valores tanto de áreas usadas como de energías obtenidas, tal y como se aprecia en la Tabla 5-4.

	Area total [m ²]	Energía producida [kWh]
ECOMESH [PVT], 30 paneles	48,9	44756,7
ATERSA A-240P SOL [FV], 69 paneles	118,68	26567,8

Tabla 5-3. Resumen instalación PVT+FV.

A raíz de esta tabla se obtiene nuevamente el área total instalada y los kilovatios hora que proporciona la instalación que combina PVT y FV, y con ello la relación deseada:

$$\text{Potencia por unidad de superficie PVT + FV} = \frac{71324,5 \text{ kWh}}{167,58 \text{ m}^2} = 425,7 \text{ kWh/m}^2$$

Como análisis final se puede recalcar que la instalación PVT+FV es más eficiente tanto en términos de energía total producida al año como por unidad de superficie instalada .

5.2) Impacto Ambiental

El ahorro energético gracias al aprovechamiento de la energía solar conllevará una disminución en la contaminación que permitirá consumir menos energía de fuentes como el Gas Natural para energía térmica, o la red eléctrica para energía eléctrica. En este caso se ha seleccionado los kilogramos de dióxido de carbono (CO₂) ahorrados para dictaminar que instalación respeta más el medio ambiente.

Se establece una relación entre los gramos de CO₂ emitidos por kilovatio hora consumido, eso sí, distinguiendo entre kilovatio hora térmico y eléctrico. Estos datos aparecen en la Ilustración 5-1. (IDAE,2014).

Factores de emisión de CO₂*

Energía térmica	Emisiones
Gas natural	204 gr CO ₂ /kWh _t
Gasóleo-C	287 gr CO ₂ /kWh _t
GLP	244 gr CO ₂ /kWh _t
Carbón uso doméstico	347 gr CO ₂ /kWh _t
Biomasa	neutro
Biocarburantes	neutro
Solar térmica baja temperatura	0

Electricidad	Emisiones
Electricidad convencional peninsular	649 gr CO ₂ /kWh _e
Electricidad convencional extra-peninsular (Balears, Canarias, Ceuta y Melilla)	981 gr CO ₂ /kWh _e
Solar Fotovoltaica	0
Electricidad convencional en horas valle nocturnas (0h-8h), para sistemas de acumulación eléctrica peninsular	537 gr CO ₂ /kWh _e
Electricidad convencional en horas valle nocturnas (0h-8h), para sistemas de acumulación eléctrica extra-peninsular	981 gr CO ₂ /kWh _e

Ilustración 5-1 . Kilogramos de CO₂ producidos por kilovatio hora térmico y eléctrico consumido. (IDAE,2014)

Resaltados aparecen los datos correspondientes a Gas natural, que es el actualmente utilizado en el edificio de estudio para sufragar la demanda de ACS, y electricidad convencional peninsular, correspondiente a la ciudad de Zaragoza.

Tales valores son de 204 gramos de CO₂ producidos por kilovatio hora térmico consumido procedente de Gas natural, y de 694 gramos de CO₂ producidos por kilovatio hora eléctrico procedente de electricidad convencional en la península. A partir de estos datos en el Apéndice H se calcula la reducción de impacto ambiental de cada una de las partes de las dos instalaciones propuestas.

5.2.1) Instalación Solar Térmica y Fotovoltaica (ST+FV)

Para el caso de **ST+FV**, formado por 14 paneles Vitosol 300-F SV3A y 72 paneles ATERSA A-240 SOL, en el apartado Cálculo H-1 del Apéndice H se obtienen los ahorros en emisión de dióxido de carbono expresados, tanto en kilogramos de CO₂ no emitidos anualmente por cada parte de la instalación, como los que se evitan emitir por cada metro cuadrado.

Estos cálculos se resumen a continuación:

Solar térmica(ST)

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} = 6780,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Relación kg CO}_2/\text{m}^2 = 208,4 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$$

Fotovoltaica(FV)

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} = 17992,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Relación kg CO}_2/\text{m}^2 = 143,7 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$$

A modo de realizar una comparativa más completa, se obtiene los kilogramos de CO₂ totales que se evitan emitir instalando ST y FV.

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} = 6780,2 + 17992,2 = \mathbf{24772,4 \text{ kg CO}_2/\text{año}}$$

$$\text{Relación total kg CO}_2/\text{m}^2 = 208,4 + 143,7 = \mathbf{352,1 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}}$$

5.2.2) Instalación Fotovoltaico-térmica y Fotovoltaica (PVT+FV)

Por otro lado, para la instalación PVT+FV compuesta por 30 paneles ECOMESH y 69 paneles adicionales ATERSA A-240P SOL, los de kilogramos de CO₂ no emitidos al medio ambiente se calcular en el apartado Cálculo H-2 del Apéndice H y se resumen a continuación.

Fotovoltaico-Térmica (PVT)

La placa ECOMESH permite un ahorro en consumo de kilovatios hora térmicos.

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} = 7015,5 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Relación kg CO}_2/\text{m}^2 = 143,5 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$$

Pero por otro lado, también conlleva un ahorro en consumo de kilovatios hora eléctricos.

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} = 6728,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Relación kg CO}_2/\text{m}^2 = 137,6 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$$

Fotovoltaica adicional (FV)

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} = 17242,5 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Relación kg CO}_2/\text{m}^2 = 145,3 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$$

Repitiendo el mismo paso realizado para la instalación anterior, se calculan las emisiones anuales totales para que la comparativa sea más significativa.

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} = 7015,5 + 6728,2 + 17242,5 = 30986,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Relación total kg CO}_2/\text{m}^2 = 143,5 + 137,6 + 145,3 = 426,4 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$$

En la Tabla 5-5 se agrupa las emisiones calculadas, de donde se puede concluir que la implantación del PVT+FV supone un 19,8% más de ahorro en emisiones globales anuales que la instalación ST+FV. En cuanto a los kilogramos de CO₂ que se evitan emitir por metro cuadrado de instalación, nuevamente la instalación que combina PVT y FV tiene un mejor balance, ahorrando unas emisiones un 17% superiores a las de la instalación ST+FV.

	ST+FV	PVT+FV
Ahorro Emisiones CO2 anuales (kg CO2)	24772,4	30986,2
Ahorro Emisiones CO2 anuales por unidad de superficie (kg CO2/m ²)	352,1	426,4

Tabla 5-5. Resumen ahorros en emisiones de CO2.

5.3) Balance económico

Por último pero no menos importante hay que estudiar el balance económico. Se requiere analizar el coste total de ambas propuestas, ST+FV y PVT+FV. También es interesante calcular el ahorro en combustible y electricidad que resulta de cada una de las dos instalaciones. Para finalizar, se determinará la viabilidad del proyecto.

5.3.1) Coste total de la instalación

Como paso inicial, se precisa saber el coste de los paneles que componen cada instalación. Este coste no es el coste total de la instalación, que requerirá de otros gastos como el sistema de acumulación, baterías, cableado, mano de obra requerida para la instalación, la obra civil, etc.

La Tabla 5-6 resume los precios de los paneles de cada tipo de la instalación de dichos paneles, y el precio final de toda la instalación ST+FV, que será de 119312 euros. En el Apéndice H Cálculo H-1 se detalla paso a paso como se logra el precio final de la instalación. (VISSEMAN). (ATERSA).

	Precio panel [€/panel]	Precio total paneles [€]	Precio total instalación
ST → 14 paneles Vitosol 300-F SV3A	1067	14938	74690
FV → 72 paneles ATERSA A-240P SOL	295	21240	44622
			Precio Final = 119312 €

Tabla 5-6. Costes instalación ST+FV. (VISSEMAN) (ATERSA).

El coste desglosado de cada parte de la instalación PVT+FV, y el desembolso total que hay que realizar se plasman en la Tabla 5-7. El proceso es el mismo proceso para la instalación PVT+FV que para la ST+FV, y también aparece explicado en el Apéndice H sección Cálculo H-1. (ECOMESH). (ATERSA).

	Precio panel [€/panel]	Precio total paneles [€]	Precio total instalación
PVT → 30 paneles ECOMESH	900	27000	54000
FV → 69 paneles ATERSA A-240P SOL	295	20355	42763
			Precio Final = 96763 €

Tabla 5-7. Costes instalación PVT+FV. (ECOMESH). (ATERSA).

El precio de la instalación PVT+FV (96763€) es 22549 euros inferior que el de la instalación ST+FV (119312€), por lo que en términos de inversión inicial es mejor el caso PVT+FV.

5.3.1) Ahorro económico en consumo de combustible y electricidad

Al ser la producción energética térmica y eléctrica mayor en la instalación PVT+FV que en la ST+FV, se puede intuir que el ahorro en cuanto al coste de combustible y electricidad requerido para completar la demanda de la multi-vivienda también será mayor para PVT+FV.

El precio del kilovatio hora térmico por hogar cuya consumo anual es inferior a 5000 kWh_T es de 0,05374623€. Por otro lado, el coste del kilovatio hora eléctrico para un consumo normal de vivienda (es decir, no un consumo específicamente nocturno) es de 0,1452€. (GAS NATURAL FENOSA)

Con estas tarifas, se obtiene el ahorro económico que supone cada parte de cada instalación, y a su vez el ahorro en la factura anual de consumo de combustible y electricidad. Para el caso de PVT+FV se obtiene que se evitarán pagar 7202 euros anuales, mientras que en la ST+FV se evitarán 5812 euros por año.

El proceso de cálculo se explica más a fondo en el Apéndice H sección Cálculo H-2 y se resume en la Tabla 5-8.

	Ahorros energéticos	Coste kWh [€/kWh]	Ahorro económico [€]	A pagar [€]
Energía térmica PVT+FV	34389,7	0,05374623	1839	626
Energía eléctrica PVT + FV	36934,8	0,1452	5363	31862
Energía térmica ST+FV	33238,7	0,05374623	1786	688
Energía eléctrica ST + FV	27722,9	0,1452	4026	33273

Tabla 5-8. Balance económico del ahorro y coste para las instalaciones PVT+FV y ST+FV.

Por lo tanto se comprueba lo que podíamos intuir con la lógica. Es decir, anualmente la instalación PVT+FV permite ahorrar 7202 euros anualmente en consumo de combustible y electricidad de las empresas suministradoras, siendo este valor superior a los 5812 euros que se evitan pagar con la combinación ST+FV.

5.3.1) Viabilidad del proyecto

Resta un último paso por realizar, la viabilidad económica del proyecto. Llegados a este punto, donde se ha obtenido que en todos los aspectos la opción PVT+FV es más recomendable, se estudiará la viabilidad de esta instalación. Mediante este análisis se determinarán tres parámetros, cuya definición va a adaptarse al proyecto, y que determinarán si el proyecto es rentable. (DEJO ORICAIN, 2014). (BREALEY, MYERS Y ALLEN, 2006).

- **Pay-back:** tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial invertido en la instalación de los 30 paneles ECOMESH y 69 paneles ATERSA A-240P SOL.
- **Valor Actual Neto (VAN):** de la inversión realizada es el valor actualizado al finalizar el ciclo de vida de todos los flujos de caja (cash flows) esperados a lo largo de la vida útil de la instalación.
- **Tasa interna de rentabilidad (TIR):** es el tipo de interés para el cual el VAN se hace cero.

Para realizar este estudio se requiere recuperar ciertos datos de la combinación de 30 paneles ECOMESH y 69 ATERSA A-240P SOL: la inversión inicial, la producción térmica y eléctrica total, y el precio del Gas Natural y electricidad convencional.

- *Inversión inicial* = 96763€
- *Energía térmica total* = 34389,7 kWh_T
- *Precio Gas Natural* = 0,05374623 €/kWh_T
- *Energía eléctrica total* = 34389,7 kWh_e
- *Precio electricidad convencional península* = 0,1452 €/kWh_e

Se necesitan establecer ciertos parámetros que influirán directamente en el análisis de viabilidad. En primer lugar se decide solicitar un préstamo a 20 años de 48382 euros, el 50% de la inversión inicial. Este crédito se acogerá a unos intereses del 6%. Hay que recalcar que no existen subvenciones para estas instalaciones como ocurría unos años atrás. También hay que tener en cuenta los costes de explotación de nuestra instalación, que se estipulan en un 1% de la inversión. Por otro lado el impuesto de sociedades, de un 30%. Estos datos son fundamentales para el cálculo de los flujos de caja (cash flows) a lo largo de los 20 años que se prevé de vida útil para la instalación. En el Apéndice H sección Cálculo H-3 se detalla los pasos que se siguen para calcular el flujo de caja para cada año.

El **Pay-back** de la instalación es a los **16 años**. Esto significa que tras 16 años se ha recuperado la inversión inicial que se había hecho de 48382 €, ya que como se explica en el Apéndice H Cálculo H-3 en los flujos de caja se incluye la amortización del préstamo.

Por otro lado la combinación de los flujos de caja de cada año con el interés de mercado de 3% nos permitirá obtener el **VAN** del proyecto, cuyo valor es de **3.583,05 €**.

Finalmente, el **TIR** es de un **3,6%**, es decir, para este tipo de interés el valor actualizado neto (VAN) de la instalación tras 20 años sea cero euros.

6) Conclusiones

Este proceso comparativo de tres factores fundamentales como son el energético, impacto ambiental y balance económico, permiten llegar a la conclusión final.

Primeramente recordar que la instalación PVT+FV estaba compuesta por 30 paneles ECOMESH a 50° de inclinación y 69 paneles ATERSA A-240P SOL inclinados a 35°; y la ST+FV por 14 paneles Vitosol 300-F SV3A con inclinación de 50° y 72 paneles ATERSA A-240P SOL a 35°.

Dentro del **marco energético** la producción total de la instalación PVT+FV (71324,5kWh) es mayor que la producción de la ST+FV (60961,6kWh). Sin embargo las áreas instaladas son distintas, siendo también mayor la de la instalación PVT+FV con 167,58 m² frente a los 156,38 m² de la ST+FV.

Por ello, el parámetro determinante es el que relaciona para cada una de las dos instalaciones, ST+FV y PVT+FV, los kilovatios hora producidos por metro cuadrado de superficie instalada. La combinación PVT+FV es la que aporta una mayor cantidad energética por metro cuadrado instalado, en concreto 425,7 kWh/m².

Por otro lado, la mayor producción energética permite que el consumo de kilovatios hora térmicos y eléctricos de la empresa suministradora sea inferior, lo que desencadena en una **reducción en las emisiones de CO₂** fruto de este ahorro en el consumo de combustible y electricidad.

Teniendo en cuenta que las emisiones por kWh consumido de Gas Natural son de 204 gCO₂/ kWh, y para la electricidad convencional 694 gCO₂/ kWh, se obtiene que con la instalación PVT+FV se evitan emitir 30986,2 kg CO₂ por año (ó 426,4 kg CO₂ /m²) y con la ST+FV 24772,4 kg CO₂ anuales (ó 352,1 kg CO₂ /m²).

Es decir, nuevamente es más recomendable llevar a cabo la instalación de paneles PVT+FV.

Sin embargo uno de los aspectos más importantes para poder instalar los paneles es la **viabilidad económica**. Para ello inicialmente se estudia el coste total de la instalación, es decir, no solo el coste de los paneles sino el que incluya al resto de elementos necesarios para la producción y distribución de energía, mano de obra, obra civil, cableados, etc. Tras los cálculos la instalación PVT+FV tiene un coste de 96763 €, mientras que la ST+FV requiere un desembolso de 119312€, lo que supone 22549 € más.

Tras el cálculo del coste total de la instalación y con las conclusiones esbozadas en el marco energético y ambiental, se realiza el análisis de viabilidad económica para PVT+FV.

El Pay-Back será de 16 años, lo que significa que tras ese tiempo se ha recuperado la inversión inicial de recursos propios que se había hecho de 48382 € gracias a los flujos de caja calculados año tras año (donde se incluyen los otros 48382€ en forma de préstamo).

El Valor Actual Neto (VAN) de la inversión realizada es de 3.583,05 €, es decir, el valor actualizado de el desembolso inicial tras los 20 años de vida estimada.

Por último la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR) es de 3,6%, que representa los intereses máximos de mercado que se podría aplicar para que el VAN fuese cero, es decir la rentabilidad fuese neutra, ya que si el VAN es negativo, la inversión en la instalación no ha de realizarse.

A modo de mostrar todos los cálculos, se plantea la Tabla 6-1 resumen de la comparativa de las dos instalaciones que engloba todos los aspectos que se han comparado. En color rojo se representa la parte energética, verde la parte de impacto ambiental y en morado la parte económica.

	ST+FV	PVT+FV
Ahorros [kWh térmicos]	33238,7	34389,7
Ahorros [kWh eléctricos]	27722,9	36934,8
Ahorros totales [kWh]	60961,6	71324,5
Área total [m ²]	156,38	167,58
Relación producción energética [kWh/m ²]	389,8	425,7
Ahorro Emisiones CO2 anuales [kg CO2]	24772,4	30986,2
Relación ahorros emisiones [kg CO2/m ²]	352,1	426,4
Precio Final [€]	119312	96763
Ahorros en combustible y electricidad [€]	5812,5	7202

Tabla 6-1. Comparativa ST+FV y PVT+FV para el marco energético, ambiental y económico.

Por lo tanto, la decisión final por ser más recomendable en todos y cada uno de los aspectos estudiados es la instalación PVT+FV que está compuesta por 30 paneles híbridos ECOMESH y 69 paneles fotovoltaicos ATERSA A-240 SOL.

Apéndices

Apéndice A. Determinación del caso de estudio.

A-1. Tipología de vivienda

Existen diversas catalogaciones para los edificios sobre los que plantear una instalación. Éstas aparecen recogidas en el Código Técnico de la edificación en su sección HE-4, donde se indican todos los parámetros necesarios para realizar el estudio y desarrollo de una instalación solar térmica. (CTE-HE4,2013)

Criterio de demanda	Litros/día-unidad	unidad
Vivienda	28	Por persona
Hospitales y clínicas	55	Por persona
Ambulatorio y centro de salud	41	Por persona
Hotel *****	69	Por persona
Hotel ****	55	Por persona
Hotel ***	41	Por persona
Hotel/hostal **	34	Por persona
Camping	21	Por persona
Hostal/pensión *	28	Por persona
Residencia	41	Por persona
Centro penitenciario	28	Por persona
Albergue	24	Por persona
Vestuarios/Duchas colectivas	21	Por persona
Escuela sin ducha	4	Por persona
Escuela con ducha	21	Por persona
Cuarteles	28	Por persona
Fábricas y talleres	21	Por persona
Oficinas	2	Por persona
Gimnasios	21	Por persona
Restaurantes	8	Por persona
Cafeterías	1	Por persona

Tabla A-1. Demanda ACS a 60°C en función del tipo de edificación. (CTE HE4,2013)

El caso a tratar, es un edificio multivivienda que consta de 36 pisos. En el mismo apartado del CTE, se especifica el número de personas en función de los dormitorios que haya en cada vivienda. (CTE-HE4,2013)

Número de dormitorios	1	2	3	4	5	6	≥6
Número de Personas	1,5	3	4	5	6	6	7

Tabla A-2. Valores mínimos de ocupación en uso residencial privados. (CTE HE4, 2013)

Sin embargo, y con el afán de obtener un estudio más preciso y que se asemeje al máximo a la realidad, se realizó una encuesta en el vecindario para conocer de forma más concisa el número de habitantes en la comunidad. El resultado obtenido fue de 110 personas para el conjunto de las 36 viviendas.

El grado de ocupación por mes es fundamental, ya que variará los consumos tanto de energía eléctrica como de energía térmica. Por este motivo, en la propia encuesta se solicitaba a su vez a los inquilinos que especificasen los periodos en los cuales el número de personas en su vivienda particular se veía reducido por motivos laborales, viajes personales, etc.

Dichos datos se recogen en la siguiente tabla:

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
% de ocupación:	95	100	100	100	100	100	85	75	100	100	100	95	96

Tabla A-3. Porcentaje de ocupación mensual.

A-2. Localización

Fijados los objetivos es importante establecer el emplazamiento para el caso de estudio. En función del lugar donde se desee realizar la instalación se deberán cumplir unas condiciones impuestas por el Código Técnico de la Edificación (CTE), de nuevo en su sección HE-4 para la parte de solar térmica (ST) y HE-5 para fotovoltaica.

Este estudio se destina a la ciudad de Zaragoza (Aragón, España), en concreto corresponde a un edificio situado en la Calle Luis Vives 4, cuyas coordenadas GPS son 41°38'18.9"N 0°53'46.6"W (Google Maps).

El CTE-HE4 recoge el mapa climatológico que muestra las zonas en las que se divide España. Zaragoza se sitúa en la zona climatológica IV, tal y como se detalla en la Ilustración 1.



Ilustración A-1. Mapa de zonas climáticas de España. (CTE HE4, 2013)

El CTE especifica las condiciones que se deben cumplir al diseñar una instalación en función de la zona climatológica a la que pertenezca la ciudad de estudio. Estas exigencias atañen en su mayoría a la instalación de paneles solares térmicos. En el marco de los paneles fotovoltaicos no hay mínimos a cumplir en cuanto a la cobertura de demanda.

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

Tabla A-4. Contribución solar mínima anual de ACS en %. (CTE HE4, 2013)

A-3. Ángulos característicos

Los paneles solares han de ser instalados de tal forma que la energía obtenida por el colector sea la máxima posible. Por ello, hay dos ángulos fundamentales a la hora de diseñar una instalación.

