

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Máster en Energía Solar

UNIVERSIDAD DE ALMERIA

ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA

**Diseño de una solución solar térmico-
fotovoltaica en un Edificio de Energía
Casi Nula.**



Curso 2018/2019

Alumno/a:

Álvaro Varela Trinidad

Director/es:

Dr. Manuel García Pérez
Dr. Diego-César Alarcón Padilla





UNIVERSIDAD DE ALMERÍA
MÁSTER EN ENERGÍA SOLAR

Junio 2019

**Diseño de una solución solar térmico-fotovoltaica en un
Edificio de Energía Casi Nula**

Autor

Álvaro Varela Trinidad

Tutores

Dr. Manuel García Pérez
Dr. Diego-César Alarcón-Padilla

A mi familia,

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradecer a los tutores, Manuel García y Diego-César Alarcón, su ayuda y consejo durante la elaboración de esta memoria. Agradecer también a la Universidad de Almería y a la Plataforma Solar de Almería por la oportunidad brindada al crear este Máster, que nos ha enseñado tanto acerca del maravilloso mundo de la energía solar.

Se agradece también a los investigadores del proyecto de investigación “Control y Gestión Óptima de Recursos Heterogéneos en Distritos Productivos Agroindustriales integrando Energías Renovables” DPI2017-85007-R, financiado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades y los Fondos FEDER el acceso a las referencias sobre especificaciones y costes de las tecnologías solares aplicables.

Por último, a mi familia, a mi madre que me animó a cursar el máster y me apoyó durante todo el año, mi hermana que me ha visto pelear con este proyecto y siempre ha estado ahí para animarme, y mi padre que con su apetito incombustible por saber de todo, se ha embarcado conmigo en descifrar los acertijos surgidos por el camino.

ÍNDICE

I. NOMENCLATURA	I
SIGLAS Y ACRÓNIMOS	I
SÍMBOLOS	I
II. FIGURAS	IV
III. TABLAS	V
1. INTRODUCCIÓN	1
1.1. MOTIVACIÓN	1
1.2. OBJETIVO	4
1.3. RESUMEN DE RESULTADOS	5
1.4. ESTRUCTURA DE LA MEMORIA	6
1.5. PLANIFICACIÓN TEMPORAL	6
2. DESCRIPCION DEL SISTEMA	8
2.1. EXIGENCIAS DE LA NORMATIVA	8
2.1.1. NZEB, NORMATIVA EUROPEA	8
2.1.2. CTE 2018, NORMATIVA ESPAÑOLA	9
2.2. EL EDIFICIO. CASO PRÁCTICO	15
2.3. TECNOLOGÍAS PROPUESTAS	16
2.3.1. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA. ACS	16
2.3.2. BOMBAS DE CALOR. CLIMATIZACIÓN POR AEROTERMIA	18
2.3.3. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. GENERACIÓN ELÉCTRICA	20
3. DIMENSIONADO DEL SISTEMA	21
3.1. DATOS INICIALES	21
3.1.1. LOCALIZACIÓN	21
3.1.2. RECURSO SOLAR. RADIACIÓN	21
3.1.3. TEMPERATURA AMBIENTE	23
3.1.4. TEMPERATURA DE AGUA DE RED	23
3.2. DIMENSIONAMIENTO ACS	23
3.2.1. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE ACS	23
3.2.2. DISEÑO DEL CAMPO SOLAR	25
3.2.3. CÁLCULO DE LA APORTACIÓN SOLAR PARA ACS	28
3.2.4. PÉRDIDAS LÍMITE POR ORIENTACIÓN Y SOMBRAS. DISTANCIA ENTRE CAPTADORES.	29
3.2.5. VOLUMEN DE ACUMULACIÓN ACS	31
3.3. DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE CLIMATIZACIÓN	33
3.3.1. CÁLCULO DE LA POTENCIA DE CLIMATIZACIÓN	33
3.3.2. SELECCIÓN DE LA BOMBA DE CALOR	37
3.3.3. DEMANDA TÉRMICA ANUAL DE CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN	38
3.4. DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	39

3.4.1.	CÁLCULO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA	39
3.4.2.	POTENCIA DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	41
4.	SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA	43
4.1.	CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA	43
4.2.	RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN	48
4.2.1.	RESULTADOS ENERGÉTICOS	49
4.2.2.	RESULTADOS ECONÓMICOS	50
4.2.3.	RESULTADOS MEDIOAMBIENTALES	51
4.3.	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	52
4.4.	VIABILIDAD DEL SISTEMA TERMOSOLAR	53
5.	CONCLUSIONES	58
6.	BIBLIOGRAFÍA	59
ANEXO 1: COEFICIENTES DE TRANSMITANCIA PARA LOS CERRAMIENTOS DE LA VIVIENDA.		61
ANEXO 2: FICHA TÉCNICA DE MÓDULO FOTOVOLTAICO		64
ANEXO 3: FICHA TÉCNICA DEL INVERSOR		66

I. NOMENCLATURA

Siglas y acrónimos

Término	Significado	Traducción (si procede)
NASA	<i>National Aeronautics Space Administration</i>	<i>Administración del Aeronáutica Nacional del Espacio</i>
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>	<i>Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático</i>
UE	<i>Unión Europea</i>	
NZEB	<i>Near Zero Energy Building</i>	<i>Edificio de Energía Casi Nula</i>
EECN	<i>Edificio de Energía Casi Nula</i>	
ACS	<i>Agua Caliente Sanitaria</i>	
CTE	<i>Código Técnico de la Edificación</i>	
IDAE	<i>Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía</i>	
RITE	<i>Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios</i>	
PVGis	<i>Photovoltaics Geographical Information System</i>	<i>Sistema de Información Geográfica Fotovoltaica</i>
SAM	<i>System Advisor Model</i>	<i>Sistema Tutor de Modelado</i>
AMT	<i>Año Meteorológico Tipo</i>	
GEI	<i>Gases de Efecto Invernadero</i>	
VAN	<i>Valor Actual Neto</i>	<i>Net Present Value (NPV)</i>
LCOE	<i>Coste Nivelizado de la Energía</i>	<i>Levelized Cost Of Energy</i>
LCOH	<i>Coste Nivelizado del Calor</i>	<i>Levelized Cost Of Heat</i>