El ángulo de inclinación(β) es el que forma la horizontal (tejado del edificio donde se colocan los paneles) y el colector. Es de esperar que según el grado de inclinación de los paneles la radiación incidirá sobre las placas de distinta forma. (CTE-HE4,2013)

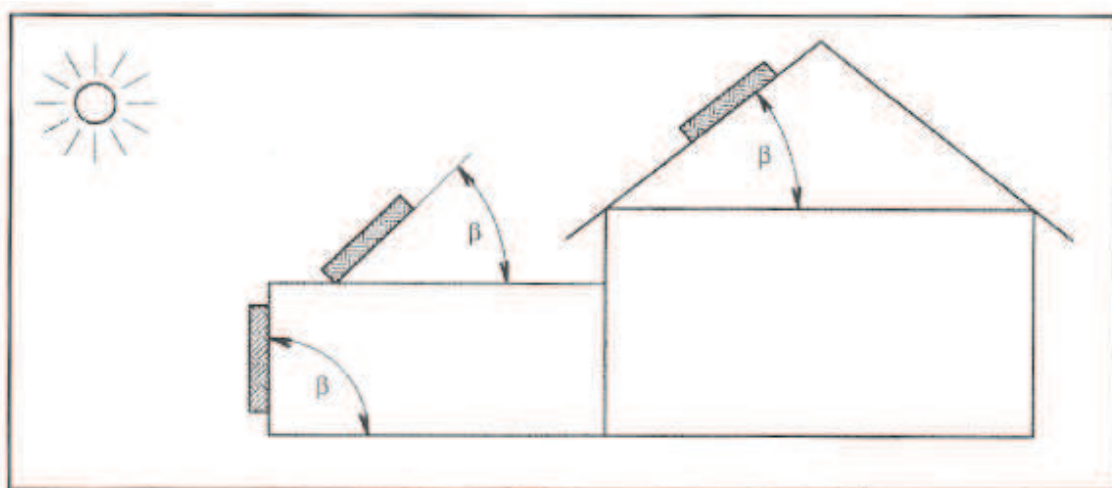


Ilustración A-2. Ángulo de inclinación de un colector solar. (CTE HE4, 2013)

Por lo general, el objetivo es que la radiación solar incida perpendicularmente sobre la superficie del colector al mediodía solar. Esta relación de perpendicularidad cambiará conforme vaya transcurriendo el año.

La normativa española (CTE) muestra la inclinación óptima para los colectores solares térmicos (ST) según el periodo de utilización:

<i>Periodo de utilización</i>	<i>Ejemplo de utilización</i>	<i>Angulo de inclinación β</i>
Todo el año	ACS en un bloque de viviendas	Latitud del lugar
Preferentemente en invierno	Calefacción de una vivienda	Latitud del lugar + 10°
Preferentemente en verano	Piscinas exteriores, ACS para hoteles de temporada	Latitud del lugar - 10°

Tabla A-5. Ángulo de inclinación en función del tipo de utilización. (CTE HE4, 2013)

Atendiendo a las recomendaciones mostradas en la Tabla A-5 y dado que el proyecto se diseña para ser utilizado durante todo el año para abastecer de ACS a la comunidad, el ángulo de inclinación será igual a la latitud de Zaragoza, 41°. Sin embargo, y por razones obvias de diseño, es mas práctico utilizar ángulos que sean mas fáciles de calibrar. Para este caso, y tal y como se expone más adelante, se plantean tres hipótesis para el ángulo de inclinación: 40°, 45° y 50°.

Para el caso de la instalación fotovoltaica (FV), el CTE recomienda que la inclinación sea la latitud de la zona donde se va a instalar menos 10° , es decir:

$$\text{Ángulo de inclinación}(\beta) = 41^\circ - 10^\circ = 31^\circ \approx 30^\circ$$

A modo de confirmar esta recomendación, se estudiará para el siguiente rango de inclinaciones 30° - 35° .

Por otro lado, **el ángulo acimutal(α)** describe la desviación de la recta perpendicular al plano del colector con respecto a la dirección del sur. Como se puede apreciar en la Ilustración A-3., el sur queda representado por el ángulo acimutal $\alpha=0^\circ$. (CTE-HE4,2013).

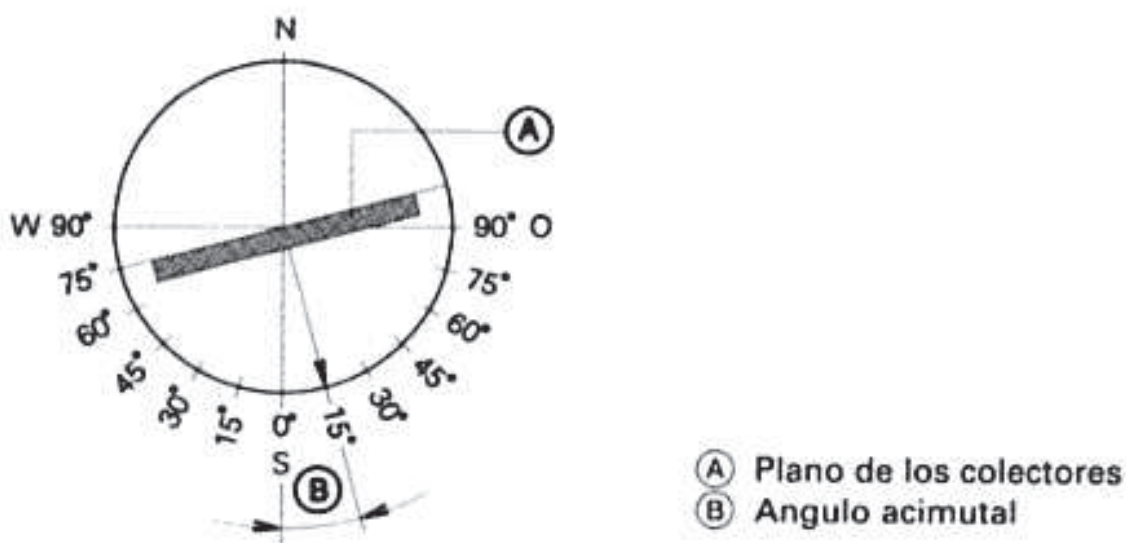


Ilustración A-3. Ángulo acimutal de un colector solar (VIESSMANN)

Las horas donde la irradiación es más intensa corresponde con el medio día. El objetivo es orientar los colectores solares hacia el sur de manera que en esta fase diaria se capte la mayor energía posible, es decir, disponiendo la instalación con un azimut (ó acimut) $\alpha=0^\circ$. En este caso la recomendación es la misma para ambas instalaciones, ST y FV. Para el caso de esta vivienda no habrá problema debido a que la zona donde se desean instalar los colectores es amplia y sin obstáculos, como se detallará en siguientes apartados.

Como resumen, quedará fijado un ángulo acimutal $\alpha= 0^\circ$ y el ángulo de inclinación queda a expensas de analizar para cual de los propuestos (40° , 45° ó 50°) la energía absorbida es mayor.

A-4. Pérdidas por orientación, inclinación y sombras

La elección de los ángulos esta condicionada por el Código Técnico de la Edificación, que impone unas pérdidas máximas según el tipo de instalación que se realice, en este caso se trata de un caso general:

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla A-6. Pérdidas límite. (CTE HE4, 2013)

La Tabla A-5 especifica que el porcentaje total de pérdidas no debe superar el 15%. El Instituto de la Diversificación y el Ahorro de Energía (CTE-HE4,2013) plantea un diagrama para poder obtener el porcentaje de energía aprovechada, teniendo en cuenta las pérdidas por orientación e inclinación.

Para la instalación ST, se entra a la Ilustración A-4 con el azimut seleccionado $\alpha=0^\circ$ y con un abanico de inclinación entre 40° y 50° , se puede determinar que los máximos de energía absorbida estarán entre el 95% y 100%. Esta franja corresponde a un máximo de 5% de pérdidas por inclinación y orientación, inferior al 10% que establece el CTE, y sin sobrepasar el 15% de pérdidas límite totales.

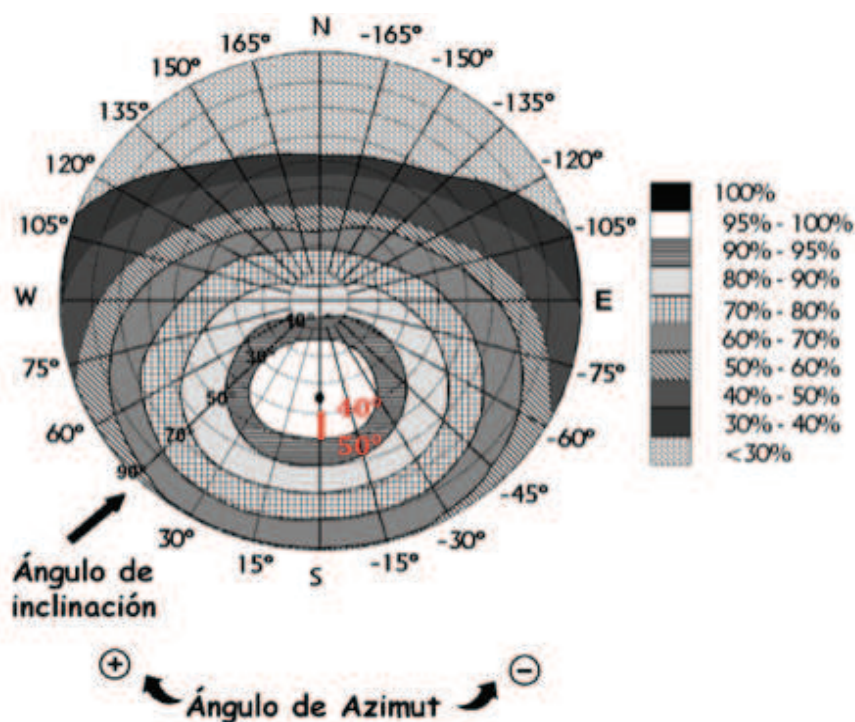


Ilustración A-4. Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de pérdidas por orientación e inclinación para una latitud de 41° (CTE-HE4,2013)

La Ilustración A-5 representa el porcentaje de pérdidas estimadas que tendrá nuestra instalación en función de la disposición de los paneles fotovoltaicos. El rango de inclinación esta entre 30° y 35° , por lo que al igual que en la instalación ST, las pérdidas estarán entre un 0% y un 5%.

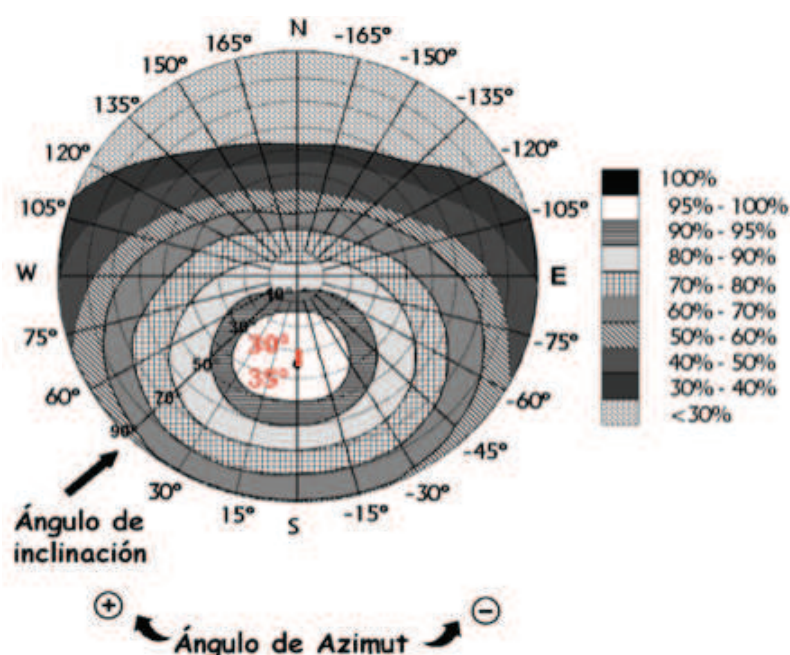


Ilustración A-5. Porcentaje de energía respecto del máximo por pérdidas por orientación e inclinación para una latitud de 40° . (CTE HE5, 2013)

Para las pérdidas por sombras el CTE ofrece también un diagrama de las trayectorias del sol para la Península Ibérica y Baleares.

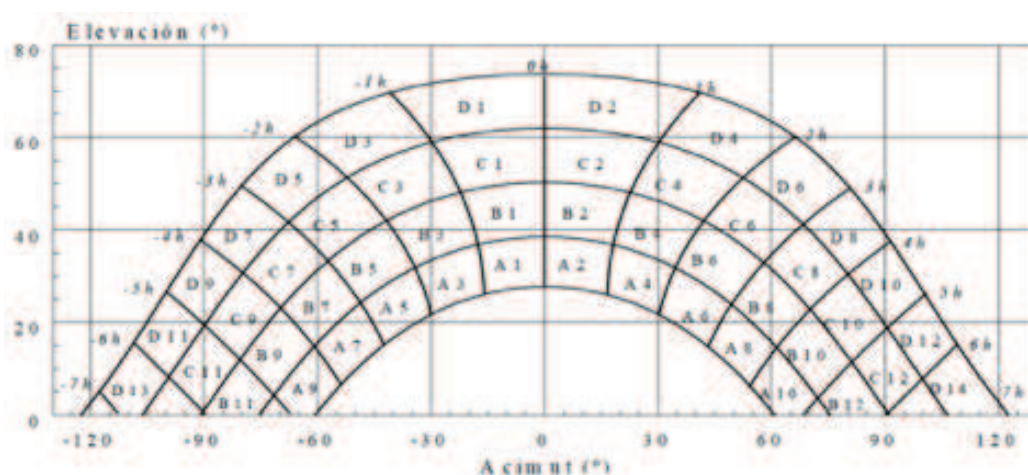


Ilustración A-6. Diagrama de trayectorias solares para Península Ibérica y Baleares (CTE HE4, 2013)

Sin embargo, el edificio a estudiar es el más alto de la zona, lo que favorece la captación de la energía solar. No plantea problemas de sombras por edificios próximos y, a pesar de tener el Parque José Antonio Labordeta a escasos metros, los elementos naturales y artificiales que lo constituyen tampoco ocasionan sombras. Por lo tanto se puede concluir que las pérdidas por sombras son nulas.

Apéndice B. Método F-Chart para selección de colector ST: Tablas y cálculos.

Las tablas expuestas a continuación se utilizarán en el método F-Chart que nos permitirá obtener la cobertura de la demanda de ACS, como se explicará en apartados siguientes.

Mes	Temp. Ambiente media (°C)
Enero	6,9
Febrero	7,9
Marzo	11,2
Abril	14,0
Mayo	18,5
Junio	23,4
Julio	25,7
Agosto	25,3
Septiembre	21,2
Octubre	16,9
Noviembre	10,7
Diciembre	7,2

Tabla B-1. Temperaturas ambiente media durante las horas de sol, en °C. (PVGIS)

Mes	Temp. Agua de red media (°C)
Enero	10,0
Febrero	11,2
Marzo	12,4
Abril	13,6
Mayo	14,8
Junio	16,0
Julio	17,2
Agosto	16,0
Septiembre	14,8
Octubre	13,6
Noviembre	12,4
Diciembre	11,2

Tabla B-2. Temperatura media del agua de red general. (PVGIS)

Mes	Radiación horizontal (MJ/m ² /día)	Radiación $\beta=50^\circ$ (MJ/m ² /día)
Enero	6,5	12,5
Febrero	11,3	18,7
Marzo	14,6	18,6
Abril	17,9	17,7
Mayo	21,8	18,4
Junio	23,5	18,4
Julio	24,5	19,7
Agosto	22,3	20,6
Septiembre	15,8	18,0
Octubre	11,7	14,1
Noviembre	6,6	11,5
Diciembre	4,9	9,3

Tabla B-3. Energía en Megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal y a 50° en un día medio de cada mes. (PVGIS)

Cálculo B-1. Demanda de agua caliente sanitaria (ACS)

Según lo detallado en la Tabla A-1 del Apéndice A, los edificios multi-vivienda tienen estipulado por el CTE un consumo de agua caliente sanitaria a 60 °C de 28 litros por habitante y por día. Por lo tanto, para el caso tratado, el consumo diario total será:

$$\text{Consumo diario} = 28 \frac{l \text{ ACS}(60^\circ)}{\text{habitante} \times \text{día}} \times 110 \text{ habitantes} = 3080 l \text{ ACS}(60^\circ)/\text{día}$$

Sin embargo, la temperatura de utilización del ACS no va a ser de 60 °C como indica el CTE. Para esta instalación se requiere una temperatura de 45 °C, por lo que la demanda cambiará en función de la siguiente ecuación que relaciona la demanda de ACS a 60 °C y a 45 °C (ZABALA BRIBIÁN y ARANDA USÓN, 2009):

$$D_i(45) = D_i(60) \times \frac{(60 - T_i)}{(T - T_i)}$$

donde :

- $D_i(45^\circ\text{C})$: Demanda de agua caliente sanitaria para el mes "i" a 45 °C.
- $D_i(60^\circ\text{C})$: Demanda de agua caliente sanitaria para el mes "i" a 60 °C.
- T : Temperatura acumulador (45 °C).
- T_i : Temperatura media del agua fría en el mes "i".

La temperatura media del agua fría (T_i) es la temperatura media del agua de red que aparece en la Tabla B-2 de este apéndice.

A partir de esta fórmula, el consumo que se obtiene para todos los meses hace referencia a un solo día, sin tener en cuenta los grados de ocupación y correspondiente a 45 °C. Por lo tanto hay que calcular el consumo mensual atendiendo a su vez al porcentaje de ocupación de los respectivos meses, agrupados en la Tabla B-4.

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Días	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	
% de ocupación:	95	100	100	100	100	100	85	75	100	100	100	95	96
Consumo ACS 60°C [m3]:	90,71	86,24	95,48	92,40	95,48	92,40	81,16	71,61	92,40	95,48	92,40	90,71	1076,46
Consumo ACS 45°C [m3]:	129,58	124,51	139,41	136,54	142,90	140,19	124,95	108,65	138,29	141,09	134,92	130,96	1592,0

Tabla B-4. Consumo mensual en función de la ocupación y temperatura.

Cálculo B-2. Contribución Solar Mínima

Una vez obtenida la demanda de ACS a 60°C en litros por día, podemos recurrir a la Tabla A-4 del Apéndice A para obtener la contribución solar mínima anual que debe cumplir nuestra instalación en el marco de Solar Térmica.

$$\text{Consumo diario} = 3080 \text{ l ACS}(60^\circ)/\text{día}$$

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

Tabla B-5. Contribución Solar Mínima de ACS anual a 60° en %. (CTE HE4, 2013)

De la Tabla B-5 y teniendo en cuenta el consumo de ACS calculado en la sección Cálculo B-1 se extrae que dicha contribución solar mínima será del 50%.

Estas especificaciones atañen a todo el territorio español. Sin embargo, existen ordenanzas municipales donde aparecen variaciones en la cobertura de demanda requerida. Para el caso de Zaragoza, la cobertura deberá de ser de un 70% para viviendas de nueva edificación pudiendo reducirse con arreglo a lo previsto en el CTE (BOPZ,2009).

La instalación está destinada a un edificio ya existente, por lo tanto la ordenanza municipal no impone condiciones adicionales a las del CTE. De esta manera la instalación solar térmica diseñada deberá cubrir el 50% de la demanda de agua caliente sanitaria a 60°C.

Cálculo B-3. Cálculos para selección de panel solar térmico en función del rendimiento.

El mercado de los colectores solares es considerablemente amplio. Para poder determinar un colector que satisfaga las necesidades del proyecto, se acotará la búsqueda a colectores planos y protegidos. Por otro lado, la preselección irá en función de tres parámetros característicos de los paneles: el rendimiento óptico, el coeficiente de pérdidas por calor y el área de captación útil.

Para este análisis utilizaremos el método simplificado F-Chart, que nos permitirá determinar que panel es el apropiado sin necesidad de unos cálculos exhaustivos para cada una de las pruebas realizadas en el proceso de selección. (ZABALZA BRIBIÁN y ARANDA USÓN,2009).

Este método se basa en valores medios mensuales de radiación incidente, temperatura ambiente y temperatura de red. A su vez el rendimiento del colector se obtendrá mediante una relación lineal, depreciando el término cuadrático, tal que:

$$\eta = \eta_0 - k_1 \frac{(T_m - T_a)}{I}$$

donde:

- η_0 = rendimiento óptico
- k_1 = coeficiente pérdidas por calor
- T_m = temperatura media fluido caloportador
- T_a = temperatura ambiente

Con el fin de escoger el panel que guarde la mejor relación cobertura de demanda-coste, se probará para cada panel distintos ángulos de inclinación y el número de placas óptimo para respetar las restricciones del Código Técnico de la Edificación. (CTE-HE4,2013).

Dichas restricciones atañen a la demanda de energía cubierta y aparecen en la sección “2.2.2) Protección contra sobrecalentamientos” y quedan citadas a continuación:

- Ningún mes del año la energía producida por la instalación podrá superar el 110% de la demanda energética.
- La energía producida no podrá superar el 100% de la demanda energética más de tres meses 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.

Fagor SOLARIA-2.4 G S8

Datos técnicos:

- Rendimiento óptico, $\eta_0 = 0,772$
- Coef. pérdida de calor, $k_1 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] = 4,68$
- Superficie de absorción, $A [m^2] = 2,14$

$\frac{(T_m - T_a)}{I} [K \cdot m^2 / W]$	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Rendimiento panel, η	0,772	0,725	0,678	0,632	0,585	0,538	0,491	0,444	0,398	0,351	0,304

Fagor SOLARIA-2.8 G S8

Datos técnicos:

- Rendimiento óptico, $\eta_0 = 0,745$
- Coef. pérdida de calor, $k_1 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] = 5,00$
- Superficie de absorción, $A [m^2] = 2,54$

$\frac{(T_m - T_a)}{I} [K \cdot m^2 / W]$	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Rendimiento panel, η	0,754	0,704	0,654	0,604	0,554	0,504	0,454	0,404	0,354	0,304	0,254

Ambos casos regidos por la referencia (FAGOR).

VITOSOL VIESSMANN 300-F SV3A

Datos técnicos:

- Rendimiento óptico, $\eta_0 =$ 0,833
- Coef. pérdida de calor, $k_1 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] =$ 3,66
- Superficie de absorción, $A [m^2] =$ 2,324

$\frac{(T_m - T_a)}{I} \left[\frac{K \cdot m^2}{W} \right]$	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Rendimiento panel, η	0,833	0,796	0,760	0,723	0,687	0,650	0,613	0,577	0,540	0,503	0,467

VITOSOL VIESSMANN 100-F SV1A

Datos técnicos:

- Rendimiento óptico, $\eta_0 =$ 0,758
- Coef. pérdida de calor, $k_1 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] =$ 4,13
- Superficie de absorción, $A [m^2] =$ 2,324

$\frac{(T_m - T_a)}{I} \left[\frac{K \cdot m^2}{W} \right]$	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Rendimiento panel, η	0,758	0,717	0,675	0,634	0,593	0,551	0,510	0,469	0,428	0,386	0,345

Ambos casos regidos por la referencia (VIESSMANN).

Bosch LOGASOL SK 4.0 s

Datos técnicos:

- Rendimiento óptico, $\eta_0 =$ 0,848
- Coef. pérdida de calor, $k_1 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] =$ 4,021
- Superficie de absorción, $A [m^2] =$ 2,1

$\frac{(T_m - T_a)}{I} [K \cdot m^2 / W]$	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Rendimiento panel, η	0,848	0,808	0,768	0,727	0,687	0,647	0,607	0,566	0,526	0,486	0,446

Bosch LOGASOL SK 3.0 s

Datos técnicos:

- Rendimiento óptico, $\eta_0 =$ 0,755
- Coef. pérdida de calor, $k_1 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] =$ 3,599
- Superficie de absorción, $A [m^2] =$ 2,25

$\frac{(T_m - T_a)}{I} [K \cdot m^2 / W]$	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Rendimiento panel, η	0,755	0,719	0,683	0,647	0,611	0,575	0,539	0,503	0,467	0,431	0,395

Los tres casos regidos por la referencia (BOSCH).

Bosch LOGASOL SK 2.0 s

Datos técnicos:

- Rendimiento óptico, $\eta_0 = 0,723$
- Coef. pérdida de calor, $k_1 \left[\frac{W}{m^2 \cdot K} \right] = 5,824$
- Superficie de absorción, $A [m^2] = 2,25$

$\frac{(T_m - T_a)}{I} \left[K \cdot m^2 / W \right]$	0	0,01	0,02	0,03	0,04	0,05	0,06	0,07	0,08	0,09	0,1
Rendimiento panel, η	0,723	0,665	0,607	0,548	0,490	0,432	0,374	0,315	0,257	0,199	0,141

Los tres casos regidos por la referencia (BOSCH).

Cálculo B-4. Pruebas para selección final de panel ST.

Recopilando tanto las propiedades de los paneles Vitosol 300-F SV3A y 100-F SV1A, como las características básicas de la instalación se realizan las pruebas para comprobar que satisfagan la demanda de ACS obtenida en el apartado Cálculo B-1, y respete las restricciones que impone el CTE planteadas en el apartado Cálculo B-2, ambos en el Apéndice B.

Superficie útil del colector [m ²]:	2,324
Factor de eficiencia del colector:	0,833
Coeficiente global de pérdida [W/(m ² ·°C)]:	3,6769
Volumen de acumulación [L/m ²]:	70
Caudal en circuito primario [(L/h)/m ²]:	50
Caudal en circuito secundario [(L/h)/m ²]:	46
Calor específico en circuito primario [Kcal/(Kg·°C)]:	0,9
Calor específico en circuito secundario [Kcal/(Kg·°C)]:	1
Eficiencia del intercambiador:	0,8

Tabla B-6. VITOSOL 300-F SV3A

Superficie útil del colector [m ²]:	2,32
Factor de eficiencia del colector:	0,758
Coeficiente global de pérdida [W/(m ² ·°C)]:	4,13
Volumen de acumulación [L/m ²]:	70
Caudal en circuito primario [(L/h)/m ²] - [(Kg/h)/m ²]:	50
Caudal en circuito secundario [(L/h)/m ²] - [(Kg/h)/m ²]:	46
Calor específico en circuito primario [Kcal/(Kg·°C)]:	0,9
Calor específico en circuito secundario [Kcal/(Kg·°C)]:	1
Eficiencia del intercambiador:	0,8

Tabla B-7. VITOSOL 100-F SV1A

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
ÁNGULO INCLINACIÓN = 40°													
Ahorros [Kcal·1000]:	6910,3	9694,4	11133,2	10710,9	11785,9	11615,6	11419,1	10358,2	10944,6	8814,9	6283,8	4817,8	114488,6
Aportación Energética Total [%]	46,35	70,07	74,52	75,99	83,07	86,91	101,21	107,39	79,71	60,52	43,46	33,11	70,00%
ÁNGULO INCLINACIÓN = 45°													
Ahorros [Kcal·1000]:	7149,5	9873,6	11144,8	10524,5	11454,3	11237,2	11260,7	10358,2	10871,9	8799,1	6469,1	5016,9	114159,8
Aportación Energética Total [%]	47,95	71,37	74,59	74,67	80,74	84,08	98,61	105,70	79,18	60,42	44,74	34,48	69,00%
ÁNGULO INCLINACIÓN = 50°													
Ahorros [Kcal·1000]:	7336,2	9994,8	11098,5	10285,6	11067,1	10804,5	10911,6	10358,2	10746,5	8734,4	6607,3	5173,8	113118,5
Aportación Energética Total [%]	49,20	72,24	74,28	72,98	78,01	80,84	95,56	103,60	78,27	59,97	45,70	35,55	68,80%

Tabla B-8. Prueba con 16 paneles Vitosol 100-F SV1A para inclinaciones (β) de 40°, 45° y 50°.

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
ÁNGULO INCLINACIÓN = 40°													
Ahorros [Kcal·1000]:	7566,4	10472,4	11993,5	11522,7	12615,4	12402,2	11419,1	10358,2	11762,0	9580,6	6889,7	5308,8	121891,0
Aportación Energética Total [%]	50,75	75,69	80,27	81,75	88,92	92,79	106,26	112,00	85,67	65,78	47,65	36,48	74,14%
ÁNGULO INCLINACIÓN = 45°													
Ahorros [Kcal·1000]:	7821,7	10657,2	12005,4	11332,3	12281,4	12023,8	11419,1	10358,2	11688,2	9564,0	7088,1	5524,1	121763,3
Aportación Energética Total [%]	52,46	77,03	80,35	80,40	86,56	89,96	103,80	110,45	85,13	65,67	49,02	37,96	74,06%
ÁNGULO INCLINACIÓN = 50°													
Ahorros [Kcal·1000]:	8020,6	10781,9	11958,0	11087,4	11889,0	11588,0	11419,1	10358,2	11560,5	9496,2	7236,0	5693,7	121088,3
Aportación Energética Total [%]	53,80	77,93	80,04	78,67	83,80	86,70	100,87	108,49	84,20	65,20	50,05	39,13	73,65%

Tabla B-9. Prueba con 18 paneles Vitosol 100-F SV1A para inclinaciones (β) de 40°, 45° y 50°.

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
ÁNGULO INCLINACIÓN = 40°													
Ahorros [Kcal·1000]:	8181,1	11169,4	12756,4	12238,6	13331,7	13073,8	11419,1	10358,2	12480,0	10281,6	7459,8	5777,3	128527,1
Aportación Energética Total [%]	54,87	80,73	85,38	86,83	93,97	97,82	110,17	115,40	90,90	70,60	51,59	39,70	78,17%
ÁNGULO INCLINACIÓN = 45°													
Ahorros [Kcal·1000]:	8450,0	11357,1	12768,3	12047,2	13000,7	12701,9	11419,1	10358,2	12406,2	10264,5	7669,4	6007,2	128449,7
Aportación Energética Total [%]	56,68	82,09	85,46	85,48	91,63	95,04	107,89	114,00	90,36	70,48	53,04	41,28	78,13%
ÁNGULO INCLINACIÓN = 50°													
Ahorros [Kcal·1000]:	8659,0	11483,5	12720,5	11800,2	12609,6	12270,3	11419,1	10358,2	12278,3	10194,3	7825,4	6188,0	127806,4
Aportación Energética Total [%]	58,08	83,00	85,14	83,72	88,88	91,81	105,14	112,22	89,43	70,00	54,12	42,52	77,73%

Tabla B-10. Prueba con 20 paneles Vitosol 100-F SV1A para inclinaciones (β) de 40°, 45° y 50°.

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
ÁNGULO INCLINACIÓN = 40°													
Ahorros [MJ]:	7639,3	10444,3	11949,4	11490,9	12579,4	12358,4	11419,1	10358,2	11680,8	9569,3	6984,1	5492,6	121965,8
Aportación Energética Total [%]	51,24	75,49	79,98	81,53	88,67	92,47	107,02	113,03	85,08	65,70	48,30	37,75	74,18%
ÁNGULO INCLINACIÓN = 45°													
Ahorros [MJ]:	7885,5	10626,2	11961,1	11302,6	12246,1	11979,1	11419,1	10358,2	11607,5	9553,1	7175,0	5698,5	121811,8
Aportación Energética Total [%]	52,89	76,81	80,06	80,19	86,32	89,63	104,47	111,40	84,54	65,59	49,62	39,16	74,09%
ÁNGULO INCLINACIÓN = 50°													
Ahorros [MJ]:	8077,4	10749,1	11914,3	11060,7	11855,9	11544,1	11419,1	10358,2	11480,8	9487,0	7317,4	5860,8	121124,7
Aportación Energética Total [%]	54,18	77,69	79,74	78,48	83,57	86,37	101,46	109,36	83,62	65,14	50,61	40,28	73,67%

Tabla B-11. Prueba con 12 paneles Vitosol 300-F SV3A para inclinaciones (β) de 40°, 45° y 50°.

Cálculo B-5. Análisis de costes para selección entre Vitosol 100-F y Vitosol 300-F.

En ambos casos, 18 paneles Vitosol 100F SV1A y 12 paneles Vitosol 300-F SV3A, el porcentaje de demanda de ACS anual cubierto ronda el 74 %, por lo que en dicho análisis económico no hará falta introducir el coste del fuel extra que cada año se requeriría para alcanzar el 100% de la demanda debido a que será el mismo. Para el cálculo de valor de la cobertura anual, recalcar que los meses cuyo porcentaje superaba la cobertura total el valor tomado era 100%, ya que ese exceso no era aprovechable, sino disipado por un aerotermo.

Por lo tanto, queda obtener el coste total de la instalación para ambos casos:

$$\text{Coste total} = \text{Coste paneles} + \text{Coste elementos instalación}$$

Como última simplificación, el coste de los elementos de la instalación (tornillería, soportes, elementos de fijación y unión, etc.), al tratarse del mismo fabricante, es prácticamente invariable por lo que podríamos reducir el estudio al coste del conjunto de los paneles.

Vitosol Viessmann 100-F SV1A

$$\left. \begin{array}{l} \text{nº de paneles} = 18 \\ \text{Ángulo inclinación} = 50^\circ \\ \text{Precio panel} = 647 \text{ €} \end{array} \right\} \text{Coste total} = 18 \text{ paneles} \times 647 \frac{\text{€}}{\text{panel}} = \mathbf{11646 \text{ €}}$$

Vitosol Viessmann 300-F SV3A

$$\left. \begin{array}{l} \text{nº de paneles} = 12 \\ \text{Ángulo inclinación} = 50^\circ \\ \text{Precio panel} = 1067 \text{ €} \end{array} \right\} \text{Coste total} = 12 \text{ paneles} \times 1067 \frac{\text{€}}{\text{panel}} = \mathbf{12804 \text{ €}}$$

Apéndice C. Diseño de instalación ST según método horario

Duffie-Beckman: Tablas y cálculos.

Para aplicar el Método Duffie-Beckman es necesario tener datos horarios de la radiación global a la inclinación deseada, 50°, y de la temperatura ambiente. El perfil de consumo seleccionado también es importante, y requiere de un análisis de las horas punta de consumo de la multi-vivienda. En este caso se realizó una encuesta personal en el vecindario.

Radiación Global Horaria a 50°	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	0	0	0	0	0	0	0	85	255	380	463	502	496	446	352	217	16	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	157	309	429	510	548	543	494	402	273	117	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	79	243	404	534	621	663	657	604	505	366	201	43	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	120	263	397	505	577	611	607	563	481	366	226	88	0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	59	143	282	413	518	588	622	617	574	494	382	247	110	45	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	71	147	289	424	533	607	642	637	592	508	392	253	114	58	19	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	62	142	294	440	559	641	680	675	625	533	405	255	108	50	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	36	127	284	440	568	657	699	693	639	540	403	243	93	22	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	92	262	436	579	679	726	719	658	547	394	217	58	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	190	358	495	589	634	627	570	464	318	147	0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	102	268	396	482	522	517	464	368	230	60	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	222	343	422	459	454	406	317	186	0	0	0	0	0	0	0	0

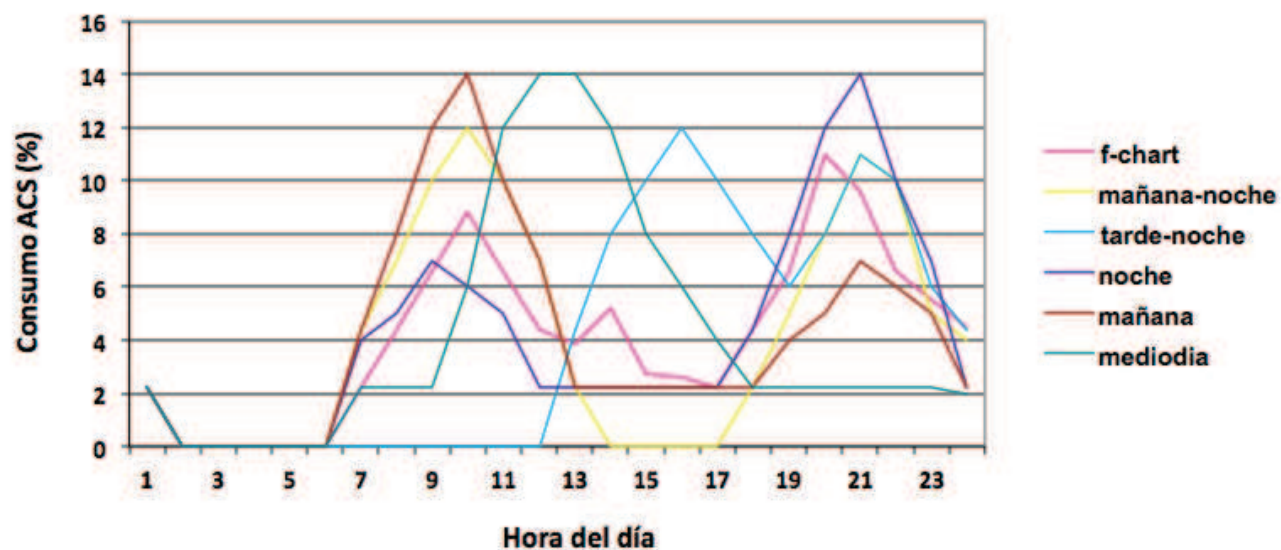
Tabla C-1. Energía en Watios·hora(Wh) que incide sobre un metro cuadrado de superficie inclinada a 50° para cada hora en un día medio de cada mes. (PVGIS)

Temperatura ambiente (°C)	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	3,1	2,6	2,3	2,3	2,6	4,2	4,3	4,7	5,5	6,6	8,0	9,3	10,5	11,1	11,2	10,5	9,4	8,1	7,1	6,7	5,8	5,1	3,9	3,6
Febrero	3,6	3,3	3,2	3,2	3,6	4,4	4,7	5,4	6,5	7,9	9,4	10,8	11,9	12,7	12,9	12,4	11,3	10,0	8,8	8,1	7,3	6,2	5,1	4,2
Marzo	5,1	5,1	5,6	5,7	6,6	6,8	7,4	8,7	10,3	11,8	13,2	14,4	15,4	16,2	16,5	16,3	15,4	14,2	13,0	11,9	10,8	9,5	7,7	6,2
Abril	8,6	7,7	7,3	7,3	7,9	9,4	10,2	11,8	13,5	15,0	16,2	17,2	18,1	18,9	19,3	19,3	18,7	17,6	16,3	15,0	13,6	12,2	10,7	9,5
Mayo	13,2	12,5	12,1	12,1	12,4	13,5	14,5	16,2	18,1	19,7	21,0	22,1	22,9	23,6	24,1	24,1	23,7	22,8	21,6	19,5	17,9	16,2	14,6	13,3
Junio	16,1	16,0	15,1	15,0	16,2	17,8	18,9	20,6	22,5	24,3	25,8	27,0	28,1	29,0	29,6	29,7	29,3	28,4	27,0	25,8	24,2	22,9	19,1	17,0
Julio	19,5	18,3	18,1	18,1	18,3	19,6	20,7	22,3	24,1	25,9	27,4	28,8	30,1	31,2	32,0	32,3	32,1	31,3	29,9	28,6	27,9	25,9	24,2	22,1
Agosto	19,4	18,9	18,3	18,3	18,7	19,6	20,4	21,9	23,8	25,5	27,0	18,3	29,6	30,7	31,4	31,7	31,4	30,6	29,2	27,6	25,7	23,2	21,3	19,8
Septiembre	16,2	15,4	15,1	15,1	15,4	16,2	16,9	18,3	20,0	21,5	22,9	24,1	25,2	26,1	26,7	26,6	25,8	24,7	23,5	23,0	21,5	19,8	18,3	16,9
Octubre	12,1	11,9	11,6	11,8	12,1	13,1	13,7	14,8	16,1	17,4	18,6	19,7	20,7	21,5	21,8	21,3	20,3	19,0	17,8	17,3	16,1	14,7	1,3	12,1
Noviembre	7,5	7,3	7,1	7,1	7,4	8,0	8,3	9,0	10,0	11,1	12,3	13,4	14,2	14,7	14,7	14,0	12,9	11,6	10,7	10,2	9,6	9,2	8,1	7,7
Diciembre	3,0	2,5	2,2	2,2	2,5	5,0	5,1	5,5	6,1	7,1	8,3	9,4	10,4	10,9	10,9	10,3	9,2	8,0	7,2	7,0	6,5	6,0	5,7	5,2

Tabla C-2. Temperatura ambiente media durante las horas de sol, en °C, para cada hora en un día medio de cada mes. (PVGIS)

PERFILES	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
f-chart	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	4,4	6,6	8,8	6,6	4,4	3,9	5,2	2,7	2,6	2,2	4,4	6,6	11,0	9,6	6,6	5,5	4,5
mañana-noche	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	7,0	10,0	12,0	10,0	7,0	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	5,0	8,0	11,0	10,0	5,0	4,0
tarde-noche	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	8,0	10,0	12,0	10,0	8,0	6,0	8,0	11,0	10,0	6,0	4,4
noche	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	5,0	7,0	6,0	5,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	4,4	8,0	12,0	14,0	10,0	7,0	2,2
mañana	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	4,4	8,0	12,0	14,0	10,0	7,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	4,0	5,0	7,0	6,0	5,0	2,2
mediodia	2,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	2,2	2,2	6,0	12,0	14,0	14,0	12,0	8,0	6,0	4,0	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,0

Tabla C-3. Porcentaje de consumo para distintos perfiles horarios. (HERNÁNDEZ CRUZ, 2004)



Gráfica C-1. Consumos de ACS para distintos perfiles horarios.

Cálculo C-1. Demanda de ACS cubierta para Vitosol 300-F SV3A.

La información utilizada corresponde a la radiación incidente y a la temperatura ambiente medias horarias, es decir, cada mes queda representado en un día por los valores medios de cada hora del día. Estos datos aparecen en las anteriormente expuestas Tablas C-1 y C-2 , respectivamente. (DUFFIE, JOHN A., y WILLIAM A. BECKMAN,2006).

Por otro lado, para el rendimiento del panel solar introduciremos el término cuadrático correspondiente a las pérdidas por calor, cuya curva aparece representada en la Gráfica C-2.

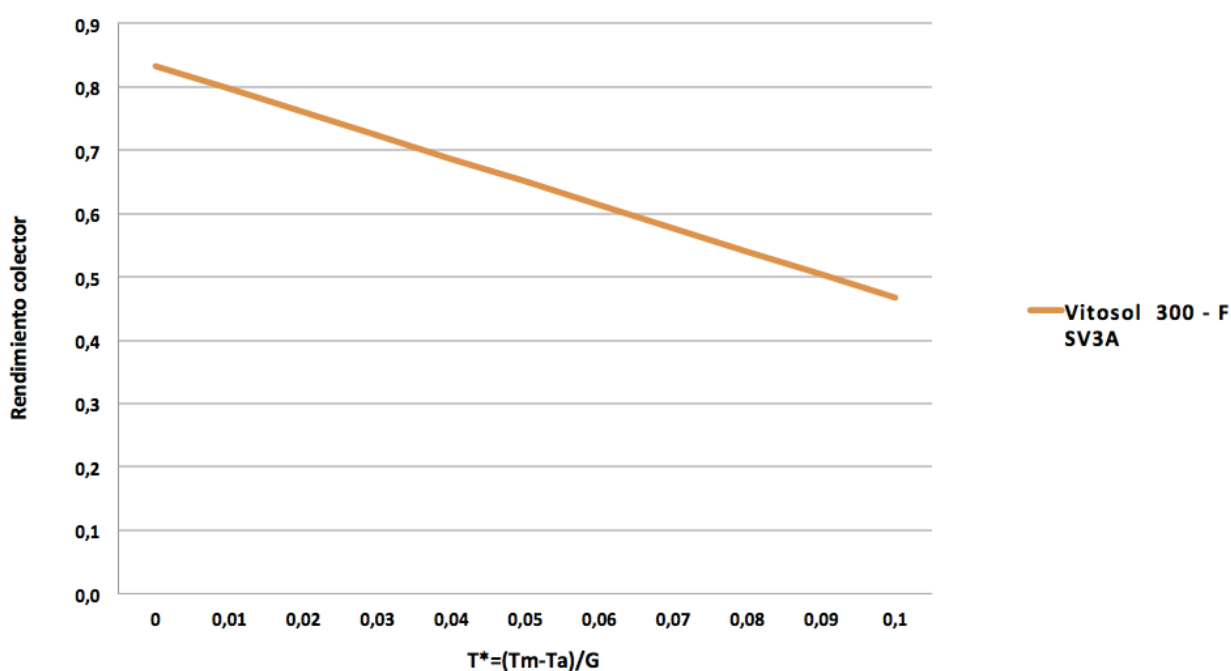
$$\eta = \eta_0 - k_1 \frac{(T_m - T_a)}{I} - k_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{I^2}$$

donde:

- η_0 = rendimiento óptico
- k_1 = coeficiente pérdidas por calor
- k_2 = coeficiente pérdidas por calor
- T_m = temperatura media fluido caloportador
- T_a = temperatura ambiente

Para el panel Vitosol 300-F SV3A la ecuación de rendimiento quedará tal que:

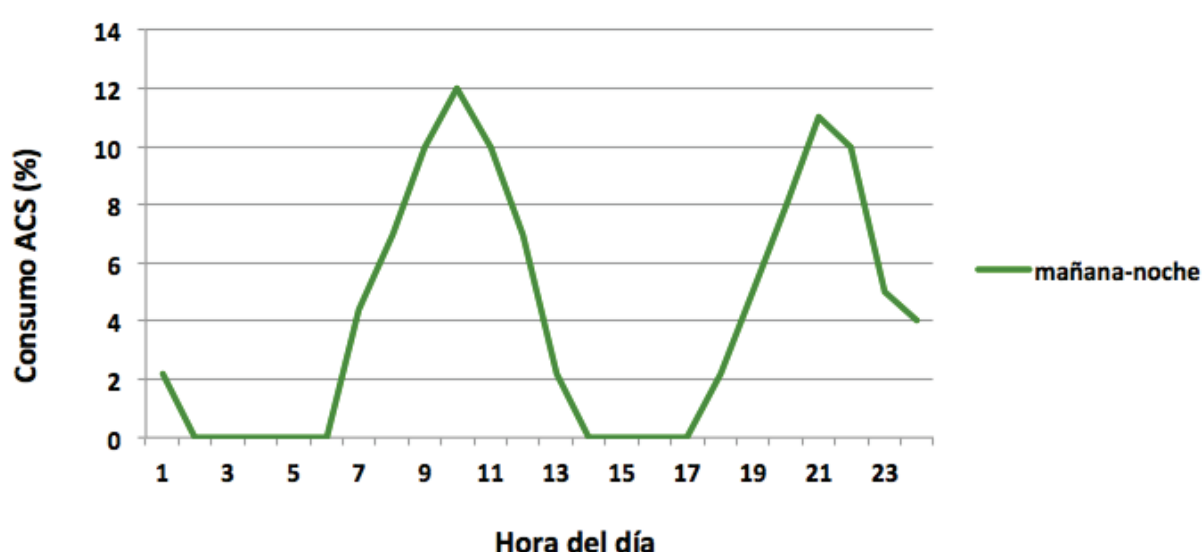
$$\left. \begin{array}{l} \eta_0 = \text{rendimiento óptico} \\ k_1 = \text{coeficiente pérdidas por calor} \\ k_2 = \text{coeficiente pérdidas por calor} \end{array} \right\} \eta = 0,833 - 3,66 \frac{(T_m - T_a)}{I} - 0,0169 \frac{(T_m - T_a)^2}{I^2}$$



Gráfica C-2. Curva rendimiento Vitosol 300-F SV3A. (VISSEMANN)

En la Gráfica C-2 no se aprecia la curvatura en la línea de rendimiento. Esto se debe a que el término cuadrático prácticamente no tiene influencia sobre el rendimiento, pero de cara a los cálculos si que acontecerá un ligero cambio, mínimo, pero que aporta más exactitud a los resultados que se obtengan.