Símbolos

Símbolo	Unidad	Descripción
$C_{ep,lim}$	$kWh/m^2 \cdot año$	<i>Consumo de energía primaria límite</i>
$C_{ep,base}$	$kWh/m^2 \cdot año$	<i>Consumo de energía primaria base</i>
$F_{ep,sup}$	-	<i>Factor de corrección</i>
$D_{cal,lim}$	$kWh/m^2 \cdot año$	<i>Demanda límite de calefacción</i>
$D_{ref,lim}$	$kWh/m^2 \cdot año$	<i>Demanda límite de refrigeración</i>
S	m^2	<i>Superficie habitable</i>
E_m	lux	<i>Iluminación media horizontal</i>
V	m^3	<i>Volumen de acumulación</i>
A	m^2	<i>Área de captación</i>
C	-	<i>Coefficiente climático</i>
T_{ext}, T_{amb}	$^{\circ}C$	<i>Temperatura ambiente</i>

T_{imp}	$^{\circ}\text{C}$	Temperatura a la que genera el agua la bomba de calor
η_{bc}	-	Rendimiento de la bomba de calor
β	$^{\circ}$	Ángulo de inclinación
$\beta_{opt,cap}$	$^{\circ}$	Ángulo de inclinación óptimo para los captadores térmicos
$\beta_{opt,mod}$	$^{\circ}$	Ángulo de inclinación óptimo para los módulos fotovoltaicos
α	$^{\circ}$	Acimut
α_s	$^{\circ}$	Altura solar
φ	$^{\circ}$	Latitud geográfica
G	$\text{W}/\text{m}^2\text{año}$	Irradiación global sobre plano
D_{min}	m	Distancia mínima
k	-	Coficiente de latitud
ρ	kg/m^3	Densidad
C_p	$\text{kcal}/\text{kg}\cdot^{\circ}\text{C}$	Capacidad calorífica
T_{in}	$^{\circ}\text{C}$	Temperatura de entrada a captadores
T_{out}	$^{\circ}\text{C}$	Temperatura de salida de captadores
T_{av}	$^{\circ}\text{C}$	Temperatura media en una fila de captadores
T_o	$^{\circ}\text{C}$	Temperatura de salida en un captador de la fila
T_m	$^{\circ}\text{C}$	Temperatura media en un captador
η_{opt}	-	Rendimiento óptico del captador
a_1	$\text{W}/\text{m}^2\cdot^{\circ}\text{C}$	Coficiente lineal de pérdidas del captador
a_2	$\text{W}/\text{m}^2\cdot^{\circ}\text{C}^2$	Coficiente cuadrático de pérdidas del captador
F_e	-	Factor de limpieza
θ_{inc}	$^{\circ}$	Ángulo de incidencia
$K(\theta)$	-	Modificador del ángulo de incidencia
\dot{m}	kg/s	Caudal másico que atraviesa un captador
$P_{térmica}$	W	Potencia térmica del sistema de termo-solar
P_{fila}	W	Potencia térmica de una fila de captadores
Q_{ACS}	W	Potencia térmica demandada por el ACS
$Q_{ACS,Solar}$	W	Potencia térmica cubierta por el sistema termosolar
$Q_{ACS,Aux}$	W	Potencia térmica cubierta por la bomba de calor
$Q_{climatización}$	W	Potencia térmica demandada para la climatización
$Q_{transmitancia}$	W	Potencia térmica debida a la transmitancia de la envolvente
$Q_{ventilación}$	W	Potencia térmica debida a la ventilación
$Q_{infiltraciones}$	W	Potencia térmica debida a las infiltraciones de aire

$Q_{ocupación}$	W	Potencia térmica generada por los ocupantes de la vivienda
$Q_{equipos}$	W	Potencia térmica disipada por equipos eléctricos
K_{cond}	W/m ² ·°C	Coefficiente de conducción
K_t	W/m ² ·°C	Coefficiente de transmitancia
$P_{min,hex}$	W	Potencia mínima del intercambiador
ΔT	°C	Diferencia de temperatura entre el interior y el ambiente
ΔT_{cap}	°C	Diferencia de temperatura a la salida y entrada de un captador
ΔT_{campo}	°C	Diferencia de temperatura a la salida y entrada del campo solar
$V_{vivienda}$	m ³	Volumen de la vivienda
q_v	L/s	Caudal de ventilación
Q_{ref}	W	Potencia térmica de refrigeración
Q_{cal}	W	Potencia térmica de calefacción
P_{pico}	W	Potencia pico
E_{CAL}	kWh/m ²	Demanda eléctrica anual de calefacción
E_{REF}	kWh/m ²	Demanda eléctrica anual de refrigeración
E_{ACS}	kWh/m ²	Demanda eléctrica anual de ACS
$E_{EQUIPOS}$	kWh/m ²	Demanda eléctrica anual debida a equipos electrodomésticos