En primer lugar, se planteará dicha metodología a la instalación final seleccionada a partir del método F-Chart, que consta de 12 paneles Vitosol 300-F SV3A dispuestos con una inclinación de 50°. Para ello inicialmente se selecciona un perfil de consumo de la Tabla C-3. En la encuesta previamente mencionada, se consultó personalmente al vecindario las horas de consumo de ACS, de donde se estimó que los periodos de utilización de ACS se concentran en la mañana y tarde-noche, reflejado en la Gráfica C-3.



Gráfica C-3. Perfil de consumo de ACS. (HERNÁNDEZ CRUZ, 2004)

En la Tabla C-4 se plasman los resultados obtenidos. Se aprecia como al ser un método más realista y al tener en cuenta el factor de pérdidas por calor, el grado de cobertura ha disminuido considerablemente, situándose en un 65,46% en comparación con el 73,65% del método F-Chart.

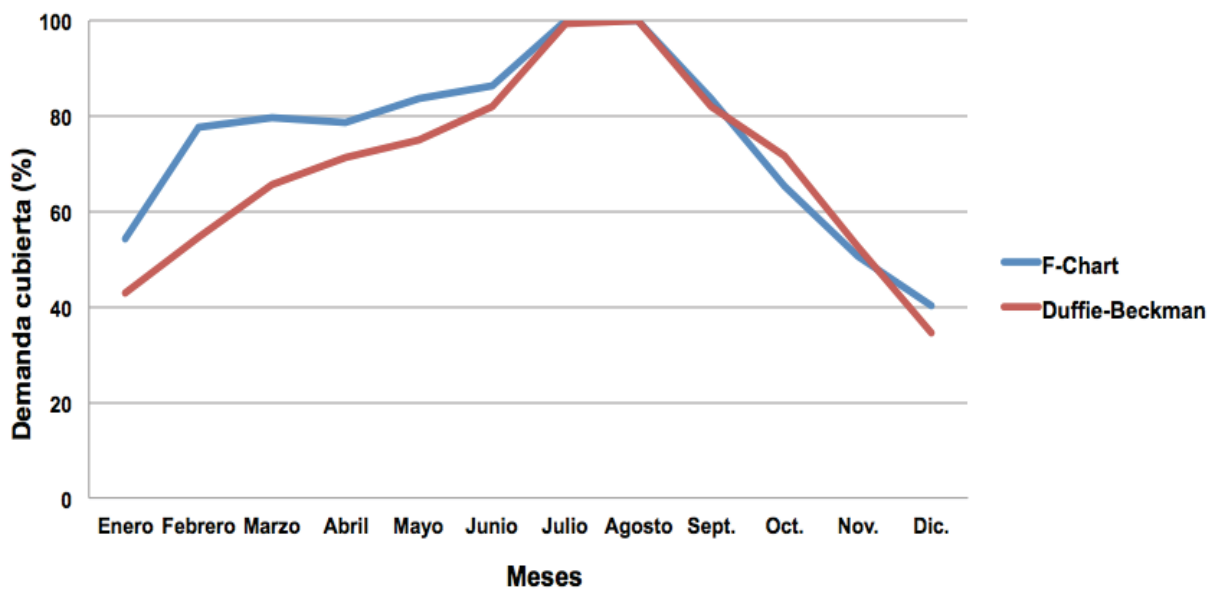
La Tabla C-5, y su consiguiente representación en la Gráfica C-4, establecen una comparativa entre ambos métodos, donde se puede concluir que las aproximaciones del método F-Chart pueden ser aceptadas, pero distan de los cálculos del método horario Duffie-Beckman, que tienen en cuenta más factores que lo hacen más preciso.

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,70
Energía Necesaria [kWh]:	4174,65	3873,85	4183,44	3946,43	3972,51	3742,30	3197,34	2900,29	3844,37	4077,98	4048,49	4074,46	46036,12
Ahorros [MJ]:	6447,57	7621,12	9646,15	9577,89	10131,22	10375,89	10699,10	9815,91	10694,12	9930,67	7486,41	5193,81	107619,86
Ahorros [kWh]:	1805,32	2133,91	2700,92	2681,81	2836,74	2905,25	2995,75	2748,46	2994,35	2780,59	2096,20	1454,27	30133,56
Demanda energética cubierta [%]	43,24	55,09	64,56	67,96	71,41	77,63	93,69	94,77	77,89	68,19	51,78	35,69	65,46%

Tabla C-4. Caso de 12 paneles Vitosol 300-F SV3A para una inclinación de 50°.

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Ahorros según F-Chart [kWh]:	2261,68	3009,74	3335,99	3096,99	3319,65	3232,35	3197,34	2900,29	3214,63	2656,37	2048,87	1641,02	33914,93
Demanda cubierta según F-Chart [%]	54,18	77,69	79,74	78,48	83,57	86,37	101,46	109,36	83,62	65,14	50,61	40,28	73,67%
Ahorros según Duffie-Beckamn [kWh]:	1805,32	2133,91	2700,92	2681,81	2836,74	2905,25	2995,75	2748,46	2994,35	2780,59	2096,20	1454,27	30133,6
Demanda cubierta según Duffie-Beckman [%]	42,78	54,55	65,73	71,30	75,13	81,92	99,18	104,75	81,95	71,54	52,72	34,46	65,46%

Tabla C-5. Comparativa F-Chart vs. Duffie-Beckman para 12 paneles Vitosol 300-F SV3A.



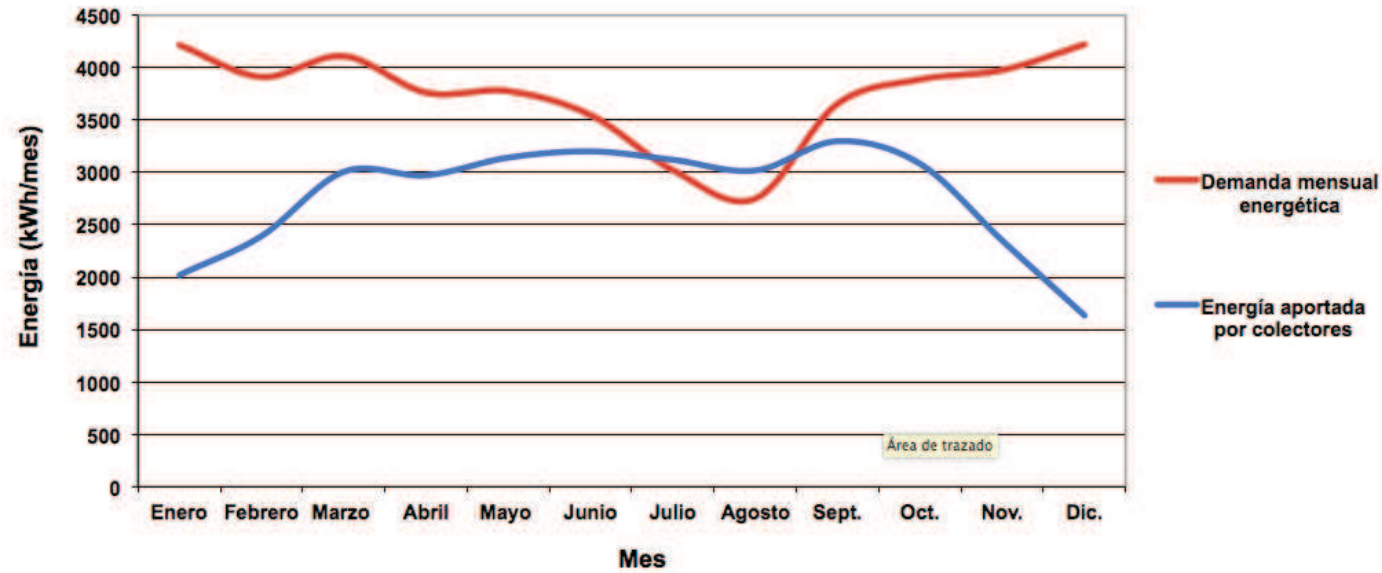
GráficaC-4. Demanda cubierta: F-Chart VS. Duffie-Beckman

Por otro lado, en ningún momento se exceden los límites impuestos por el CTE aplicando el método horario, lo que permite un margen de mejora en la instalación. Para ello, se incrementará el número de paneles solares térmicos con el fin de buscar un porcentaje de demanda energética cubierta, aproximándose sin rebasar las restricciones previamente comentadas.

La Tabla C-6 de la página siguiente muestra los datos que se obtienen para el caso de 14 paneles Vitosol 300-F SV3A posicionados con una inclinación de 50°. Esta opción es considerada la óptima para el caso de estudio, debido a que cubrirá el 72,2% de la demanda energética requerida para el consumo de ACS, sin rebasar los límites del CTE y superando con creces la Contribución Solar Mínima, cuya evolución mensual se observa en la Gráfica C-5.

MESES	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
Energía Necesaria [kWh]:	4219,85	3911,78	4108,80	3761,33	3775,66	3546,39	3020,52	2748,46	3653,86	3886,70	3976,26	4219,85	46036,1
Ahorros [MJ]:	8077,44	10749,08	11914,26	11060,67	11855,90	11544,12	11419,09	10358,16	11480,83	9487,02	7317,38	5860,79	121124,74
Ahorros [kWh]:	2022,56	2391,93	3005,59	2972,27	3140,96	3200,63	3119,89	3018,21	3297,61	3082,95	2350,59	1635,53	33238,7
Demanda energética cubierta [%]	47,93	61,15	73,15	79,02	83,19	90,25	103,29	109,81	90,25	79,32	59,12	38,76	72,20%

Tabla C-6. Caso de 14 paneles Vitosol 300-F SV3A para una inclinación de 50°.



Gráfica C-5. Comparativa demanda y aportación energética.

Cálculo C-2. Disposición instalación solar térmica

El espacio disponible, correspondiente a una terraza, es limitado. Se requiere un estudio para la correcta instalación las placas solares térmicas. Finalmente la opción escogida consta de 14 paneles Vitosol 300-F SV3A. El CTE recomienda una distancia mínima entre filas de placas, que se obtiene siguiendo el esquema de la Ilustración C-1.

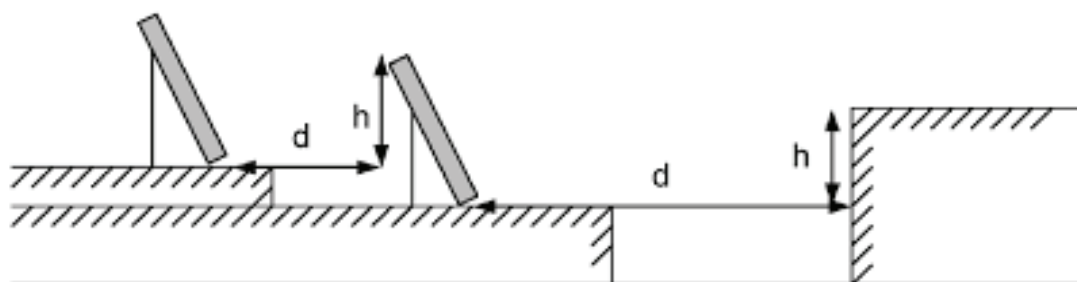


Ilustración C-1. Distancia entre filas de colectores. (CTE HE-4, 2013)

Dicho esquema se rige mediante la siguiente fórmula, que permitirá obtener la separación entre placas:

$$d_{ST} = \frac{h_{ST}}{\operatorname{tg}(61 - \gamma)}$$

donde:

d_{ST}	=	Distancia entre filas
h_{ST}	=	Altura proyectada
γ	=	Latitud de la localización

Como incógnita queda la altura proyectada, h . Para obtenerla recurrimos a las leyes básicas de trigonometría:

$$h_{ST} = a_{ST} \cdot \operatorname{sen} \beta_{ST}$$

donde:

h_{ST}	=	Altura proyectada de la placa
a_{ST}	=	Altura original de la placa
β_{ST}	=	Ángulo de inclinación

Recapitulando ambas fórmulas, el proceso seguirá el siguiente curso:

$$h_{ST} = 2,38 \cdot \operatorname{sen} 50 = 1,823 \text{ m}$$

$$d_{ST} = \frac{1,823}{\operatorname{tg}(61 - 41)} = 5 \text{ m}$$

Se colocará una primera hilera con los 14 paneles solares térmicos. Hay que hacer hincapié la longitud de la hilera, ya que no solo hay que tener en cuenta el ancho de los paneles, sino la distancia de separación entre paneles.

Las ficha técnica proporcionada por el fabricante que aparece como Ilustración C-2 muestra las especificaciones geométricas para poder realizar los cálculos.

Modelo		SV3A
Superficie bruta	m ²	2,513
(dato necesario a la hora de solicitar subvenciones)		
Superficie de absorción	m ²	2,324
Superficie de apertura	m ²	2,327
Posición de montaje (consultar la siguiente Fig.)		(A) (Montaje sobre la cubierta/ integración en la cubierta), (C), (D)
Distancia entre colectores	mm	21
Dimensiones		
Anchura:	mm	1056
Altura:	mm	2380
Profundidad	mm	90

Ilustración C-2. Ficha técnica Vitosol 300-F SV3A. (VISSEMANN)

Por lo tanto la longitud total de la hilera para los generadores será:

$$l_{ST} = 1,056 \cdot 14 + 0,021 \cdot 13 = 15,07 \text{ m}$$

Finalmente, la disposición sobre la terraza quedará acorde Ilustración C-3.

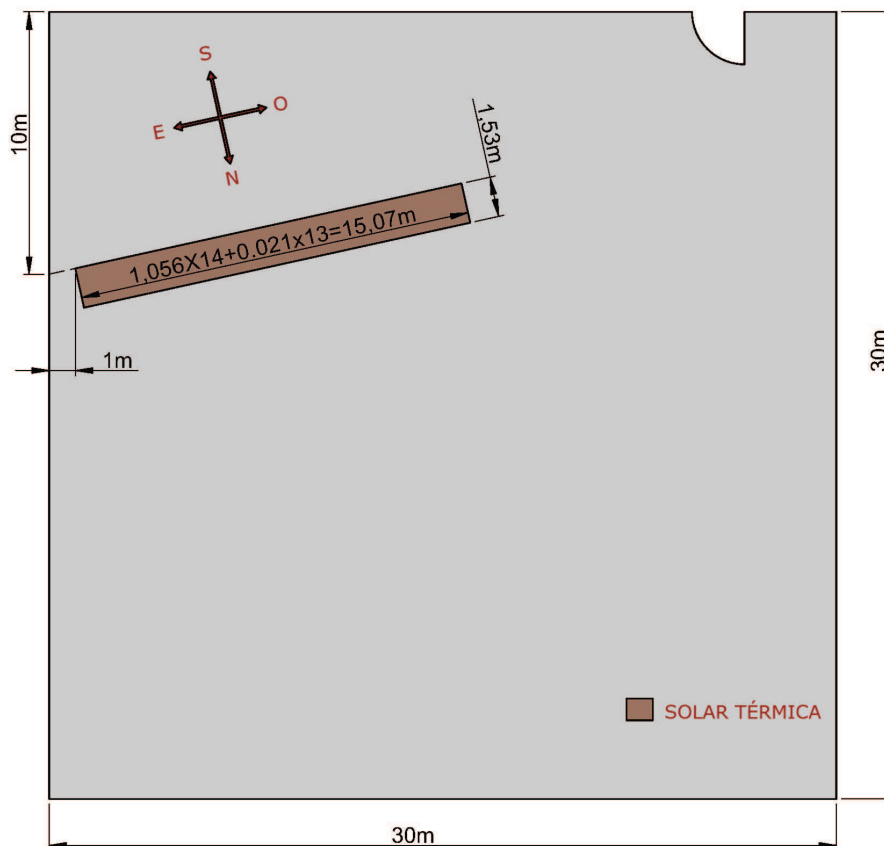


Ilustración C-3. Disposición paneles ST. (SOLIDWORKS)

Apéndice D. Diseño de instalación fotovoltaica: Tablas y cálculos.

Las siguientes tablas muestran la radiación global horaria para 35° de inclinación y 30° de inclinación. También aparece la temperatura ambiente horaria. (PVGIS)

Rad. Global Horaria a 35° (Wh/m²)	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	0	0	0	0	0	0	0	75	230	349	429	466	461	413	322	195	19	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	147	292	409	488	526	521	473	383	258	109	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	80	243	403	531	618	659	653	601	503	365	201	44	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	137	284	420	528	601	635	630	586	505	388	247	103	25	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	68	177	322	456	561	632	666	661	618	538	425	286	143	52	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	81	192	341	479	589	663	699	694	648	564	446	304	157	67	10	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	71	185	343	493	614	696	735	730	679	587	457	303	148	57	13	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	41	152	315	474	603	692	734	728	674	574	436	274	115	25	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	99	270	443	586	685	732	725	665	554	402	225	63	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	50	181	344	478	571	615	608	552	448	305	140	32	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	91	246	368	451	490	484	434	341	210	54	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	42	198	312	388	424	419	373	287	165	18	0	0	0	0	0	0	0

Tabla D-1. Radiación incidente para inclinación de 35°. (PVGIS)

Rad. Global Horaria a 30° (Wh/m²)	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	0	0	0	0	0	0	0	70	219	334	412	449	443	396	308	185	20	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	141	283	398	475	512	507	460	372	250	105	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	80	241	398	524	609	650	644	592	496	361	199	44	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	142	288	423	530	601	635	630	587	507	392	252	108	24	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	70	188	333	465	570	640	673	668	626	547	434	297	152	54	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	84	206	355	492	601	675	709	704	660	577	460	318	170	70	0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	74	198	356	505	625	706	745	739	690	598	470	317	160	59	0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	43	159	322	479	608	695	737	731	677	579	442	281	122	26	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	100	270	440	581	678	725	718	659	550	400	225	65	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	176	335	467	557	600	594	539	437	297	136	11	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	86	235	354	434	473	467	418	327	200	51	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	188	298	371	406	401	356	273	156	17	0	0	0	0	0	0	0

Tabla D-2. Radiación incidente para inclinación de 30°. Fuente: PVGIS

Temperatura ambiente (°C)	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	3,1	2,6	2,3	2,3	2,6	4,2	4,3	4,7	5,5	6,6	8,0	9,3	10,5	11,1	11,2	10,5	9,4	8,1	7,1	6,7	5,8	5,1	3,9	3,6
Febrero	3,6	3,3	3,2	3,2	3,6	4,4	4,7	5,4	6,5	7,9	9,4	10,8	11,9	12,7	12,9	12,4	11,3	10,0	8,8	8,1	7,3	6,2	5,1	4,2
Marzo	5,1	5,1	5,6	5,7	6,6	6,8	7,4	8,7	10,3	11,8	13,2	14,4	15,4	16,2	16,5	16,3	15,4	14,2	13,0	11,9	10,8	9,5	7,7	6,2
Abril	8,6	7,7	7,3	7,3	7,9	9,4	10,2	11,8	13,5	15,0	16,2	17,2	18,1	18,9	19,3	19,3	18,7	17,6	16,3	15,0	13,6	12,2	10,7	9,5
Mayo	13,2	12,5	12,1	12,1	12,4	13,5	14,5	16,2	18,1	19,7	21,0	22,1	22,9	23,6	24,1	24,1	23,7	22,8	21,6	19,5	17,9	16,2	14,6	13,3
Junio	16,1	16,0	15,1	15,0	16,2	17,8	18,9	20,6	22,5	24,3	25,8	27,0	28,1	29,0	29,6	29,7	29,3	28,4	27,0	25,8	24,2	22,9	19,1	17,0
Julio	19,5	18,3	18,1	18,1	18,3	19,6	20,7	22,3	24,1	25,9	27,4	28,8	30,1	31,2	32,0	32,3	32,1	31,3	29,9	28,6	27,9	25,9	24,2	22,1
Agosto	19,4	18,9	18,3	18,3	18,7	19,6	20,4	21,9	23,8	25,5	27,0	18,3	29,6	30,7	31,4	31,7	31,4	30,6	29,2	27,6	25,7	23,2	21,3	19,8
Septiembre	16,2	15,4	15,1	15,1	15,4	16,2	16,9	18,3	20,0	21,5	22,9	24,1	25,2	26,1	26,7	26,6	25,8	24,7	23,5	23,0	21,5	19,8	18,3	16,9
Octubre	12,1	11,9	11,6	11,8	12,1	13,1	13,7	14,8	16,1	17,4	18,6	19,7	20,7	21,5	21,8	21,3	20,3	19,0	17,8	17,3	16,1	14,7	1,3	12,1
Noviembre	7,5	7,3	7,1	7,1	7,4	8,0	8,3	9,0	10,0	11,1	12,3	13,4	14,2	14,7	14,7	14,0	12,9	11,6	10,7	10,2	9,6	9,2	8,1	7,7
Diciembre	3,0	2,5	2,2	2,2	2,5	5,0	5,1	5,5	6,1	7,1	8,3	9,4	10,4	10,9	10,9	10,3	9,2	8,0	7,2	7,0	6,5	6,0	5,7	5,2

Tabla D-3. Temperatura ambiente media durante las horas de sol, en °C, para cada hora en un día medio de cada mes. Fuente: PVGIS.