II. FIGURAS

FIGURA 1. EVOLUCIÓN TEMPORAL DE LOS NIVELES DE DIÓXIDO DE CARBONO EN LA ATMÓSFERA TERRESTRE. GRÁFICO BASADO EN LA COMPARACIÓN DE MUESTRAS ATMOSFÉRICAS OBTENIDAS EN NÚCLEOS DE HIELO [2].	1
FIGURA 2. EVOLUCIÓN DE LA TEMPERATURA MEDIA EN LA SUPERFICIE TERRESTRE REGISTRADA DESDE FINALES DEL S.XIX [4].	2
FIGURA 3. EMISIONES DE CO ₂ POR SECTORES. FUENTE: IPCC, 2007	3
FIGURA 4. DIAGRAMA DE GANTT DE LA ORGANIZACIÓN TEMPORAL DE LA MEMORIA.	7
FIGURA 5. PLANTA DE UNA DE LAS VIVIENDAS DEL EDIFICIO.	15
FIGURA 6. ESQUEMA DE UNA INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA. FUENTE: NERGIZA.COM	17
FIGURA 7. CICLO TERMODINÁMICO DE UNA BOMBA DE CALOR Y SUS COMPONENTES. FUENTE: SÍNTESIS DEL ESTUDIO PARQUE DE BOMBAS DE CALOR EN ESPAÑA, IDAE.	18
FIGURA 8. VALORES DE COP Y ERR EN FUNCIÓN DE LA T ^a EXTERIOR Y LA DEL IMPULSIÓN PARA UNA MISMA BOMBA DE CALOR. FUENTE: GUÍA DE INSTALACIONES DE CLIMATIZACIÓN POR AGUA. RITE.	19
FIGURA 9. ESQUEMA BÁSICO DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. FUENTE: ENERGÍAFV.COM.	20
FIGURA 10. MAPA DE ZONAS CLIMÁTICAS. FUENTE: CTE	21
FIGURA 11. ESQUEMA DE TEMPERATURAS EN UNA FILA DE CAPTADORES.	26
FIGURA 12. PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN. FUENTE: CTE.	29
FIGURA 13. ESQUEMA DE CÁLCULO DE LA DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PARA OBSTÁCULOS. FUENTE: CTE.	30
FIGURA 14. DISTANCIA ENTRE CAPTADORES POR TRIGONOMETRÍA. FUENTE: APUNTES MÁSTER, E.SOLAR DE BAJA TEMPERATURA.	30
FIGURA 15. INTERACUMULADOR MVV-SB. FUENTE: JUNKERS.	32
FIGURA 16. CONSUMO ANUAL ELÉCTRICO DE LOS ELECTRODOMÉSTICOS POR VIVIENDA EN ESPAÑA. FUENTE: IDAE.	39
FIGURA 17. DISTRIBUCIÓN DE MÓDULOS Y CAPTADORES EN LA AZOTEA DEL EDIFICIO (COTAS EN MM).	41
FIGURA 18. SECCIÓN DE RECURSO SOLAR.	43
FIGURA 19. ESPECIFICACIONES DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO.	43
FIGURA 20. ESPECIFICACIONES DEL INVERSOR SELECCIONADO.	44
FIGURA 21. CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.	45
FIGURA 22. DISPOSICIÓN DE LOS MÓDULOS SOBRE LA SUPERFICIE.	45
FIGURA 23. ESPECIFICACIONES DE LA BATERÍA.	46
FIGURA 24. DETALLE DEL COSTE TOTAL DE LA INSTALACIÓN (TODOS LOS VALORES EN €).	47
FIGURA 25. DISTRIBUCIÓN DE LAS TARIFAS ELÉCTRICAS.	47
FIGURA 26. CONFIGURACIÓN DE LA CARGA ELÉCTRICA DEL EDIFICIO.	48
FIGURA 27. RESUMEN DE RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN.	49
FIGURA 28. DISTRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN DE LA ENERGÍA CONSUMIDA.	50
FIGURA 29. PERFILES DE CONSUMO ELÉCTRICO DEL EDIFICIO.	50
FIGURA 30. LCOH DE LA SOLAR TÉRMICA EN FUNCIÓN DEL PRECIO DE CAPTADORES.	57