Cálculo D-1. Selección panel fotovoltaico

El CTE en su sección HE-5 es el encargado de guiar en el diseño de instalaciones fotovoltaicas. Sin embargo, no impone restricciones respecto a la cobertura de demanda, por lo que no habrá que hacer un estudio acorde a estas exigencias. (CTE-HE5, 2013).

Para la selección del panel FV hay que adelantar parte del estudio que se realizará a posteriori. El panel híbrido que se seleccionará para establecer la comparativa es el denominado ECOMESH, por razones que se detallarán en el apartado correspondiente.

Sin embargo ha sido importante tenerlo en cuenta, ya que la potencia de ese panel tendrá que ser igual a la del panel fotovoltaico que se seleccione. El motivo radica en la idea de tener una misma instalación acorde con la potencia para el caso en el que se combinen PVT y FV.

Recurriendo al catálogo del fabricante de paneles PVT(ECOMESH), se recogen en la Ilustración D-1 las características eléctricas que marcarán la potencia del panel FV.

<i>Especificaciones Eléctricas</i>	
Potencia	240 W
Tipo de célula	Poli-cristalina
Eficiencia del módulo	14.14 %
Voltaje en circuito abierto (Voc)	36.72 V
Voltaje a máx. potencia (Vmpp)	28.87 V
Intensidad en cortocircuito (Isc)	8.55 A
Intensidad máx. potencia (Impp)	7.99 A

Ilustración D-1. Especificaciones eléctricas ECOMESH. (ECOMESH)

A raíz de esta potencia en PVT, se buscan paneles fotovoltaicos que atiendan a esta restricción impuesta por el propio proyecto. Dentro del mercado se selecciona el panel ATERSA 240P-SOL, cuya ficha técnica aparece en la Ilustración D-2. de la página siguiente. (ATERSA).

Características eléctricas (STC: 1 kW/m², 25±2 °C y AM 1,5)*

	A-240P SOL	A-245P SOL	A-250P SOL
Potencia Nominal (0/+5 W)	240 W	245 W	250 W
Eficiencia del módulo	14,74 %	15,04 %	15,35 %
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,21 A	8,33 A	8,45 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	29,21 V	29,37 V	29,53 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,73 A	8,82 A	8,91 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,16 V	37,38 V	37,60 V

Parámetros térmicos

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

Características físicas

Dimensiones (mm ± 2 mm)	1690 x 1016 x 35
Peso (kg)	21,5
Área (m ²)	1,72
Tipo de célula	Policristalina 156 x 156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	60 (6 x 10)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 4 mm
Marco	Solrif® XL
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1100 mm
Conectores	MC4 o combinable MC4

Rango de funcionamiento

Temperatura	-40 a +85 °C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento	2400 Pa (130 km/h)
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

*Especificaciones eléctricas medidas en STC, NOCT: 47±2 °C. Tolerancias medida STC: ±3 % (Pmp); ±10 % (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Ilustración D-2. Ficha técnica ATERSA A-240P SOL. (ARTESA)

Cálculo D-2. Método simplificado de estimación de la producción eléctrica.

El libro Sistemas Fotovoltaicos (BAYOD RUJULA,2009) explica dicho método considerando los datos horarios de radiación y temperatura del día tipo de cada uno de los meses.

Como se analizó en el Apéndice A, sección A-4, el estudio de la producción fotovoltaica atenderá a la inclinación de 30° y 35°. La Tabla D-1 y la Tabla D-2 muestran los datos de radiación para 30° y 35° de inclinación. También se ha recuperado en la Tabla D-3 la temperatura ambiente horaria. Las características de los paneles (valores teóricos aportados por el fabricante), condicionarán también condicionarán el nivel de demanda cubierto por la instalación.

Este procedimiento se basa fundamentalmente en dos cálculos. Por un lado la potencia máxima, P_m , correspondiente al máximo que puede ofrecer el generador a partir de su potencia nominal y atendiendo tanto a la radiación global incidente en el panel FV como a la temperatura ambiente. Por otro lado, la temperatura de la célula, cuyo valor se requiere para el cálculo de la potencia máxima. Ambos valores serán horarios y representativos del día medio de cada mes del año.

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} \cdot G$$

donde:

T_c	=	Temperatura célula
T_a	=	Temperatura ambiente
$TONC$	=	Temperatura nominal de operación
G	=	Irradiancia en condiciones estacionarias, 1000 W/m^2

$$P_m = P_n \frac{G}{G_{STC}} [1 - \gamma(T_c - 25)]$$

donde:

P_m	=	Potencia máxima generador FV
P_n	=	Potencia nominal generador FV
G	=	Irradiancia global incidente
G_{STC}	=	Irradiancia en condiciones estacionarias, 1000 W/m^2
γ	=	Coefficiente de variación con la temperatura de la potencia
T_c	=	Temperatura célula

Estos cálculos se representan de la siguiente forma:

- Tabla D-4 -> Temperatura célula horaria para inclinación de 30°
- Tabla D-5 -> Potencia máxima horaria para inclinación de 30°
- Tabla D-6 -> Temperatura célula horaria para inclinación de 35°
- Tabla D-7 -> Potencia máxima horaria para inclinación de 35°

Temperatura celula (°C)	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	3,1	2,6	2,3	2,3	2,6	4,2	4,3	7,1	12,9	17,9	21,9	24,5	25,5	24,5	21,6	16,7	10,1	8,1	7,1	6,7	5,8	5,1	3,9	3,6
Febrero	3,6	3,3	3,2	3,2	3,6	4,4	4,7	10,2	16,1	21,3	25,4	28,1	29,0	28,2	25,5	20,8	14,8	10,0	8,8	8,1	7,3	6,2	5,1	4,2
Marzo	5,1	5,1	5,6	5,7	6,6	6,8	10,1	16,8	23,7	29,5	33,8	36,3	37,1	36,2	33,2	28,5	22,1	15,7	13,0	11,9	10,8	9,5	7,7	6,2
Abril	8,6	7,7	7,3	7,3	7,9	9,4	15,0	21,5	27,8	32,9	36,5	38,6	39,4	38,7	36,4	32,5	27,2	21,2	17,1	15,0	13,6	12,2	10,7	9,5
Mayo	13,2	12,5	12,1	12,1	12,4	15,9	20,8	27,4	33,8	38,9	42,6	44,8	45,4	44,7	42,6	38,7	33,7	27,9	23,4	19,5	17,9	16,2	14,6	13,3
Junio	16,1	16,0	15,1	15,0	16,2	20,6	25,9	32,6	39,1	44,6	48,6	50,9	51,9	51,3	49,1	45,2	40,0	34,1	29,4	25,8	24,2	22,9	19,1	17,0
Julio	19,5	18,3	18,1	18,1	18,3	22,1	27,4	34,3	41,1	47,0	51,2	53,9	55,0	54,5	52,2	48,2	42,8	36,7	31,9	28,6	27,9	25,9	24,2	22,1
Agosto	19,4	18,9	18,3	18,3	18,7	21,1	25,8	32,8	40,0	46,0	50,5	43,2	54,3	53,5	50,9	46,6	40,9	34,7	30,1	27,6	25,7	23,2	21,3	19,8
Septiembre	16,2	15,4	15,1	15,1	15,4	16,2	20,3	27,4	34,9	41,1	45,8	48,6	49,4	48,3	45,3	40,1	33,4	26,9	23,5	23,0	21,5	19,8	18,3	16,9
Octubre	12,1	11,9	11,6	11,8	12,1	13,1	13,7	20,7	27,4	33,2	37,4	40,0	40,7	39,7	36,5	31,3	24,9	19,4	17,8	17,3	16,1	14,7	1,3	12,1
Noviembre	7,5	7,3	7,1	7,1	7,4	8,0	8,3	11,9	17,9	23,0	26,9	29,4	30,0	28,8	25,7	20,8	14,6	11,6	10,7	10,2	9,6	9,2	8,1	7,7
Diciembre	3,0	2,5	2,2	2,2	2,5	5,0	5,1	5,5	12,4	17,2	20,8	23,1	23,9	22,9	20,1	15,6	9,8	8,0	7,2	7,0	6,5	6,0	5,7	5,2

Tabla D-4. Temperatura alcanzada en la célula para 30° de inclinación, en °C.

Potencia máxima disponible, Pm (Wh)	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	0	0	0	0	0	0	0	18,1	55,3	82,6	100,2	108,0	106,1	95,3	75,0	46,0	5,1	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	36,0	70,5	97,0	113,8	121,3	119,6	108,9	89,1	61,1	26,3	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	20,4	59,9	96,0	123,3	140,7	148,4	146,5	135,2	114,8	85,3	48,4	11,0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	35,5	70,2	100,3	122,9	137,1	143,5	141,9	132,6	115,7	91,0	59,9	26,3	6,0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	17,5	45,9	79,1	107,4	128,6	142,0	147,8	146,2	137,5	121,4	98,0	68,6	36,0	13,0	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	20,5	49,3	82,4	110,9	132,1	145,6	151,2	149,4	140,5	124,1	100,8	71,4	39,2	16,5	0,0	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	18,0	47,0	82,0	112,8	135,8	150,3	156,5	154,4	144,6	126,7	101,6	70,3	36,5	13,7	0,0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	10,5	38,0	74,7	107,6	132,7	148,5	163,1	153,4	142,5	123,5	96,2	62,8	28,1	6,1	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	24,5	64,1	101,1	129,8	148,2	156,4	154,2	142,3	120,5	89,8	52,1	15,5	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	43,0	79,6	108,1	126,6	134,7	132,9	121,2	99,7	69,3	32,7	2,7	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	21,8	58,1	85,7	103,3	111,4	109,7	98,7	78,2	48,9	12,8	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0,0	47,6	73,9	90,6	98,2	96,7	86,2	66,9	39,0	4,3	0	0	0	0	0	0	0

Tabla D-5. Potencia máxima disponible para 30° de inclinación, en Wh.

Temperatura celula (°C)	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	3,1	2,6	2,3	2,3	2,6	4,2	4,3	7,2	13,3	18,4	22,5	25,0	26,1	25,0	22,1	17,1	10,0	8,1	7,1	6,7	5,8	5,1	3,9	3,6
Febrero	3,6	3,3	3,2	3,2	3,6	4,4	4,7	10,4	16,4	21,7	25,9	28,6	29,5	28,7	25,8	21,1	15,0	10,0	8,8	8,1	7,3	6,2	5,1	4,2
Marzo	5,1	5,1	5,6	5,7	6,6	6,8	10,1	16,9	23,9	29,7	34,1	36,6	37,4	36,5	33,5	28,6	22,2	15,7	13,0	11,9	10,8	9,5	7,7	6,2
Abril	8,6	7,7	7,3	7,3	7,9	9,4	14,8	21,4	27,7	32,8	36,5	38,6	39,4	38,7	36,3	32,4	27,0	21,1	17,1	15,0	13,6	12,2	10,7	9,5
Mayo	13,2	12,5	12,1	12,1	12,4	15,8	20,5	27,1	33,5	38,6	42,3	44,6	45,2	44,5	42,3	38,4	33,4	27,6	23,4	19,5	17,9	16,2	14,6	13,3
Junio	16,1	16,0	15,1	15,0	16,2	20,5	25,4	32,1	38,7	44,2	48,2	50,6	51,5	50,9	48,6	44,8	39,6	33,7	29,3	26,1	24,2	22,9	19,1	17,0
Julio	19,5	18,3	18,1	18,1	18,3	22,0	26,9	33,9	40,7	46,6	50,9	53,6	54,7	54,1	51,8	47,7	42,3	36,3	31,8	29,0	27,9	25,9	24,2	22,1
Agosto	19,4	18,9	18,3	18,3	18,7	21,0	25,5	32,5	39,8	45,9	50,4	43,1	54,2	53,4	50,8	46,4	40,6	34,5	30,0	27,6	25,7	23,2	21,3	19,8
Septiembre	16,2	15,4	15,1	15,1	15,4	16,2	20,9	29,1	37,8	45,0	50,4	53,5	54,3	52,8	49,0	42,7	34,8	27,2	23,5	23,0	21,5	19,8	18,3	16,9
Octubre	12,1	11,9	11,6	11,8	12,1	13,1	15,4	20,9	27,7	33,5	37,9	40,5	41,2	40,1	36,9	31,6	25,0	20,1	17,8	17,3	16,1	14,7	1,3	12,1
Noviembre	7,5	7,3	7,1	7,1	7,4	8,0	8,3	12,1	18,3	23,5	27,5	29,9	30,5	29,3	26,2	21,1	14,7	11,6	10,7	10,2	9,6	9,2	8,1	7,7
Diciembre	3,0	2,5	2,2	2,2	2,5	5,0	5,1	6,9	12,8	17,6	21,4	23,7	24,5	23,5	20,6	15,9	9,8	8,0	7,2	7,0	6,5	6,0	5,7	5,2

Tabla D-6. Temperatura alcanzada en la célula para 35° de inclinación, en °C.

Potencia máxima disponible, Pm (Wh)	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	0	0	0	0	0	0	0	19,4	58,0	86,1	104,1	111,8	110,1	99,1	78,3	48,4	4,9	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	37,5	72,7	99,6	116,7	124,3	122,6	111,7	91,6	63,0	27,3	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	20,4	60,4	97,2	124,9	142,5	150,2	148,3	137,1	116,3	86,2	48,8	11,0	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	34,3	69,2	99,6	122,5	137,1	143,5	141,9	132,4	115,3	90,2	58,8	25,1	6,2	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	17,0	43,3	76,6	105,4	126,7	140,4	146,4	144,9	135,9	119,5	96,1	66,2	33,9	12,6	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	19,8	46,0	79,3	108,2	129,7	143,3	149,3	147,6	138,2	121,6	97,9	68,4	36,3	15,8	2,4	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	17,3	44,0	79,2	110,3	133,7	148,4	154,7	152,8	142,6	124,6	99,0	67,3	33,8	13,3	3,1	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	10,0	36,4	73,2	106,5	131,7	148,0	162,5	152,8	142,0	122,5	95,0	61,3	26,5	5,9	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	24,2	63,6	100,5	128,5	146,4	154,2	152,1	140,5	119,3	89,1	51,7	15,0	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	12	44,2	81,6	110,5	129,5	137,8	135,7	123,9	102,0	71,1	33,6	7,8	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	23,1	60,7	88,9	107,1	115,1	113,4	102,2	81,4	51,2	13,5	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	10,9	50,0	77,3	94,6	102,3	100,8	90,1	70,2	41,2	4,6	0	0	0	0	0	0	0

Tabla D-7. Potencia máxima disponible para 35° de inclinación, en Wh.

De forma más simplificada aparecen estos cálculos en la Tabla D-8, que plasma los consumos diarios, mensuales y anuales para cada panel, lo que permite hacer una selección final para el ángulo de inclinación.

Potencia máxima disponible	Inclinación 35°		Inclinación 30°	
	Total día (Wh/día)	Total mes(Wh/mes)	Total día (Wh/día)	Total mes(Wh/mes)
Enero	720,15	22324,66	691,68	21442,00
Febrero	866,93	24274,00	843,53	23618,86
Marzo	1143,42	35445,90	1129,97	35029,19
Abril	1176,00	35280,02	1182,86	35485,77
Mayo	1264,90	39211,92	1288,95	39957,41
Junio	1303,80	39113,91	1333,95	40018,63
Julio	1323,98	41043,41	1350,34	41860,48
Agosto	1274,22	39500,90	1287,68	39918,23
Septiembre	1185,07	35551,98	1198,36	35950,80
Octubre	990,23	30697,15	950,49	29465,25
Noviembre	756,65	22699,49	728,53	21855,88
Diciembre	641,83	19896,60	603,45	18707,03
	TOTAL AÑO(kWh/año)	385,04	TOTAL AÑO(kWh/año)	383,31

Tabla D-8. Potencia máxima diaria, mensual y anual generada por un panel FV.

En la Tabla D-8 se aprecia que la diferencia anual de potencia máxima del generador fotovoltaico para ambos casos es ínfima. Por ello, para tomar la decisión de que inclinación seleccionar se recurrirá a la lógica.

Durante los meses de enero a marzo y de octubre a diciembre, la inclinación de 35° reporta una mayor energía disponible, mientras que entre abril y septiembre es la disposición a 30° la que nos permite disponer de una cantidad mayor de energía. Por un lado, es trivial concluir que durante los meses de otoño-invierno el ocaso acontece antes que en primavera-verano, y por ello las horas de oscuridad son mayores. A su vez, analizando el porcentaje de ocupación del caso de estudio a partir de la Tabla D-9 se deduce que durante los meses de otoño e invierno la ocupación es mayor, por lo que el consumo será mayor, concluyendo el proceso seleccionando la disposición a 35°.

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
% de ocupación:	95	100	100	100	100	100	85	75	100	100	100	95	96

Tabla D-9. Porcentaje ocupación mensual.

Cálculo D-3. Número de paneles y disposición de instalación fotovoltaica

Seleccionados panel e inclinación idóneas, hay que analizar el número de paneles ATERSA A-240P SOL a instalar. Para ello, y dado que estos se combinarán con el la instalación solar térmica hay que tener en cuenta el espacio disponible.

En primera instancia, se calcula la distancia que debe haber entre hileras de paneles, de tal forma que evitemos las pérdidas por sombras que puedan aparecer.

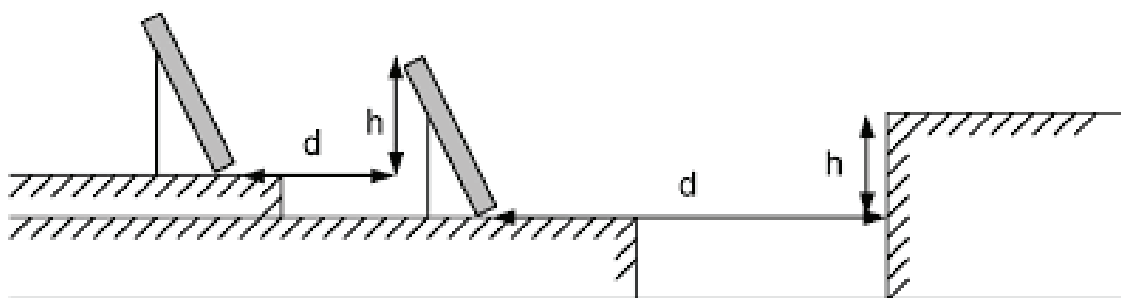


Ilustración D-3. Distancia entre filas de colectores. (CTE HE-5,2013)

Tal y como se realizó para la instalación de solar térmica, la separación entre hileras de generadores, fotovoltaicos en este caso, seguirá la siguiente fórmula:

$$d_{FV} = \frac{h_{FV}}{\operatorname{tg}(61 - \gamma)}$$

donde:

d_{FV}	=	Distancia entre filas
h_{FV}	=	Altura proyectada
γ	=	Latitud de la localización

Falta por obtener la altura proyectada, h_{FV} , para lo que se utilizan las leyes básicas de trigonometría:

$$h_{FV} = a_{FV} \cdot \operatorname{sen} \beta_{FV}$$

donde:

h_{FV}	=	Altura proyectada de la placa
a_{FV}	=	Altura original de la placa
β_{FV}	=	Ángulo de inclinación

Recapitulando ambas fórmulas, el proceso seguirá el siguiente curso:

$$h_{FV} = 1,69 \cdot \operatorname{sen} 35 = 0,97 \text{ m}$$

$$d_{FV} = \frac{0,97}{\operatorname{tg}(61 - 41)} = 2,67 \text{ m} \rightarrow d_{FV} = 2,67 \text{ m}$$

Analizado anteriormente el espacio ocupado por la instalación de solar térmica, se diseña el número de hileras a instalar para la parte de fotovoltaica acorde con las restricciones de la terraza y las distancias obtenidas. Teniendo en cuenta que la distancia entre la primera hilera correspondiente a las placas ST será la obtenida en el apartado “2.5) Disposición instalación solar térmica”, el resto se dispondrá según la ilustración.