III. TABLAS

TABLA 1. VALOR BASE Y FACTOR CORRECTOR POR SUPERFICIE DEL CONSUMO ENERGÉTICO. FUENTE:CTE	10
TABLA 2. VALOR BASE Y FACTOR CORRECTOR POR SUPERFICIE DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE CALEFACCIÓN. FUENTE: CTE.	11
TABLA 3. CAUDALES MÍNIMOS PARA VENTILACIÓN DE CAUDAL CONSTANTE EN LOCALES HABITABLES. FUENTE: RITE.	11
TABLA 4. CONTRIBUCIÓN SOLAR MÍNIMA PARA ACS EN %. FUENTE: CTE	12
TABLA 5. PÉRDIDAS LÍMITE PARA CAPTADORES. FUENTE: CTE	13
TABLA 6. COEFICIENTE CLIMÁTICO. FUENTE: CTE.	14
TABLA 7. PÉRDIDAS LÍMITE PARA MÓDULOS. FUENTE: CTE.	15
TABLA 8. DATOS DE RADIACIÓN PARA LA LOCALIDAD DE ALMERÍA. FUENTE: PVGIS.	22
TABLA 9. TEMPERATURA DIARIA MÁXIMA Y MÍNIMA MEDIA EN ALMERÍA. FUENTE CENSOLAR.	23
TABLA 10. TEMPERATURA MEDIA DEL AGUA DE RED EN ALMERÍA. FUENTE: DB HE4 DEL CTE.	23
TABLA 11. DEMANDA MEDIA DIARIA DE ACS A 60 °C POR PERSONA. FUENTE: CTE.	23
TABLA 12. VALORES MÍNIMOS DE OCUPACIÓN PARA EL CÁLCULO EN USO RESIDENCIAL PRIVADO. FUENTE: CTE.	24
TABLA 13. VALOR DEL FACTOR DE CENTRALIZACIÓN. FUENTE: CTE.	24
TABLA 14. DEMANDA DIARIA DE ACS PARA EL EDIFICIO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	24
TABLA 15. ENERGÍA NECESARIA PARA SATISFACER LA DEMANDA MENSUAL DE ACS DEL EDIFICIO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	25
TABLA 16. PROPIEDADES DEL CAPTADOR SELECCIONADO. FUENTE: JUNKERS.	25
TABLA 17. PRODUCCIÓN ENERGÉTICA DEL CAMPO DE CAPTADORES SOLARES. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	28
TABLA 18. VALORES DEL FACTOR K EN FUNCIÓN DE LA LATITUD. FUENTE: CTE.	30
TABLA 19. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL INTERACUMULADOR. FUENTE: JUNKERS.	32
TABLA 20. CAUDAL MÍNIMO DE AIRE POR ESTANCIA. FUENTE: DB HS3 DEL CTE.	34
TABLA 21. CAUDAL MÍNIMO DE VENTILACIÓN EN LA VIVIENDA	34
TABLA 22. DEMANDA MÁXIMA DE CALEFACCIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	36
TABLA 23. DEMANDA MÁXIMA DE REFRIGERACIÓN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	36
TABLA 24. ESPECIFICACIONES ENERGÉTICAS DE LA BOMBA DE CALOR. FUENTE: TECNA.	37
TABLA 25. CÁLCULO DE LA DEMANDA DE CALEFACCIÓN Y REFRIGERACIÓN MENSUAL. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA	38
TABLA 26. CONSUMO ANUAL DE ELECTRICIDAD SECUNDARIA Y PRIMARIA POR M ² DEL EDIFICIO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	40
TABLA 27. RESULTADOS OBTENIDOS RESPECTO A LAS RESTRICCIONES ENERGÉTICAS DEL CTE. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	40
TABLA 28. RESUMEN ENERGÉTICO DEL SISTEMA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, SAM.	49
TABLA 29. VIABILIDAD DEL PROYECTO EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD DE BATERÍAS INSTALADA.	52
TABLA 30. COSTES DEL SISTEMA TERMO-SOLAR.	53
TABLA 31. RESUMEN DE COSTES LCOH DE SOLAR TÉRMICA PARA ACS.	54
TABLA 32. PRESUPUESTO BOMBA DE CALOR. FUENTE: TECNA.	55
TABLA 33. RESUMEN DE COSTES LCOH PARA BOMBA DE CALOR SIN FOTOVOLTAICA.	56
TABLA 34. RESUMEN DE COSTES LCOH DE LA BOMBA DE CALOR CON FOTOVOLTAICA.	57

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Motivación

El cambio climático es, sin duda, el mayor reto medioambiental al que se enfrenta la población del planeta. A lo largo de los últimos años se han acumulado evidencias, cada vez más sólidas, sobre su previsible impacto negativo sobre el conjunto de la sociedad, los ecosistemas y el medio ambiente.

La causa principal de este problema es el aumento de la concentración en la atmósfera de los gases de efecto invernadero (GEI), en especial el dióxido de carbono (CO₂), que es el gas mayoritario. Según datos de la National Aeronautics and Space Administration (NASA) de Estados Unidos, en la época preindustrial, la concentración de CO₂ en la atmósfera era aproximadamente de 280 ppm (partes por millón) mientras que en la actualidad es de más de 400 ppm. Esa concentración es más alta que la que ha existido en cualquier otra época durante los últimos 800.000 años [1].

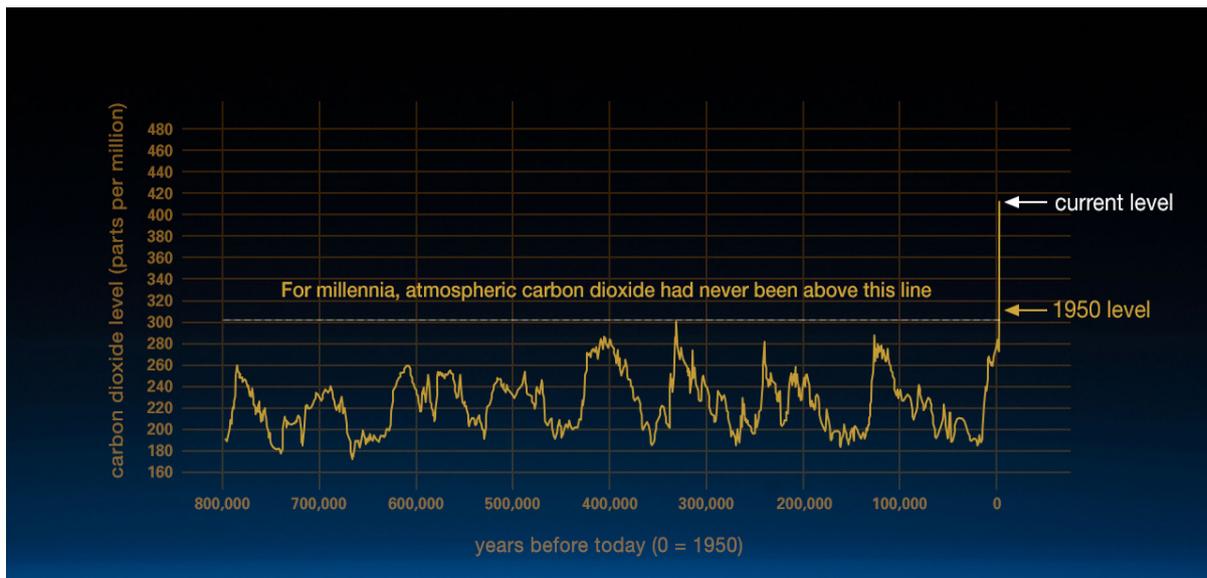


Figura 1. Evolución temporal de los niveles de dióxido de carbono en la atmósfera terrestre. Gráfico basado en la comparación de muestras atmosféricas obtenidas en núcleos de hielo [2].