El diseño final que aparece en la Ilustración D-4 está formado por 72 paneles colocados en 3 hileras, cada una de ellas con 24 paneles dispuestas en dos tramos de 12 y espaciados entre si 2 metros para permitir el paso para labores de mantenimiento o reparación. La longitud de cada uno de los tramos tendrá en cuenta el ancho de los generadores que aparece en la ficha técnica de 1,06 metros y los 21 milímetros de separación entre paneles:

$$l_{FV} = 1,016 \cdot 12 + 0,021 \cdot 11 = 12,423 \text{ m} \rightarrow l_{FV} \approx 12,5 \text{ m}$$

A su vez la profundidad de estos paneles se calculará con reglas de trigonometría.

$$p_{FV} = 1,69 \cdot \cos 35 = 1,4 \text{ m}$$

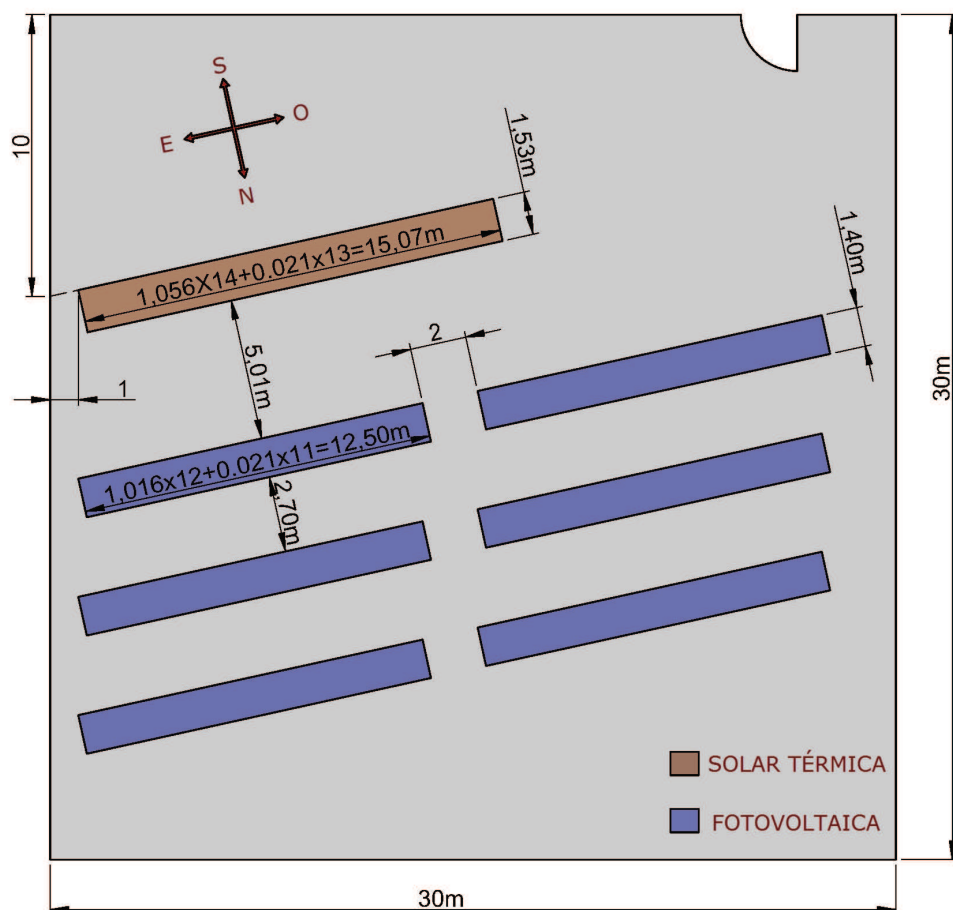


Ilustración D-4. Disposición 14 paneles ST y 72 paneles FV. (SOLIDWORKS)

Cálculo D-4. Cobertura demanda eléctrica.

La instalación cuenta con 72 generadores fotovoltaicos ATERSA A-200P SOL. A partir del cálculo de la cobertura anual de un único panel de este fabricante realizado en el apartado “3.2) Método simplificado de estimación de la producción eléctrica” se logra la energía total que aportan los paneles fotovoltaicos.

$$\text{Potencia Anual} = \text{Potencia por panel} \cdot n^{\circ} \text{ paneles}$$

$$\text{Energía anual} = 385,04 \text{ kWh/panel} \cdot 72 \text{ paneles} = \mathbf{27722,88 \text{ kWh/año}}$$

El consumo medio por hogar de energía eléctrica en España queda reflejado en la ilustración D-5. y corresponde a 7544 kWh. (IDAE,2013)

kWh/hogar	Zona Climática			
	Atlántico Norte	Continental	Mediterránea	España
Pisos	7.306	9.796	6.128	7.544
Unifamiliares	14.987	19.653	13.239	15.513
España	9.293	12.636	8.363	9.922

Ilustración D-5. Consumos medios anual en función del emplazamiento y tipo de vivienda (IDAE,2013).

Es importante tener en cuenta que la instalación Solar Térmica permitirá un ahorro en el consumo de energía destinada para el calentamiento del ACS. El Instituto de Diversificación y Ahorro de Energía desglosa el reparto de la energía eléctrica demandada, plasmado en la Ilustración D-6. (IDAE,2013)

% Consumo Eléctrico según Servicios	
Calefacción:	7,4%
ACS:	7,5%
Cocina:	9,3%
Refrigeración:	2,3%
Iluminación:	11,7%
Electrodomésticos:	55,2%
Standby:	6,6%

Ilustración D-6. Porcentaje de consumo eléctrico en función del servicio (IDAE,2013).

Sin embargo el rendimiento de la instalación ST es de un 72,2%, requiriendo un 28,8% de energía extra. Partiendo de que un 7,5% del consumo va destinado a ACS, el porcentaje cubierto de energía eléctrica necesaria para ACS gracias a la instalación ST y el consumo por piso quedarán una vez descontada la aportación que proviene de la instalación ST quedarán:

$$\% \text{ Energía Eléctrica ACS satisfecho por ST} = 0,722 \cdot 7,5\% = 5,415\%$$

$$\text{Energía consumida} = 7544 \text{ kWh/piso} \cdot (100\% - 5,415\%) = 7135,5 \text{ kWh/piso}$$

El consumo anual para el conjunto de viviendas y el porcentaje de ahorro total gracias a la instalación fotovoltaica serán:

$$\text{Energía consumida (36 pisos)} = 7135,5 \text{ kWh/piso} \cdot 36 \text{ pisos} = 256878 \text{ kWh}$$

$$\% \text{ Demanda eléctrica cubierta} = \frac{27722,88}{256878} \times 100 = 10,79\%$$

Apéndice E. Diseño instalación PVT: Tablas y cálculo.

Cálculo E-1. Cobertura de demanda de ACS aplicando el método horario Duffie-Beckman

Para el cálculo de la cobertura energética destinada a ACS se plantea nuevamente el método horario Duffie-Beckman, que como se ha comentado en el Apéndice C. Se basa en datos de radiación y temperatura ambiente horarios para un día medio de cada mes. (DUFFIE, JOHN A., y WILLIAM A. BECKMAN, 2006)

Tal y como se obtuvo en el Apéndice C., la inclinación óptima de las placas en la instalación ST es de 50°. Por lo tanto este resultado puede extrapolarse a la instalación PVT ahora estudiada. De esta forma se ha determinado que la inclinación para los paneles ECOMESH será de 50°.

Es importante decidir el número de paneles a seleccionar. Para ello se establece la hipótesis de que el objetivo sea suplir la misma demanda energética que satisficieran los 14 paneles Vitosol 300-F SV3A que conformaban la instalación ST. La cobertura de la demanda energética obtenida era de 72,2%.

Se iniciará el proceso tomando 14 paneles PVT ECOMESH y se analizará el resultado obtenido. Para los cálculos es necesario recurrir a las Tablas C-1 y C-2 del Apéndice C que recogen los datos de radiación para 50° y la temperatura ambiente. El resultado, bastante pobre, es de un 48,4%, no supliendo así el 50% de Contribución Mínima Obligatoria impuesto por el CTE-HE4, tal y como se explicó en el apartado Cálculo B-2 del Apéndice B.

Tras diversas pruebas, se dictamina que para una instalación que consta de 30 paneles PVT ECOMESH se consigue cubrir un 74,7% de la demanda energética para ACS, ajustándose al máximo al 72,2% que se buscaba. En la Tabla E-1 de la página siguiente se observa como los meses de Junio y Julio se supera el 100% de la cobertura demanda, pero nuevamente ningún mes la instalación excede los 110% de cobertura que especifica el CTE en su sección HE-4. Para el cálculo cobertura anual estos valores serán de 100%, refiriéndose a que el ahorro energético no puede superar a la demanda.

Meses	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Anual
Energía Necesaria [MJ]:	14909,47	13835,18	14940,86	14094,39	14187,54	13365,37	11419,09	10358,16	13729,88	14564,20	14458,90	14551,65	164414,7
Energía Necesaria [kWh]:	4174,65	3873,85	4183,44	3946,43	3972,51	3742,30	3197,34	2900,29	3844,37	4077,98	4048,49	4074,46	46036,1
Para 14 paneles PVT													
Ahorros [MJ]:	4146,8	5182,4	6817,4	7074,6	7813,9	8208,3	8722,0	8461,6	7841,7	6872,8	4966,9	3482,6	79591,1
Ahorros [kWh]:	1161,1	1451,1	1908,9	1980,9	2187,9	2298,3	2442,2	2369,2	2195,7	1924,4	1390,7	975,1	22285,5
Aportación Energética Total [%]	27,8	37,5	45,6	50,2	55,1	61,4	76,4	81,7	57,1	47,2	34,4	23,9	48,4%
Para 30 paneles PVT													
Ahorros [MJ]:	7111,3	8460,0	11006,8	11291,3	12569,6	12979,5	12450,9	11303,2	12448,1	11169,2	8178,9	5828,8	122820,5
Ahorros [kWh]:	1991,2	2368,8	3081,9	3161,6	3519,5	3634,2	3486,2	3164,9	3485,5	3127,4	2290,1	1632,1	34389,7
Aportación Energética Total [%]	47,7	61,1	73,7	80,1	88,6	97,1	109,0	109,1	90,7	76,7	56,6	40,1	74,7%

Tabla E-1. Cobertura de la demanda energética en función de el numero de paneles PVT ECOMESH.

Cálculo E-2. Estimación de producción eléctrica aplicando el método simplificado.

El método simplificado de estimación de producción eléctrica se basa en datos horarios nuevamente. Explicado anteriormente en la sección Cálculo D-2 del Apéndice D y en base a lo recogido en el libro Sistemas Fotovoltaicos (BAYOD RÚJULA, 2009), los cálculos fundamentales son la potencia máxima y temperatura de la célula, siendo esta necesaria para la determinación de la potencia máxima.

Hay que tener en cuenta que en este caso el ángulo viene predeterminado por el seleccionado para optimizar la cobertura de demanda energética para ACS, es decir, en estos cálculos los valores de radiación correspondientes a la inclinación de 50° se tomarán de la Tabla C-1 y la temperatura ambiente de la Tabla C-2, ambas en el Apéndice C.

La única diferencia radica entre este proceso y el realizado en la instalación FV radica en la temperatura de la célula, que para este caso será la temperatura media del colector en ST. Estos valores se obtienen en el método horario Duffie-Beckam realizado en el Cálculo E-1 que estudia la cobertura de la demanda de ACS. Por lo tanto la temperatura de la célula se regirá por la siguiente fórmula:

$$T_c = \frac{T_E - T_S}{2}$$

donde:

T_c	=	Temperatura de célula (°C)
T_E	=	Temperatura entrada colector (°C)
T_S	=	Temperatura salida colector (°C)

En la Tabla E-2 aparecen las temperaturas de entrada y salida del colector. Con éstas y aplicando la fórmula, se obtiene la temperatura de célula para cada hora del día medio de cada mes, recogida en la misma Tabla

Se aplica la fórmula que plantea el método simplificado y se obtiene la potencia máxima disponible del colector PVT, cuyos cálculos aparecen recogidos en la Tabla E-3 del Apéndice D.

$$P_m = P_n \frac{G}{G_{STC}} [1 - \gamma(T_c - 25)]$$

donde:

P_m	=	Potencia máxima generador PVT (Wh)
P_n	=	Potencia nominal generador PVT (Wh)
G	=	Irradiancia global incidente
G_{STC}	=	Irradiancia en condiciones estacionarias, 1000 W/m^2
γ	=	Coefficiente de variación con la temperatura de la potencia
T_c	=	Temperatura célula

		0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	Temp. salida (°C)	3,1	2,6	2,3	2,3	2,6	3,1	3,8	19,8	25,0	31,1	36,6	40,7	42,4	41,8	38,9	34,2	24,9	9,3	8,6	7,7	6,7	5,7	4,7	3,8
	Temp. entrada (°C)	3,1	2,6	2,3	2,3	2,6	3,1	3,8	19,8	22,2	25,2	28,4	31,3	33,4	34,6	34,4	32,8	24,9	9,3	8,6	7,7	6,7	5,7	4,7	3,8
	Temperatura célula (°C)	3,1	2,6	2,3	2,3	2,6	3,1	3,8	19,8	23,6	28,1	32,5	36,0	37,9	38,2	36,7	33,5	24,9	9,3	8,6	7,7	6,7	5,7	4,7	3,8
Febrero	Temp. salida (°C)	4,2	3,6	3,2	3,2	3,6	4,2	5,1	26,3	32,7	40,0	46,4	51,2	53,3	52,7	49,5	44,1	37,9	11,8	10,9	9,8	8,6	7,4	6,2	5,1
	Temp. entrada (°C)	4,2	3,6	3,2	3,2	3,6	4,2	5,1	25,5	28,2	31,9	35,8	39,3	41,9	43,4	43,4	41,8	37,9	11,8	10,9	9,8	8,6	7,4	6,2	5,1
	Temperatura célula (°C)	4,2	3,6	3,2	3,2	3,6	4,2	5,1	25,9	30,5	36,0	41,1	45,2	47,6	48,0	46,4	42,9	37,9	11,8	10,9	9,8	8,6	7,4	6,2	5,1
Marzo	Temp. salida (°C)	5,8	5,1	4,7	4,7	5,1	5,8	19,1	33,1	40,1	47,7	54,4	59,3	61,5	61,0	57,8	52,3	48,8	26,9	13,6	12,4	11,0	9,5	8,1	6,9
	Temp. entrada (°C)	5,8	5,1	4,7	4,7	5,1	5,8	19,1	31,6	34,5	38,5	42,4	46,1	48,9	50,7	50,9	49,3	48,8	26,9	13,6	12,4	11,0	9,5	8,1	6,9
	Temperatura célula (°C)	5,8	5,1	4,7	4,7	5,1	5,8	19,1	32,4	37,3	43,1	48,4	52,7	55,2	55,8	54,3	50,8	48,8	26,9	13,6	12,4	11,0	9,5	8,1	6,9
Abril	Temp. salida (°C)	8,4	7,6	7,2	7,2	7,6	9,2	28,9	38,2	45,1	52,6	59,1	63,7	65,9	65,6	62,7	57,6	57,0	36,7	17,0	14,9	13,5	12,1	10,7	9,4
	Temp. entrada (°C)	8,4	7,6	7,2	7,2	7,6	9,2	28,9	35,9	38,6	42,7	46,6	50,2	53,0	54,9	55,3	54,0	57,0	36,7	17,0	14,9	13,5	12,1	10,7	9,4
	Temperatura célula (°C)	8,4	7,6	7,2	7,2	7,6	9,2	28,9	37,1	41,8	47,6	52,8	57,0	59,4	60,3	59,0	55,8	57,0	36,7	17,0	14,9	13,5	12,1	10,7	9,4
Mayo	Temp. salida (°C)	11,9	11,1	10,7	10,7	11,1	18,3	37,2	42,8	50,1	57,3	63,3	67,8	69,9	69,8	67,3	62,5	56,2	45,9	27,0	19,2	17,6	16,0	14,4	13,0
	Temp. entrada (°C)	11,9	11,1	10,7	10,7	11,1	18,3	37,2	39,8	43,2	47,0	50,6	54,0	56,7	58,8	59,5	58,4	55,9	45,9	27,0	19,2	17,6	16,0	14,4	13,0
	Temperatura célula (°C)	11,9	11,1	10,7	10,7	11,1	18,3	37,2	41,3	46,7	52,1	57,0	60,9	63,3	64,3	63,4	60,5	56,1	45,9	27,0	19,2	17,6	16,0	14,4	13,0
Junio	Temp. salida (°C)	15,9	15,0	14,6	14,6	15,0	23,8	43,6	47,7	55,3	62,6	68,8	73,2	75,5	75,4	72,9	68,0	61,6	52,8	33,0	23,6	21,9	20,2	18,5	17,1
	Temp. entrada (°C)	15,9	15,0	14,6	14,6	15,0	23,8	43,6	44,3	47,9	51,7	55,3	58,7	61,5	63,7	64,5	63,5	61,0	52,8	33,0	23,6	21,9	20,2	18,5	17,1
	Temperatura célula (°C)	15,9	15,0	14,6	14,6	15,0	23,8	43,6	46,0	51,6	57,2	62,0	66,0	69,5	69,6	66,7	65,0	61,3	52,8	33,0	23,6	21,9	20,2	18,5	17,1
Julio	Temp. salida (°C)	18,7	17,8	17,4	17,4	17,8	25,1	46,4	54,7	62,1	69,9	76,4	81,0	83,3	83,0	80,0	74,4	77,4	56,3	34,9	27,0	25,2	23,4	21,6	20,0
	Temp. entrada (°C)	18,7	17,8	17,4	17,4	17,8	25,1	46,4	52,4	55,2	59,0	62,7	66,2	69,1	71,2	71,8	70,4	77,4	56,3	34,9	27,0	25,2	23,4	21,6	20,0
	Temperatura célula (°C)	18,7	17,8	17,4	17,4	17,8	25,1	46,4	53,6	58,6	64,5	69,5	73,6	76,2	77,1	75,9	72,4	77,4	56,3	34,9	27,0	25,2	23,4	21,6	20,0
Agosto	Temp. salida (°C)	18,6	17,7	17,3	17,3	17,7	21,5	43,2	55,6	63,5	71,5	78,2	83,1	85,2	84,6	81,0	74,9	74,9	52,5	30,8	26,3	24,7	22,9	21,3	19,8
	Temp. entrada (°C)	18,6	17,7	17,3	17,3	17,7	21,5	43,2	54,4	57,5	61,3	65,1	68,6	71,4	73,3	73,5	71,7	74,9	52,5	30,8	26,3	24,7	22,9	21,3	19,8
	Temperatura célula (°C)	18,6	17,7	17,3	17,3	17,7	21,5	43,2	55,0	60,5	66,4	71,7	75,8	78,3	79,0	77,3	73,3	74,9	52,5	30,8	26,3	24,7	22,9	21,3	19,8
Septiembre	Temp. salida (°C)	15,7	14,9	14,5	14,5	14,9	15,7	33,5	42,9	50,3	58,4	65,5	70,6	72,9	72,6	69,4	63,8	64,6	42,3	24,5	23,0	21,5	19,8	18,3	16,8
	Temp. entrada (°C)	15,7	14,9	14,5	14,5	14,9	15,7	33,5	40,5	43,4	47,7	51,8	55,8	58,8	60,9	61,4	59,9	64,6	42,3	24,5	23,0	21,5	19,8	18,3	16,8
	Temperatura célula (°C)	15,7	14,9	14,5	14,5	14,9	15,7	33,5	41,7	46,8	53,0	58,6	63,2	65,9	66,7	65,4	61,9	64,6	42,3	24,5	23,0	21,5	19,8	18,3	16,8
Octubre	Temp. salida (°C)	11,1	10,4	10,0	10,0	10,4	11,1	20,1	35,2	42,2	50,1	57,0	62,0	64,2	63,6	60,3	54,6	51,1	27,7	18,7	17,5	16,1	14,7	13,3	12,1
	Temp. entrada (°C)	11,1	10,4	10,0	10,0	10,4	11,1	20,1	33,9	36,7	40,8	44,9	48,6	51,4	53,2	53,4	51,7	51,1	27,7	18,7	17,5	16,1	14,7	13,3	12,1
	Temperatura célula (°C)	11,1	10,4	10,0	10,0	10,4	11,1	20,1	34,5	39,5	45,4	50,9	55,3	57,8	58,4	56,8	53,1	51,1	27,7	18,7	17,5	16,1	14,7	13,3	12,1
Noviembre	Temp. salida (°C)	6,4	5,8	5,5	5,5	5,8	6,4	7,2	25,4	31,5	38,3	44,5	49,0	51,0	50,3	47,1	41,9	34,3	13,1	12,3	11,4	10,3	9,2	8,1	7,2
	Temp. entrada (°C)	6,4	5,8	5,5	5,5	5,8	6,4	7,2	25,2	27,7	31,2	34,8	38,1	40,5	41,9	41,8	40,0	34,3	13,1	12,3	11,4	10,3	9,2	8,1	7,2
	Temperatura célula (°C)	6,4	5,8	5,5	5,5	5,8	6,4	7,2	25,3	29,6	34,8	39,7	43,6	45,8	46,1	44,4	41,0	34,3	13,1	12,3	11,4	10,3	9,2	8,1	7,2
Diciembre	Temp. salida (°C)	3,0	2,5	2,2	2,2	2,5	3,0	3,7	14,9	21,3	26,0	31,1	34,8	36,5	36,0	33,4	29,3	19,9	9,0	8,3	7,5	6,5	5,5	4,5	3,7
	Temp. entrada (°C)	3,0	2,5	2,2	2,2	2,5	3,0	3,7	14,9	19,1	21,0	24,0	26,7	28,6	29,7	29,5	28,1	19,9	9,0	8,3	7,5	6,5	5,5	4,5	3,7
	Temperatura célula (°C)	3,0	2,5	2,2	2,2	2,5	3,0	3,7	14,9	20,2	23,5	27,5	30,8	32,6	32,8	31,5	28,7	19,9	9,0	8,3	7,5	6,5	5,5	4,5	3,7

Tabla E-2. Temperatura entrada y salida del colector, en °C. Temperatura de célula, en °C.