Estos gases absorben la radiación térmica que emite la superficie terrestre y la reirradian en todas direcciones, por lo que gran parte vuelve de nuevo a la superficie y a la atmósfera inferior provocando un aumento de temperatura en esta zona. De hecho, la temperatura media de la superficie terrestre ha aumentado 1,62 °C desde finales del S.XIX, especialmente en los últimos 35 años donde se han registrado los años más calurosos en la historia desde 2010. En concreto 2016 fue el año más caluroso jamás medido [3].

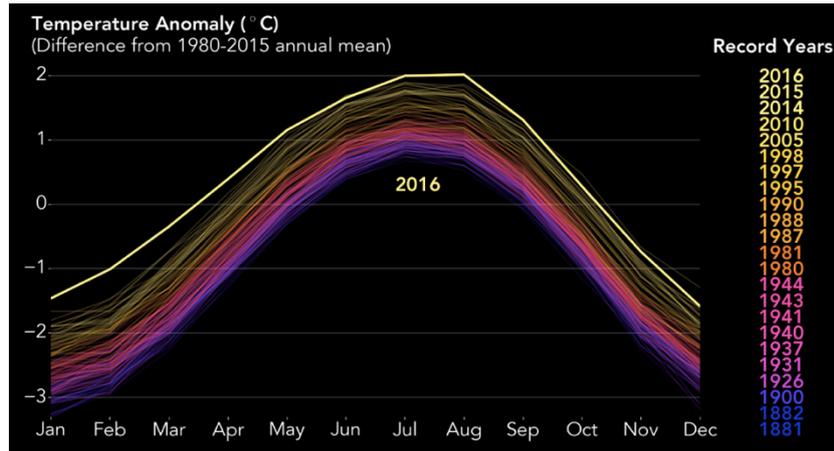


Figura 2. Evolución de la temperatura media en la superficie terrestre registrada desde finales del S.XIX [4].

El aumento de la temperatura desencadena una serie de acontecimientos catastróficos para la vida en el planeta: la temperatura de los océanos aumenta acelerando el deshielo de los polos y haciendo que el nivel del mar aumente, lo que provoca inundaciones en zonas costeras; el incremento de la evaporación del agua de los océanos se traduce en más tormentas y huracanes, el clima se vuelve más extremo alternando sequías e inundaciones; los océanos se acidifican destruyendo los corales y las numerosas especies que dependen de ellos. Las consecuencias de estos acontecimientos son difíciles de calcular con precisión. Sin embargo, el informe publicado en 2007 por el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), dedujo que, si las emisiones continúan al ritmo actual, en 2050 podrían existir en el mundo 250 millones de refugiados climáticos [5].

Para poder reducir este volumen de emisiones hay que saber dónde se están generando. Los GEI proceden principalmente de tres fuentes:

- Empleo de combustibles fósiles como el petróleo, por los vehículos de transporte, por las industrias y las empresas, en la producción de electricidad o en el ámbito doméstico.
- Actividades agrícolas, principalmente la ganadería, que emite la mayor parte del metano.
- Destrucción de los bosques con fines comerciales o por los incendios, ya que los árboles eliminan CO₂ y la desaparición de los primeros incrementa los niveles de ese

gas.

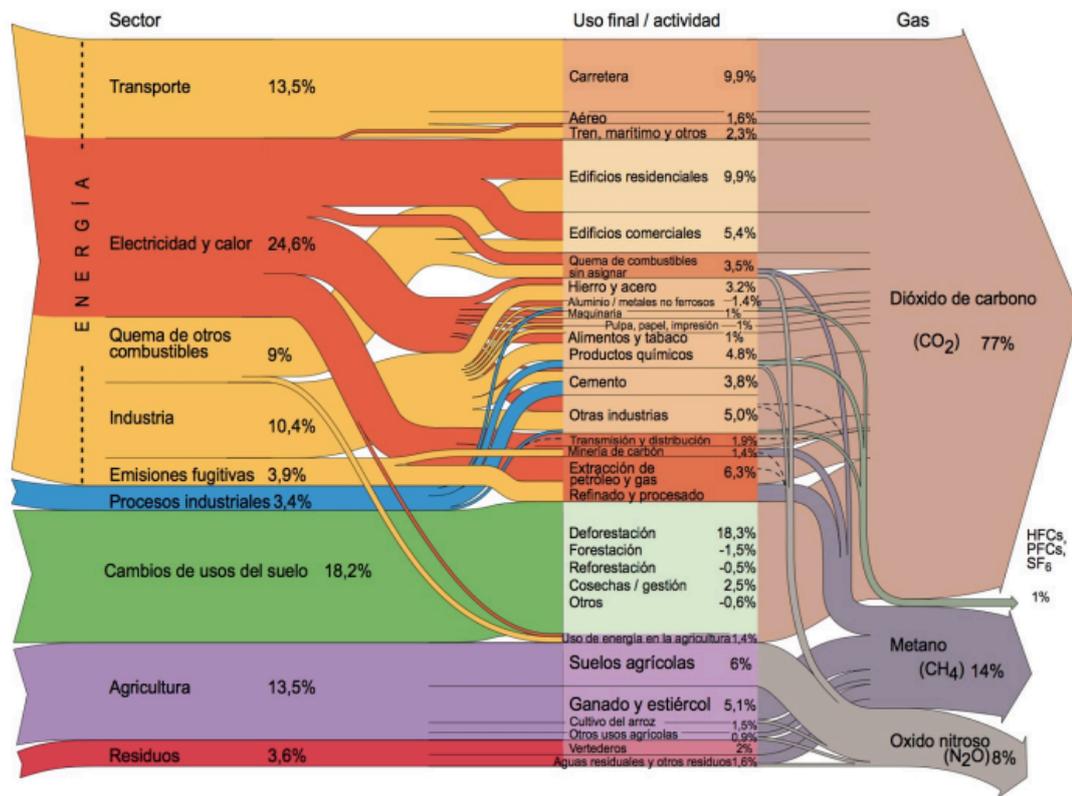


Figura 3. Emisiones de CO₂ por sectores. Fuente: IPCC, 2007

Como se puede apreciar en la Figura 3, la reducción de emisiones debe hacerse en una gran cantidad de sectores. No obstante, este proyecto se centra en el ámbito de la electricidad y calor en edificios de índole residencial o comercial. Según estudios de la UE, los edificios de viviendas familiares son responsables aproximadamente de un 40% del consumo total de energía en la UE y de un 36% de emisiones de CO₂. Más del 35% del parque de viviendas europeo supera los 50 años y un 75% del total de las viviendas se consideran energéticamente ineficientes. Además, el 84% de la energía invertida en climatización proviene de combustibles fósiles [6] por lo que el esfuerzo necesario por parte de los miembros de la UE para alcanzar los objetivos energéticos debe ser mucho mayor de lo que está siendo en la actualidad.

En diciembre de 2015, 195 países, entre ellos España, firmaron el Acuerdo de París sobre el cambio climático, que suponía el compromiso para adoptar las medidas necesarias de modo que la temperatura global no llegara a ascender, en ningún caso, 2 °C más de los existentes en la actualidad. Ello permitiría evitar las consecuencias más catastróficas del cambio climático.

Para cumplir con los compromisos adquiridos en el Acuerdo de París, la Unión Europea definió una serie de objetivos clave.

- Objetivos clave de la UE para 2020:
 - Reducción del 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990.
 - 20% del consumo total de energía procedente de energías renovables.
 - Incremento del 20% de la eficiencia energética.
- Objetivos clave de la UE para 2030:
 - Reducción de al menos el 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a 1990.
 - Al menos el 27% del consumo total de energía procedente de energías renovables.
 - Incremento de al menos el 27% de la eficiencia energética.
- Objetivo a largo plazo:
 - Para 2050 la UE quiere reducir sus emisiones en un 80-95% con respecto a los niveles de 1990.

En este contexto aparece el concepto Edificio de Energía Casi Nula (NZEB, “Near Zero Emissions Building” o EECN para sus siglas en español) [7], recogido en la Recomendación 2016/1318 de la Comisión Europea, en la cual se determina además que todos los edificios construidos a partir del 31 de diciembre de 2020 deberán tener esa consideración. Un EECN, de conformidad con el artículo 2, apartado 2, de la Recomendación mencionada debe entenderse como un edificio con un nivel de eficiencia energética muy alto, que se determinará de conformidad a los criterios establecidos en el Anexo I de dicho documento. La cantidad casi nula o muy baja de energía requerida debería estar cubierta, en muy amplia medida, por energía procedente de fuentes renovables, incluida energía procedente de fuentes renovables producidas in situ o en el entorno [8].

1.2. Objetivo

El objetivo de este proyecto es analizar la demanda energética de un edificio de viviendas y diseñar el sistema de climatización y agua caliente sanitaria (ACS) para que cumpla con la normativa europea de EECN. Para ello se ha optado por un sistema híbrido compuesto por captadores solares que produzcan el ACS y un sistema de climatización por bomba de calor aerotérmica. Para satisfacer las exigencias requeridas, parte de la generación eléctrica se generará mediante una instalación fotovoltaica.

Para alcanzar el objetivo general del trabajo será necesario cumplir los siguientes objetivos parciales:

- Estimar la demanda energética del edificio bajo estudio.
- Analizar y valorar las soluciones técnicas potencialmente aplicables en función de las exigencias establecidas.

- Configurar y dimensionar dichas soluciones técnicas de manera específica para el caso estudiado.
- Analizar el comportamiento del sistema mediante una simulación cuasi-dinámica.
- Estimar los costes y viabilidad económica del proyecto.

1.3. Resumen de resultados

Se propone calcular la demanda de ACS, climatización y las necesidades de generación fotovoltaicas para un edificio situado en la localidad de Almería. El objetivo es que cumpla con un máximo de demanda energética y que la mayor parte de esta sea abastecida por un sistema generador de energía renovable.

Se ha decidido optar por una combinación de energía solar térmica para la generación de ACS y una bomba de calor por aerotermia que produjera calor y frío. La demanda eléctrica generada por la bomba de calor y el resto de equipos eléctricos del edificio está suministrada en parte por un campo fotovoltaico instalado en la azotea.

Para dimensionar el sistema termosolar nos basamos en el Código Técnico de la Edificación (CTE). La demanda anual estimada de ACS es de 22.646 kWh y con un campo de 6 captadores conseguimos una fracción solar del 76%, por lo que la bomba de calor tiene que generar solo 5.435 kWh. El COP de la bomba para generar ACS es aproximadamente 3, lo que se traduce en un consumo eléctrico de 1.811 kWh.

Las demandas de calefacción y refrigeración se han estimado similares a lo largo del año y están basadas en los límites de demanda establecidos en el CTE, que suponen finalmente 21600 kWh en cada modo. En este caso la bomba trabaja a distintos rendimientos, produciendo calefacción con un COP de 4 y por otro lado refrigeración con un ERR de 3,3. Esto convierte la demanda térmica en un consumo eléctrico de 5.400 kWh de calefacción y 6.545 kWh de refrigeración.