Potencia máxima disponible, Pm (Wh)	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5	6,5	7,5	8,5	9,5	10,5	11,5	12,5	13,5	14,5	15,5	16,5	17,5	18,5	19,5	20,5	21,5	22,5	23,5
Enero	0	0	0	0	0	0	0	20,9	61,6	90,0	107,5	114,8	112,4	101,0	80,2	50,2	3,8	0	0	0	0	0	0	0
Febrero	0	0	0	0	0	0	0	37,5	72,4	98,1	113,9	120,1	117,7	106,8	87,6	60,5	26,5	0	0	0	0	0	0	0
Marzo	0	0	0	0	0	0	19,4	56,5	91,8	118,2	134,0	140,2	137,2	125,8	105,9	78,1	43,3	10,2	0	0	0	0	0	0
Abril	0	0	0	0	0	0	28,3	59,8	88,4	109,4	121,9	126,5	124,1	114,6	98,5	76,2	46,8	20,1	0,0	0	0	0	0	0
Mayo	0	0	0	0	0	14,6	32,5	62,9	89,9	109,8	121,7	126,3	123,7	114,5	99,0	77,7	51,4	24,0	10,7	0	0	0	0	0
Junio	0	0	0	0	0	17,1	32,5	63,1	90,1	110,2	122,5	126,9	124,3	114,9	99,0	77,6	51,2	24,1	13,4	4,6	0	0	0	0
Julio	0	0	0	0	0	14,9	30,9	61,9	90,3	111,4	124,4	129,1	126,4	116,4	99,9	77,4	47,4	22,4	11,5	0,0	0	0	0	0
Agosto	0	0	0	0	0	8,8	28,1	59,4	89,5	112,0	126,0	131,1	128,2	117,8	100,5	76,6	45,8	19,7	5,1	0	0	0	0	0
Septiembre	0	0	0	0	0	0	21,3	58,4	94,8	122,2	139,4	145,7	142,2	129,6	108,5	79,6	43,2	12,9	0	0	0	0	0	0
Octubre	0	0	0	0	0	0	0	43,7	80,6	108,4	125,6	132,3	129,2	117,1	96,1	67,1	31,3	0,0	0	0	0	0	0	0
Noviembre	0	0	0	0	0	0	0	24,5	63,0	91,1	108,4	115,3	113,0	101,3	80,9	51,4	13,8	0	0	0	0	0	0	0
Diciembre	0	0	0	0	0	0	0	0	54,4	82,8	100,2	107,4	105,4	94,2	74,0	43,9	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla E-3. Potencia máxima disponible para 50° de inclinación, en Wh.

La Tabla E-4 resume los cálculos realizados, donde se aprecia la potencia diaria, mensual y anual aportada por los 30 paneles PVT.

	Total día (Wh/día)	Total mes(Wh/mes)
Enero	742,36	23013,13
Febrero	841,11	23551,09
Marzo	1060,65	32880,12
Abril	1014,69	30440,57
Mayo	1058,65	32818,03
Junio	1071,55	32146,46
Julio	1064,32	32993,90
Agosto	1048,57	32505,59
Septiembre	1097,67	32930,20
Octubre	931,52	28877,05
Noviembre	762,64	22879,16
Diciembre	662,29	20530,99
	TOTAL AÑO(kWh/año)	345,57
	Para 30 paneles PVT	10366,99

Tabla E-4. Potencia máxima extra diaria, mensual y anual con FV.

Cálculo E-3. Disposición de instalación híbrida (PVT) y fotovoltaica (FV).

Decidido el panel PVT a utilizar, ECOMESH, y la configuración de éstos, 50°, toca analizar como distribuirlos el área del caso de estudio tratado. Éste área es la misma que para el estudio que combinaba ST y FV, es decir, un cuadrado de 30 metros de lado.

En primera instancia, se calcula la distancia que debe haber entre hileras de paneles, de tal forma que evitemos las pérdidas por sombras que puedan aparecer.

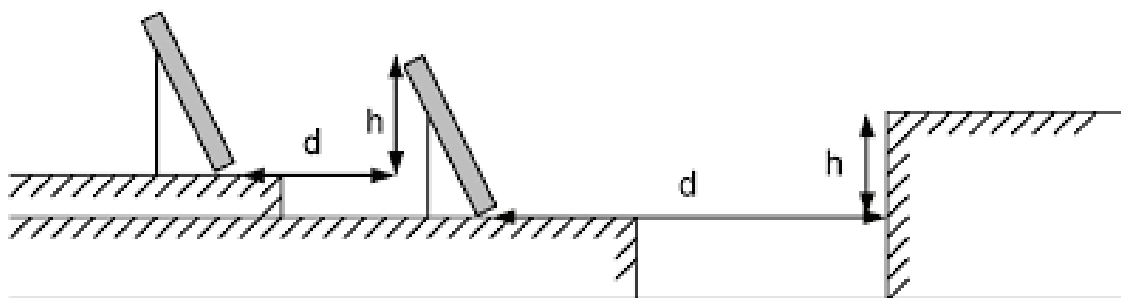


Ilustración E-1. Distancia entre filas de colectores. (CTE HE-4,2013)

Como en los apartados anteriormente realizados que trataban de la disposición, la separación entre hileras de generadores, híbridos en este caso, es el primer paso y seguirá la siguiente fórmula:

$$d_{PVT} = \frac{h_{PVT}}{\operatorname{tg}(61 - \gamma)}$$

donde:

d_{PVT}	=	Distancia entre filas
h_{PVT}	=	Altura proyectada
γ	=	Latitud de la localización

Falta por obtener la altura proyectada, h_{PVT} , para lo que se utilizan las leyes básicas de trigonometría:

$$h_{PVT} = a_{PVT} \cdot \operatorname{sen} \beta_{PVT}$$

donde:

h_{PVT}	=	Altura proyectada de la placa
a_{PVT}	=	Altura original de la placa
β_{PVT}	=	Ángulo de inclinación

Recapitulando ambas fórmulas, el proceso seguirá el siguiente curso:

$$h_{PVT} = 1,653 \cdot \operatorname{sen} 50 = 1,27 \text{ m}$$

$$d_{PVT} = \frac{1,27}{\operatorname{tg}(61 - 41)} = 3,57 \text{ m} \rightarrow d_{PVT} = 3,6 \text{ m}$$

La disposición final de los 30 paneles se hará dividiendo en dos hileras de 15 paneles cada una. En este caso, la distancia entre paneles se recomienda que sea algo mayor por conllevar una instalación más compleja, siendo de 21 cm la seleccionada.

$$l_{PVT} = 0,998 \cdot 15 + 0,21 \cdot 14 = 17,91 \text{ m} \rightarrow l_{PVT} \approx 18 \text{ m}$$

Sin embargo el lugar que ocuparán en el área se estudiará a la par que los paneles adicionales de FV, con el fin de encontrar la mejor manera de distribuirlos. Para ello se recuperan los datos de distancias para la instalación de paneles ATERSA A-240P SOL obtenidos en el Apéndice D sección Cálculo D-3. Conviene recordar que la inclinación óptima de estos paneles cambia con respecto a los PVT, siendo 35°.

$$h_{FV} = 0,97 \text{ m} \quad d_{FV} = 2,67 \text{ m}$$

Tras un estudio con el fin de maximizar el número de paneles adicionales ATERSA A-240P en combinación con los paneles ECOMESH, se decide realizar una disposición tal y como muestra la Ilustración E-2 que constará de 69 colectores con una inclinación de 35°. Esta disposición esta formada por 3 tramos de 12 paneles, dos de ellos en una misma hilera y el otro tramo en la última hilera, donde no hay mas espacio por instalaciones ya hechas en el tejado; 2 tramos de 8 paneles que acompañan a los PVT en dos hileras; y una hilera de 17 paneles situada en la posición más adelantada. Las longitudes de estos tramos quedarán:

$$l_{FV}(12 \text{ paneles}) = 1,016 \cdot 12 + 0,021 \cdot 11 = 12,423 \text{ m} \rightarrow l_{FV} \approx 12,5 \text{ m}$$

$$l_{FV}(8 \text{ paneles}) = 1,016 \cdot 8 + 0,021 \cdot 7 = 8,275 \text{ m} \rightarrow l_{FV} \approx 8,3 \text{ m}$$

$$l_{FV}(17 \text{ paneles}) = 1,016 \cdot 17 + 0,021 \cdot 16 = 18,645 \text{ m} \rightarrow l_{FV} \approx 17,6 \text{ m}$$

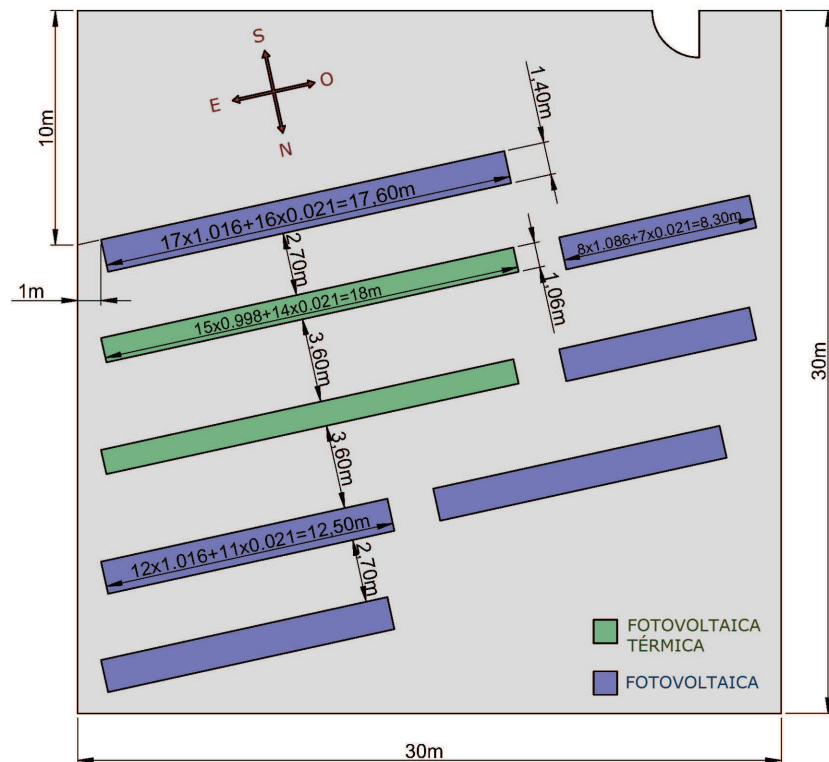


Ilustración E-2. Distribución instalación 30 paneles PVT y 69 paneles FV. (SOLIDWORKS)

Volviendo a aplicar el método simplificado de estimación de producción eléctrica, y teniendo en cuenta que estos 69 paneles son FV, el proceso seguirá la metodología ya explicada en el apartado Cálculo D-2 del Apéndice D y los mismos datos de temperatura de célula y radiación para inclinación de 35°. Los resultados obtenidos se plasman en la Tabla E-5.

	Total día (Wh/día)	Total mes(Wh/mes)
Enero	720,15	22324,66
Febrero	866,93	24274,00
Marzo	1143,42	35445,90
Abril	1176,00	35280,02
Mayo	1264,90	39211,92
Junio	1303,80	39113,91
Julio	1323,98	41043,41
Agosto	1274,22	39500,90
Septiembre	1185,07	35551,98
Octubre	990,23	30697,15
Noviembre	756,65	22699,49
Diciembre	641,83	19896,60
TOTAL AÑO(kWh/año)		385,04
Para 69 paneles FV		26567,76

Tabla E-5. Potencia máxima extra diaria, mensual y anual con FV.

Recuperando del apartado Cálculo D-2 del Apéndice D el consumo medio mensual por hogar en España, 7544 kWh por hogar, y el reparto de uso de energía también detallado en la misma sección, se procede a calcular el porcentaje de demanda eléctrica cubierta.

Importante el resaltar que el rendimiento térmico de la instalación PVT de 74,7%, por lo tanto hay que determinar el porcentaje de ACS cubierto respecto del total de kilovatios hora consumidos, ya que no se alcanzará el 7,5% que estipula el reparto anteriormente mencionado.

$$\% \text{ Energía Eléctrica ACS satisfecho por PVT} = 0,747 \cdot 7,5\% = 5,603\%$$

$$\text{Energía consumida} = 7544 \text{ kWh/piso} \cdot (100\% - 5,603\%) = 7121,4 \text{ kWh/piso}$$

El consumo anual para el conjunto de viviendas y el porcentaje de ahorro total gracias a la instalación fotovoltaica serán:

$$\text{Energía consumida (36 pisos)} = 7121,4 \text{ kWh/piso} \cdot 36 \text{ pisos} = 256370 \text{ kWh}$$

$$\text{Energía eléctrica aportada total} = 10366,99 + 26567,76 = 36934,8 \text{ kWh}_e$$

$$\% \text{ Demanda eléctrica cubierta} = \frac{36934,8}{256370} \times 100 = 14,41\%$$

Apéndice F. Estudio eficiencia energética.

Cálculo F-1. Energía aportada por metro cuadrado de superficie, kWh/m²

Para realizar una comparativa más significativa calculamos los kilovatios hora anuales que cada instalación nos reporta. Para ello recuperamos los datos de ahorros energéticos térmicos y eléctricos de cada parte de la instalación. También serán necesarias las áreas total de cada una de estas partes que componen ambas instalaciones.

Para la **instalación ST y FV** recuperamos los datos necesarios y se plantea el proceso para obtener los kWh/m².

$$\begin{array}{l} \text{Energía aportada por ST} = 33238,7 \text{ kWh} \\ \text{Energía aportada por FV} = 27722,88 \text{ kWh} \end{array} \quad \left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{Energía aportada por ST} = 33238,7 \text{ kWh} \\ \text{Energía aportada por FV} = 27722,88 \text{ kWh} \end{array}} \right\} \text{Energía aportada ST+FV} = 60961,6 \text{ kWh}$$

$$\begin{array}{l} \text{Área ST} = 2,324 \text{ m}^2/\text{panel} \cdot 14 \text{ paneles} = 32,536 \text{ m}^2 \\ \text{Área FV} = 1,72 \text{ m}^2/\text{panel} \cdot 72 \text{ paneles} = 123,84 \text{ m}^2 \end{array} \quad \left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{Área ST} = 2,324 \text{ m}^2/\text{panel} \cdot 14 \text{ paneles} = 32,536 \text{ m}^2 \\ \text{Área FV} = 1,72 \text{ m}^2/\text{panel} \cdot 72 \text{ paneles} = 123,84 \text{ m}^2 \end{array}} \right\} \text{Área total} = 156,38 \text{ m}^2$$

$$\text{Potencia por unidad de superficie ST + FV} = \frac{60961,6 \text{ kWh}}{156,38 \text{ m}^2} = 389,8 \text{ kWh/m}^2$$

Nuevamente para la **instalación PVT y FV** recuperamos los datos necesarios y se plantea el proceso para obtener los kWh/m². Recordar que para la energía PVT sumamos los kilovatios hora térmicos y los eléctricos producidos, ya que el dato final que buscamos son kilovatios hora totales por unidad de superficie.

$$\begin{array}{l} \text{Energía aportada por PVT} = 44756,7 \text{ kWh} \\ \text{Energía aportada por FV} = 26567,76 \text{ kWh} \end{array} \quad \left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{Energía aportada por PVT} = 44756,7 \text{ kWh} \\ \text{Energía aportada por FV} = 26567,76 \text{ kWh} \end{array}} \right\} \text{Energía aportada PVT+FV} = 71324,5 \text{ kWh}$$

$$\begin{array}{l} \text{Área PVT} = 1,63 \text{ m}^2/\text{panel} \cdot 30 \text{ paneles} = 48,9 \text{ m}^2 \\ \text{Área FV} = 1,72 \text{ m}^2/\text{panel} \cdot 72 \text{ paneles} = 118,68 \text{ m}^2 \end{array} \quad \left. \vphantom{\begin{array}{l} \text{Área PVT} = 1,63 \text{ m}^2/\text{panel} \cdot 30 \text{ paneles} = 48,9 \text{ m}^2 \\ \text{Área FV} = 1,72 \text{ m}^2/\text{panel} \cdot 72 \text{ paneles} = 118,68 \text{ m}^2 \end{array}} \right\} \text{Área total} = 167,58 \text{ m}^2$$

$$\text{Potencia por unidad de superficie PVT + FV} = \frac{71324,5 \text{ kWh}}{167,58 \text{ m}^2} = 425,7 \text{ kWh/m}^2$$

Apéndice G. Estudio impacto ambiental.

La Ilustración G-1 recoge los factores de equivalencia entre kilovatios hora (térmicos y eléctricos) y gramos de dióxido de carbono emitidos. Dependiendo del combustible o tipo de electricidad que se utilice éstos variarán. También podemos comprobar como las instalaciones solares térmicas y las de solar fotovoltaica no contaminan en absoluto. (IDAE,2014)

Factores de emisión de CO₂*

Energía térmica	Emisiones
Gas natural	204 gr CO ₂ /kWh _t
Gasóleo-C	287 gr CO ₂ /kWh _t
GLP	244 gr CO ₂ /kWh _t
Carbón uso doméstico	347 gr CO ₂ /kWh _t
Biomasa	neutro
Biocarburantes	neutro
Solar térmica baja temperatura	0

Electricidad	Emisiones
Electricidad convencional peninsular	649 gr CO ₂ /kWh _e
Electricidad convencional extra-peninsular (Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla)	981 gr CO ₂ /kWh _e
Solar Fotovoltaica	0
Electricidad convencional en horas valle nocturnas (oh-8h), para sistemas de acumulación eléctrica peninsular	517 gr CO ₂ /kWh _e
Electricidad convencional en horas valle nocturnas (oh-8h), para sistemas de acumulación eléctrica extra-peninsular	981 gr CO ₂ /kWh _e

Ilustración G-1. Kilogramos de CO₂ producidos por kilovatio hora térmico y eléctrico consumido. (IDAE,2014)

Cálculo G-1. Impacto ambiental Instalación Solar Térmica y Fotovoltaica (ST+FV)

Primero se estudiará el caso de ST+FV, recuperando de la Tabla 2-3. y de la Tabla 3-2. los ahorros energéticos procedentes de los 14 paneles Vitosol 300-F SV3A (ST) y los 72 paneles ATERSA A-240P SOL (FV), respectivamente. A partir de estos datos y utilizando el factor de conversión que nos proporcionaba el IDAE, calcularemos el impacto que se evita con esta instalación, tanto el total como el que ahorra cada metro cuadrado de instalación. Se subdividirá el proceso en dos fases, por un lado la ST y por otro lado la FV.

Solar térmica(ST)

- Gas natural $\rightarrow 204 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_T$
- Ahorros energéticos en ST $\rightarrow 33238,7 \text{ kWh}_T/\text{año}$
- Área total ST $\rightarrow 32,536 \text{ m}^2$

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} \rightarrow 33238,7 \text{ kWh}_T/\text{año} \cdot 204 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_T = 6780,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Relación kg CO}_2/\text{m}^2 \rightarrow \frac{6780,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}}{32,536 \text{ m}^2} = 208,4 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$$

Fotovoltaica(FV)

- Electricidad convencional peninsular $\rightarrow 694 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e$
- Ahorros energéticos en FV $\rightarrow 27722,8 \text{ kWh}_e/\text{año}$
- Área total FV $\rightarrow 123,84 \text{ m}^2$

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} \rightarrow 27722,88 \text{ kWh}_e/\text{año} \cdot 694 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e = 17992,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Relación kg CO}_2/\text{m}^2 \rightarrow \frac{17992,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}}{123,84 \text{ m}^2} = 143,67 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$$

Cálculo G-2. Impacto ambiental Instalación Fotovoltaico-térmica y Fotovoltaica (PVT+FV)

Para la instalación formada por 30 paneles ECOMESH y 69 paneles adicionales ATERSA A-240P SOL, recopilamos los datos correspondientes a los ahorros energéticos de las Tablas 4-1, 4-2 y 4.3. También recuperamos los datos de áreas totales de cada parte de la instalación para poder sacar la relación de kilogramos de CO₂ por metro cuadrado de instalación.

Fotovoltaico-Térmica (PVT)

– Gas natural $\rightarrow 204 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_T$

– Ahorros energéticos en PVT $\rightarrow 34389,7 \text{ kWh}_T/\text{año}$

– Área total ST $\rightarrow 48,9 \text{ m}^2$

Ahorros producción de CO₂ anual $\rightarrow 34389,7 \text{ kWh}_T/\text{año} \cdot 204 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_T = 7015,5 \text{ kg CO}_2/\text{año}$

Relación $\text{kg CO}_2/\text{m}^2 \rightarrow \frac{7015,5 \text{ kg CO}_2/\text{año}}{48,9 \text{ m}^2} = 143,46 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$

– Electricidad convencional peninsular $\rightarrow 694 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e$

– Ahorros energéticos en FV $\rightarrow 10367 \text{ kWh}_e/\text{año}$

– Área total FV $\rightarrow 48,9 \text{ m}^2$

Ahorros producción de CO₂ anual $\rightarrow 10367 \text{ kWh}_e/\text{año} \cdot 694 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e = 6728,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}$

Relación $\text{kg CO}_2/\text{m}^2 \rightarrow \frac{6728,2 \text{ kg CO}_2/\text{año}}{48,9 \text{ m}^2} = 137,6 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$

Fotovoltaica adicional (FV)

- Electricidad convencional peninsular $\rightarrow 694 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e$
- Ahorros energéticos en FV $\rightarrow 26567,8 \text{ kWh}_e/\text{año}$
- Área total FV $\rightarrow 118,68 \text{ m}^2$

$$\text{Ahorros producción de CO}_2 \text{ anual} \rightarrow 26567,8 \text{ kWh}_e/\text{año} \cdot 694 \text{ g CO}_2/\text{kWh}_e = 17242,5 \text{ kg CO}_2/\text{año}$$

$$\text{Relación } \text{kg CO}_2/\text{m}^2 \rightarrow \frac{17242,5 \text{ kg CO}_2/\text{año}}{118,68 \text{ m}^2} = 145,3 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2 \text{ anuales}$$

Apéndice H. Estudio balance económico.

Cálculo H-1. Coste total para ambas instalaciones.

El precio correspondiente al panel ST seleccionado Vitosol 300-F SV3A es de 1067 euros (VISSEMANN); el panel FV ATERSA A-240P SOL, que se usará en ambas propuestas como se ha venido comentando a lo largo del proyecto, tiene un precio de 295 euros (ATERSA); y por último el panel híbrido con un precio de 900 euros.

Para una instalación solar térmica, el desglose de los costes determina que tan solo un 20% del total es el correspondiente a los captadores solares, tal y como indica la Ilustración 5-1.