El consumo eléctrico de los electrodomésticos se ha obtenido de la base de datos del Instituto de Diversificación para el Ahorro de la Energía (IDAE), que establece la media para un piso en España en 9.236 kWh al año, 110.823 kWh para el total del edificio.

Finalmente, sumando todos los consumos eléctricos y dividiendo entre la superficie total habitable del edificio, resulta que la demanda eléctrica primaria del mismo es de 66,2 kWh/m²-año, superior al límite de 65 kWh/m²-año establecido por la UE.

Como el objetivo principal es que el consumo de energía primaria procedente de combustibles fósiles sea inferior a 15 kWh/m²-año, se llega a la conclusión de que sería necesario generar 37.599 kWh/año de energía fotovoltaica para poder considerarlo un EECN.

Para el modelado del sistema fotovoltaico se ha calculado previamente el número máximo de módulos que se pueden instalar en la azotea y la cantidad de días de autoconsumo que queremos para el edificio. Estos datos se han introducido en un simulador resultando que, con 32,3 kW de potencia y un almacenamiento en baterías

de 180 kWh (1 día de autoconsumo) se llega a un nivel de autoconsumo anual del 90%. El consumo de combustibles fósiles se reduce así a 9,26 kWh/m²-año, considerándose un EECN.

Durante el análisis económico vemos que con esta configuración tenemos un VAN negativo y la inversión no es rentable, por lo que se simula el sistema con diferentes capacidades de batería. Llegamos a la conclusión de que la mejor opción es un sistema con la mitad de capacidad de almacenamiento que mantiene el nivel de autoconsumo con un ahorro del 35% del coste.

1.4. Estructura de la memoria

La memoria se divide en cinco partes principales más una sección bibliográfica que recoge las referencias utilizadas. Comenzando con una introducción donde se exponen las motivaciones y objetivos del proyecto, la memoria expone las exigencias estipuladas que guiarán el diseño del sistema y el dimensionado del mismo. Por último, se realiza un análisis cuasi-dinámico que permite extraer resultados y conclusiones.

1. *Presentación de la normativa*: especificaciones de la UE para que los edificios sean reconocidos como EECN y de las normas sobre la edificación establecidas en el CTE en España.
2. *Diseño del sistema*: se divide en tres apartados; el cálculo de la demanda energética para ACS, la de climatización y el consumo eléctrico general teniendo en cuenta el recurso solar disponible.
3. *Análisis del sistema*: simulación cuasi-dinámica del sistema mediante el software SAM introduciendo los datos obtenidos previamente.
4. *Resultados*: se muestran los resultados obtenidos en la simulación y se procede a un análisis económico y ambiental del sistema.
5. *Conclusiones*: se aportan conclusiones sobre los resultados obtenidos en función del objetivo inicial para cerrar el estudio.

1.5. Planificación temporal

Este estudio se ha llevado a cabo teóricamente, no siendo necesaria ninguna medición o uso de instalaciones. El desarrollo del mismo se inició a finales del mes de abril concluyendo en la última semana del mes de junio de 2019. En el siguiente diagrama de Gantt se expone con detalle la planificación de los diferentes apartados y su duración en el tiempo.

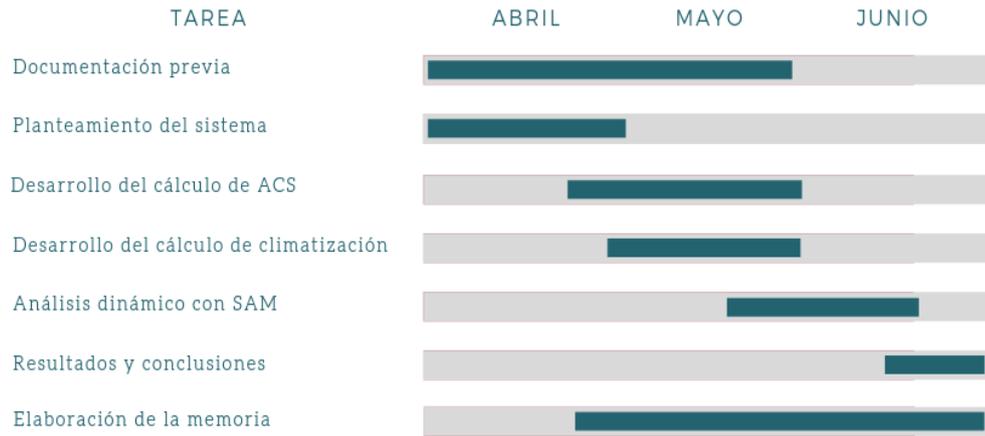


Figura 4. Diagrama de Gantt de la organización temporal de la memoria.

2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

2.1. Exigencias de la normativa

El objetivo fundamental del proyecto consiste en diseñar un sistema de climatización y ACS con generación fotovoltaica de electricidad que sea capaz de cumplir las exigencias de las normas europeas de ahorro energético, así como las del Código Técnico de la Edificación (CTE) española.

2.1.1. NZEB, Normativa Europea

En julio de 2016 el Parlamento Europeo publicó la Recomendación (UE) 2016/1318 sobre las directrices para promover los edificios de consumo casi nulo de energía, en la cual se instaba a los países miembros a que a partir de 2020 todo edificio de nueva construcción cumpliera con este requisito en cuanto a su eficiencia energética [8].

El concepto de EECN determina que el edificio debe tener una eficiencia energética muy alta y que la poca cantidad de energía que se consume debe estar generada en su mayoría por fuentes renovables. La demanda energética incluirá las necesidades de climatización, ACS y consumo eléctrico.