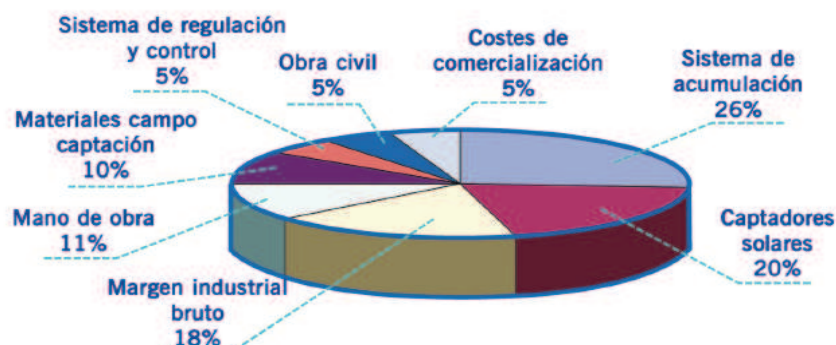


Ilustración H-1. Reparto de costes instalación ST. (DEJO ORICAIN,2014).

La propuesta constaba de 14 paneles Vitosol 300-F SV3A que supondrán un total de 14938 €. Si esto es únicamente el 20% de la instalación se puede obtener que el coste total de ésta será de 74690 €.

Se hace lo propio con la instalación fotovoltaica. Estos paneles FV se utilizaban en ambas propuestas, combinados con ST y PVT. El número de paneles era distinto, siendo de 72 paneles los que acompañaban a los colectores ST y 69 a los PVT. En este caso el reparto de costes para la instalación FV es distinto y sigue los porcentajes que se aprecian en la Ilustración 5-2.

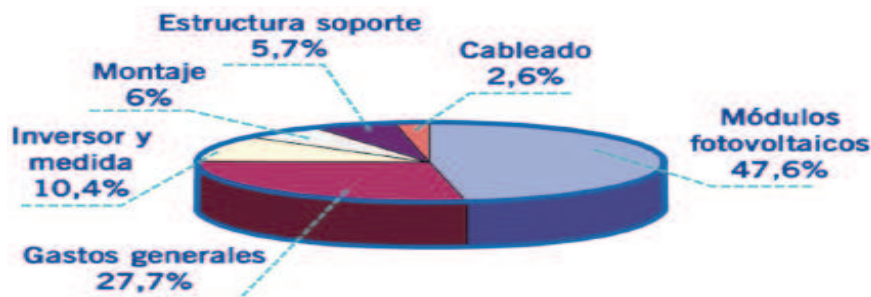


Ilustración H-2. Reparto de costes instalación FV. (DEJO ORICAIN,2014).

Para los 72 paneles FV que acompañan a la instalación ST, el desembolso en los colectores fotovoltaicos será de 21240 euros, lo que según la Ilustración 5-2 supone el 47,6% del total. De esta forma el total será de 44622 euros. Como resumen acerca de los costes de cada parte de la instalación se plantea la Tabla H-1 donde también se recoge el total de la combinación de ST con FV, que será de 119312 €.

	Precio panel [€/panel]	Precio total paneles [€]	Precio total instalación
ST → 14 paneles Vitosol 300-F SV3A	1067	14938	74690
FV → 72 paneles ATERSA A-240P SOL	295	21240	44622
			Precio Final = 119312 €

Tabla H-1. Coste ST, FV y total de la instalación ST+FV.

En el caso de la instalación PVT+FV, la parte adicional de paneles fotovoltaicos está compuesta por 69 colectores, cuyo coste será de 20355 euros. Nuevamente se calcula el total de la instalación FV, 42763 euros.

Los paneles ECOMESH tienen un precio de 900 euros. Al estar formada esta parte de la instalación por 30 paneles, el coste de los colectores será de 27000 euros. El porcentaje de los paneles con respecto al coste total de la instalación supone un 50% del total de la instalación, dato consultado con la empresa que fabrica el panel ECOMESH, Endef Engineering. Extrapolando, se logra determinar que el desembolso total para la instalación será de 54000 euros.

La Tabla H-2 plasma los costes de cada parte, PVT y FV, y además el coste total de la instalación PVT+FV será de 96763€.

	Precio panel [€/panel]	Precio total paneles [€]	Precio total instalación
PVT → 30 paneles ECOMESH	900	27000	54000
FV → 69 paneles ATERSA A-240P SOL	295	20355	42763
			Precio Final = 96763 €

Tabla H-2. Coste PVT, FV y total de la instalación PVT+FV.

La diferencia de coste entre ambas instalaciones es considerable, en concreto 22549 euros, siendo la combinación PVT+FV la más barata de las dos.

Cálculo H-2. Gastos evitados en consumo combustible y electricidad.

También es importante analizar los ahorros en consumo de combustible y electricidad que nos reporta cada instalación.

Se comienza estudiando la **instalación PVT+FV**, para ello se recupera en primer lugar los kilovatios hora térmicos y eléctricos ahorrados gracias los colectores.

– Ahorros energéticos en PVT $\rightarrow 34389,7 \text{ kWh}_T/\text{año}$

– Ahorros energéticos en FV $\rightarrow 36934,8 \text{ kWh}_e/\text{año}$

Para el caso de estudio, la compañía que suministra combustible y electricidad es Gas Natural FENOSA, cuyas tarifas aparecen detalladas en las Ilustraciones H-3 y H-4 respectivamente.

Para poder ver que tarifa se ajusta al caso de estudio se requiere calcular el consumo medio de cada uno de los 36 hogares. Para ello es necesario recordar la energía total demandada para el ACS, que son 46036,1 kWh térmicos.

$$\text{Consumo medio, kWh}_T = \frac{46036,1 \text{ kWh}_T}{36 \text{ hogares}} = 1278,8 \text{ kWh}_T \text{ por hogar}$$

Tarifas Óptimas Gas		
Tarifa 3.1 Gas Básica	<5.000 kWh/año Consumo bajo (cocina y agua caliente)	Término fijo: 4,36 €/mes Término variable: 0,05374623 €/kWh
Tarifa 3.2 Gas Óptima	<15.500 kWh/año Consumo medio (cocina, agua caliente y calefacción)	Término fijo: 8,84 €/mes Término variable: 0,04687223 €/kWh
Tarifa 3.2 Gas Familia	>=15.500 kWh/año Consumo medio-alto (cocina, agua caliente y calefacción en casas de gran tamaño)	Término fijo: 10,70 €/mes Término variable: 0,0449973408 €/kWh
Tarifa 3.3	50.000 a 100.000 kWh/año Consumo alto	Término fijo: 51,51 €/mes Término variable: 0,043909 €/kWh
Tarifa 3.4	>100.000 a <=1GWh/año Consumo muy alto	Término fijo: 76,92 €/mes Término variable: 0,041100 €/kWh

Ilustración H-3. Tarifas de gas. (GAS NATURAL FENOSA)

Seleccionada la tarifa básica que será necesaria por vivienda, se determina que el kilovatio hora tiene un precio de 0,05374623 €.

Por lo que el ahorro económico que supone la instalación PVT+FV en cuanto al consumo de gas será:

$$\text{Ahorro económico, €} = 34389,7 \text{ kWh}_T \cdot 0,05374623 \text{ €/kWh}_T = 1839 \text{ €}$$

Expresado de otra forma, se tendrá que pagar:

$$\text{Coste energía térmica, €} = (46036,1 - 34389,7) \text{ kWh}_T \cdot 0,05374623 \text{ €/kWh}_T = 626 \text{ €}$$

Mismo proceso para la energía eléctrica. Sin embargo aquí las tarifas se distinguen entre día y noche. Por lo que tarifa corresponde a la diurna, tal y como se indica en la Ilustración 5-4.

Tarifas Óptimas Luz		
Tarifa 2.0A Óptima Luz	Para un consumo estándar de energía	Término de potencia: 3,5577855 €/kW y mes Término de energía: 0,1452 €/kWh
Tarifa 2.0DHA Óptima Nocturna Luz	Para un consumo de energía con discriminación horaria	Término de potencia: 3,5577855 €/kW y mes Término de energía: Punta: 0,167556 €/kWh Valle: 0,086437 €/kWh

Ilustración H-4. Tarifas de luz. (GAS NATURAL FENOSA)

Con el dato del ahorro energético que suponían los 30 paneles ECOMESH y los 69 paneles ATERSA A-240P SOL, 36934,8 kWh, se calcula el ahorro económico que supone la instalación PVT+FV en cuanto al consumo de luz:

$$\text{Ahorro económico, €} = 36934,8 \text{ kWh}_e \cdot 0,1452 \text{ €/kWh}_e = 5363 \text{ €}$$

Expresado de otra forma, se tendrá que pagar:

$$\text{Coste energía eléctrica, €} = (256370 - 36934) \text{ kWh}_e \cdot 0,1452 \text{ €/kWh}_e = 31862 \text{ €}$$

Mismos cálculos se aplican a la **instalación ST+FV**. En primer lugar se recopilan los datos de los ahorros energéticos, térmicos y eléctricos, que logramos gracias a los colectores.

$$- \text{Ahorros energéticos en STT} \rightarrow 33238,7 \text{ kWh}_T/\text{año}$$

$$- \text{Ahorros energéticos en FV} \rightarrow 27722,9 \text{ kWh}_e/\text{año}$$

La tarifas que impone Gas Natural Fenosa serán las mismas que las que se han seleccionado para el caso PVT+FV, es decir, de 0,05374623 € por kilovatio hora térmico requerido y de 0,1452 € por kilovatio hora eléctrico.

El ahorro económico que suponen la instalación de 14 paneles Vitosol 300-F SV3A en cuanto al consumo de gas será:

$$\text{Ahorro económico, €} = 33238,7 \text{ kWh}_T \cdot 0,05374623 \text{ €/kWh}_T = 1786 \text{ €}$$

Expresado de otra forma, se tendrá que pagar:

$$\text{Coste energía térmica, €} = (46036,1 - 33238,7) \text{ kWh}_T \cdot 0,05374623 \text{ €/kWh}_T = 688 \text{ €}$$

Con el dato del ahorro energético que suponían los 72 paneles ATERSA A-240P SOL, 27722,9 kWh, se calcula el ahorro económico que supone la instalación PVT+FV en cuanto al consumo de luz:

$$\text{Ahorro económico, €} = 27722,9 \text{ kWh}_e \cdot 0,1452 \text{ €/kWh}_e = 4026 \text{ €}$$

Expresado de otra forma, se tendrá que pagar:

$$\text{Coste energía eléctrica, €} = (256878 - 27722,9) \text{ kWh}_e \cdot 0,1452 \text{ €/kWh}_e = 33273 \text{ €}$$

Cálculo H-3. Viabilidad económica del proyecto.

Una vez determinados el coste total de la instalación y los ahorros económicos gracias a los colectores, es necesario realizar un análisis de viabilidad. Dado que en todas las comparativas la instalación PVT+FV es más recomendable, se deduce que interesa saber si esta instalación es rentable. Para poder determinar si la instalación PVT+FV es viable económicamente, se recopila la inversión inicial, energía térmica y eléctrica, y las tarifas del Gas Natural y electricidad convencional, calculados y usados a lo largo del Apéndice H.

- *Inversión inicial* = 96763€
- *Energía térmica total* = 34389,7 kWh_T
- *Precio Gas Natural* = 0,05374623 €/kWh_T
- *Energía eléctrica total* = 34389,7 kWh_T
- *Precio electricidad convencional península* = 0,1452 €/kWh_e

La Tabla H-3 engloba, además de los datos anteriores, el porcentaje otros parámetros que son esenciales para realizar el estudio. La inversión inicial requerida, los costes de explotación, el préstamo solicitado y el tipo de interés que lo rige, los intereses del mercado y el impuesto de sociedades. Estos valores son fundamentales para el cálculo del flujo de caja, Pay-back, Valor Actualizado Neto(VAN) y la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR).

Coste kWh térmico, €/kWh	0,05374623	
Coste kWh fotovoltaico, €/kWh	0,1452	
Ahorro energía térmica, kWh	34389,7	
Ahorro energía fotovoltaica, kWh	36934,8	
Inversión inicial	96763	
Costes de explotación, % de la inversión	1%	
Recursos Propios, % y €	50%	48381,50
Préstamo Solicitado, % y €	50%	48381,50
Años Financiación Préstamo	20	
Interes Préstamo	6%	

TablaH-3. Resumen datos necesarios para análisis viabilidad.

Para cada uno de los 20 años de vida útil que se estiman a la instalación, se irá calculando el flujo de cajas . En este proceso entran todos los datos que aparecen en la Tabla H-3. Con la metodología explicada a continuación se busca poder seguir perfectamente la secuencia que posteriormente se realizará para cada año en la Tabla H-4. y que determinará si es rentable la instalación PVT+FV. (DEJO ORICAIN,2014)

Es importante ir observando año a año la cantidad de inversión inicial pendiente de amortizar, en euros, y también realizar un seguimiento del dinero aun pendiente por pagar del préstamo solicitado a 20 años. La Tabla H-5 plasma estos datos. Se aprecia como a los 20 años de vida de la instalación se ha amortizado la inversión inicial por completo y se ha saldado el préstamo con la entidad bancaria que lo concedió.

Metodología

+	Ahorros obtenidos
-	Costes directos (costes de mantenimiento, etc.)
<hr/>	
=	BENEFICIO BRUTO
-	Amortización
+	Subvenciones (en este caso son nulas)
<hr/>	
=	Beneficio antes de intereses e impuestos (BAIT)
-	Intereses
<hr/>	
=	Beneficio antes de impuestos (BAT)
-	Impuestos
<hr/>	
=	BENEFICIO NETO
+	Amortizaciones
-	Desembolso inversión
<hr/>	
=	FLUJOS DE CAJA (CASH FLOWS)

	AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
+	Ingresos		7211,25	7427,59	7650,41	7879,93	8116,33	8359,81	8610,61	8868,93	9135,00	9409,05	9691,32	9982,06	10281,52	10589,96	10907,66	11234,89	11571,94	11919,10	12276,67	12644,97
-	Costes explotación		967,63	996,66	1026,56	1057,36	1089,08	1121,75	1155,40	1190,06	1225,76	1262,54	1300,41	1339,43	1379,61	1421,00	1463,63	1507,54	1552,76	1599,34	1647,33	1696,75
=	BENEFICIO BRUTO		6243,62	6430,93	6623,86	6822,57	7027,25	7238,07	7455,21	7678,86	7909,23	8146,51	8390,90	8642,63	8901,91	9168,97	9444,03	9727,36	10019,18	10319,75	10629,34	10948,22
-	Amortización		4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15
+	Subvención		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
=	B.A.I.T.		1405,47	1592,78	1785,71	1984,42	2189,10	2399,92	2617,06	2840,71	3071,08	3308,36	3552,75	3804,48	4063,76	4330,82	4605,88	4889,21	5181,03	5481,60	5791,19	6110,07
-	Interés préstamo		2902,89	2757,75	2612,60	2467,46	2322,31	2177,17	2032,02	1886,88	1741,73	1596,59	1451,45	1306,30	1161,16	1016,01	870,87	725,72	580,58	435,43	290,29	145,14
=	B.A.T.		-1497,42	-1164,97	-326,89	-483,03	-133,21	222,75	585,04	953,84	1329,35	1711,77	2101,31	2498,18	2902,60	3314,80	3735,02	4163,48	4600,45	5046,17	5500,91	5964,93
-	Impuesto Sociedades		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	66,82	175,51	286,15	398,80	513,53	630,39	749,45	870,78	994,44	1120,51	1249,05	1380,13	1513,85	1650,27	1789,48
=	BENEFICIO NETO		-1497,42	-1164,97	-326,89	-483,03	-133,21	155,92	409,52	667,69	930,54	1198,24	1470,92	1748,73	2031,82	2320,36	2614,51	2914,44	3220,31	3532,32	3850,63	4175,45
+	Amortización		4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15	4838,15
+	Subvención cobrada		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
-	Desembolso inversión	48381,50	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08	2419,08
	Flujos de caja (Cash Flows)	-48381,50	921,65	1254,11	1592,18	1936,04	2285,86	2575,00	2828,60	3086,76	3349,62	3617,31	3889,99	4167,80	4450,90	4739,44	5033,59	5333,51	5639,39	5951,39	6269,71	6594,53

Tabla H-4. Metodología para el cálculo de flujos de caja.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Pendiente de amortizar, €	96763,0	91924,9	87086,7	82248,6	77410,4	72572,3	67734,1	62896,0	58057,8	53219,7	48381,5	43543,4	38705,2	33867,1	29028,9	24190,8	19352,6	14514,5	9676,3	4838,2	0,0
Pendiente de préstamo, €	48381,5	45962,4	43543,4	41124,3	38705,2	36286,1	33867,1	31448,0	29028,9	26609,8	24190,8	21771,7	19352,6	16933,5	14514,5	12095,4	9676,3	7257,2	4838,2	2419,1	0,0

Tabla H-5. Balance de inversión por amortizar y préstamo pendiente de pago.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Flujos de caja (Cash Flows)	-48381,5	921,7	1254,1	1592,2	1936,0	2285,9	2575,0	2828,6	3086,8	3349,6	3617,3	3890,0	4167,8	4450,9	4739,4	5033,6	5333,5	5639,4	5951,4	6269,7	6594,5
PAYBACK	-48381,5	-47459,8	-46205,7	-44613,6	-42677,5	-40391,7	-37816,7	-34988,1	-31901,3	-28551,7	-24934,4	-21044,4	-16876,6	-12425,7	-7686,2	-2652,7	2680,9	8320,3	14271,6	20541,4	27135,9

Tabla H-6. Flujos de caja y Pay-back para cada año de vida útil.

Por otro lado hay que plantear las definiciones para calcular el VAN y el TIR y el Pay-back, que serán las que establecerán si hacer dicha inversión es rentable y viable. (DEJO ORICAÍN, 2014). (BREALEY, MYERS Y ALLEN, 2006).

Pay-back

Tiempo que se tardará en recuperar el desembolso inicial invertido en los 30 paneles ECOMESH y 69 paneles ATERSA A-240P SOL. Para ello se va sumando al flujo de caja del año inicial (donde el único flujo de caja que hay es la inversión de 48382 euros), los flujos de caja conforme van pasando los años hasta que finalmente el Pay-back pase de valor negativo a positivo. De esta forma se obtiene la Tabla H-6. representada en la página anterior, que indica la evolución de los flujos de caja y el Pay-back año a año.

Valor Actualizado Neto (VAN)

Es el valor actualizado de la inversión realizada al finalizar el ciclo de vida de todos los flujos de caja (cash flows) esperados a lo largo de la vida útil de la instalación. En la fórmula planteada C_0 es la inversión total inicial, C_t el coste a, i la tasa de descuento o interés de mercado, es decir, rendimiento mínimo esperado, por debajo del cual la inversión no debe realizarse.

$$VAN = -C_0 + \sum_{t=1}^n \frac{C_t}{(1+i)^t}$$

Tasa interna de rentabilidad (TIR)

Es el tipo de interés en el que el VAN se hace cero. Es decir, el proceso sería igual a cero la fórmula del VAN (condición que impone el TIR) y calcular de esta forma el interés máximo que debería tener el estudio para que la instalación no implique pérdidas de dinero.

Tanto el VAN como el TIR son fórmulas que una hoja de cálculo EXCEL dispone en su base de datos, por lo tanto el grueso de esta parte será determinar la Tabla H-4 y H-5 mencionadas anteriormente. Para el Pay-back se observa en la Tabla H-6. cuando este valor pasa de negativo a positivo. Es en este año cuando se ha amortizado nuestra instalación. Si esto no sucediese para los 20 años marcados, significaría que la instalación no llegará a cubrir el desembolso inicial más costes adicionales de explotación y más el interés del préstamo.

Finalmente quedará :

VAN	3.583,05 €
TIR	3,6%
PAY BACK	16 años

Referencias

BAYOD RÚJULA, Ángel Antonio. Sistemas fotovoltaicos. 1ª Edición. Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009.

BOPZ, 2009: Boletín Oficial de la Provincia de Zaragoza, AYUNTAMIENTO DE ZARAGOZA “Ordenanza de ecoeficiencia energética y utilización de energías renovables en los edificios y sus instalaciones”

BREALEY, MYERS Y ALLEN. Principios de Finanzas Corporativas. 8ª Edición. Editorial Mc Graw Hill, 2006.

CTE HE4, 2013: MINISTERIO DE VIVIENDA , Código Técnico de la Edificación. Documento Básico de Ahorro de Energía Sección HE-4 – Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria. Octubre 2013.

CTE HE5, 2013: MINISTERIO DE VIVIENDA , Código Técnico de la Edificación. Documento Básico de Ahorro de Energía Sección HE-5 – Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica. Octubre 2013.

DEJO ORACÍN, Natalia. Eficiencia energética en edificios. Proyectos de cogeneración solar con tecnología híbrida: Viabilidad económica de proyectos. Facultad de economía y empresa, Universidad de Zaragoza, 2014.

DUFFIE, JOHN A., y WILLIAM A. BECKMAN. Solar Engineering of Thermal Processes. 3ª Edición. Hoboken, N.J.: John Wiley & Sons, 2006.

HERNÁNDEZ CRUZ, Miguel Ángel. Cálculo dinámico de instalaciones solares térmicas. Método Duffie-Beckman, 2004.

IDAE, 2011: Proyecto SECH-SPAHOUSEC. Análisis del consumo energético en el sector residencial en España. Instituto de Diversificación Y Ahorro DE Energía, MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y ENERGÍA., 2011.

IDAE, 2014: Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria. Versión 03/02/2014. Instituto de Diversificación Y Ahorro DE Energía, MINISTERIO DE INDUSTRIA TURISMO Y ENERGÍA, 2014.

ZABALZA BRIBIÁN, Ignacio, y **ARANDA USÓN**, Alfonso. Energía solar térmica. 1ª Edición. Zaragoza: Prensas Universitarias de Zaragoza, 2009.

Programas informáticos

CHEQ4. Versión CHEQ4 2013. Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía y Asociación Solar de la Industria Térmica. Ministerio de Industria, Turismo y Energía.

SOLIDWORKS. Software SOLIDWORKS Education Edition.

Paginas web de fabricantes, distribuidores, instaladores y enlaces de interés sobre energía solar térmica y fotovoltaica

ATERSA,	< www.atersa.com>
BOSCH,	<www.bosch-solarenergy.com>
ECOMESH,	< www.ecomesh.es>
GAS NATURAL FENOSA,	<www.gasnaturalfenosa.es>
GRAMMER,	< www.grammer-solar.com>
FAGOR,	<www.fagor.com>
PVGIS,	<www.photovoltaiic-software.com>
SELA SOLAR,	<www.selasolar.com>
VIESSMANN,	<www.viessmann.com>