Las exigencias cuantitativas que debe cumplir un edificio para considerarse EECN dependen de la localización de este dentro del territorio europeo. El estudio “*Towards nearly zero-energy buildings*” encargado por la Delegación Europea de la Energía, determinó las zonas climáticas en las que se divide el continente, siendo:

- Zona 1: Catania (otros: Atenas, Larnaca, Luga, Sevilla, Palermo)
- Zona 2: Sin representante único (Lisboa, Madrid, Marsella, Roma)
- Zona 3: Budapest (otros: Bratislava, Liubliana, Milán, Viena)
- Zona 4: París (otros: Ámsterdam, Berlín, Bruselas, Copenhague, Dublín, Londres, Macon, Nancy, Praga, Varsovia)
- Zona 5: Estocolmo (Helsinki, Riga, Estocolmo, Gdansk, Tovarone).

El caso de este estudio se sitúa en la Zona 1 en la cual se establece la siguiente condición de demanda energética:

Vivienda unifamiliar nueva: 0-15 kWh/(m²/año) de energía primaria neta con un uso típico de energía primaria de 50-65 kWh/(m²/año) cubierto por 50 kWh/(m²/año) procedentes de fuentes renovables in situ.

Para entender mejor este concepto se debe aclarar la diferencia entre energía primaria y secundaria y cómo hacer la conversión.

- **Energía primaria:** energía suministrada al edificio procedente de fuentes renovables y no renovables, que no ha sufrido ningún proceso previo de conversión o

transformación. Es la energía contenida en los combustibles y otras fuentes de energía e incluye la energía necesaria para generar la energía final consumida, incluyendo las pérdidas por su transporte hasta el edificio, almacenamiento, etc.

- *Energía final o secundaria*: energía tal y como se utiliza en los puntos de consumo. Es la que compran los consumidores, en forma de electricidad, carburantes u otros combustibles usados de forma directa.

La energía primaria siempre será mayor que la secundaria puesto que desde el momento en el que se quema el carbón/gas, hasta que consumimos la electricidad en casa, esa energía sufre numerosas pérdidas en transformación y transporte a través de la red eléctrica. La relación exacta entre la energía secundaria y la primaria la publica el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), estando en vigor los datos del 20/07/2014 donde el coeficiente de paso para la península se estableció en 1,954 (kWh de energía primaria por cada kWh de energía secundaria)[9].

2.1.2. CTE 2018, Normativa Española

El CTE en su documento básico DB HE, establece los requisitos para el ahorro de energía en los edificios, reduciendo a límites sostenibles su consumo energético y consiguiendo asimismo que una parte de esta energía provenga de fuentes renovables instaladas en dichos edificios. Las exigencias se recogen en los siguientes apartados:

Exigencia básica HE 0: Limitación del consumo energético

Los edificios de nueva construcción deben diseñarse de forma que su consumo energético sea menor que el establecido en esta sección en función de la zona climática en la que se encuentre.

El consumo energético de energía primaria no renovable del edificio o la parte ampliada, en su caso, no debe superar el valor límite $C_{ep,lim}$ obtenido mediante la siguiente expresión:

$$C_{ep,lim} = C_{ep,base} + \frac{F_{ep,sup}}{S} \quad (2.1)$$

donde,

- $C_{ep,lim}$ es el valor límite del consumo energético de energía primaria no renovable para los servicios de calefacción, refrigeración y ACS, expresada en kWh/m²-año, considerada la superficie útil de los espacios habitables.
- $C_{ep,base}$ es el valor base del consumo energético de energía primaria no renovable, dependiente de la zona climática de invierno correspondiente a la ubicación del edificio, que toma los valores de la Tabla 1.
- $F_{ep,sup}$ es el factor corrector por unidad de superficie aplicado al consumo energético de energía primaria no renovable, que toma los valores de la Tabla 1.

- S es la superficie útil de los espacios habitables del edificio, o la parte ampliada, en m^2 .

	Zona climática de invierno					
	α	A*	B*	C*	D	E
$C_{ep,base}$ [$kW\cdot h/m^2\cdot año$]	40	40	45	50	60	70
$F_{ep,sup}$	1000	1000	1000	1500	3000	4000

* Los valores de $C_{ep,base}$ para las zonas climáticas de invierno A, B, C, D y E de Canarias, Baleares, Ceuta y Melilla se obtendrán multiplicando los valores de $C_{ep,base}$ de esta tabla por 1,2.

Tabla 1. Valor base y factor corrector por superficie del consumo energético.
Fuente:CTE

La definición de la zona climática de la localidad en la que se ubica el edificio se realiza de acuerdo a la zonificación establecida en el Apéndice 2 del DB HE1 sobre el ahorro de energía [9].

El consumo energético anual de energía primaria del edificio, situado en la zona climática A, se establece en:

$$C_{ep,lim} = 40 + \frac{1000}{1440} = 40,7 \frac{kWh}{m^2\cdot año} \quad (2.2)$$

considerando los consumos de los servicios de calefacción, refrigeración y ACS.

Los factores de conversión de energía final a energía primaria empleados para la justificación de las exigencias establecidas serán los publicados oficialmente por el IDAE.

Exigencia básica HE 1: Limitación de la demanda energética

Los edificios dispondrán de una envolvente de características tales que limite adecuadamente la demanda energética necesaria para alcanzar el bienestar térmico.

La demanda energética de calefacción para edificios de uso residencial no debe superar el valor límite $D_{cal,lim}$ obtenido mediante la siguiente expresión:

$$D_{cal,lim} = D_{cal,base} + \frac{F_{cal,sup}}{S} \quad (2.3)$$

donde:

- $D_{cal,lim}$ es el valor límite de la demanda energética de calefacción, expresada en $kWh/m^2\cdot año$.
- $D_{cal,base}$ es el valor base de la demanda energética de calefacción, para cada zona climática de invierno correspondiente al edificio, que toma los valores de la Tabla 2.
- $F_{cal,sup}$ es el factor corrector por superficie de la demanda energética de calefacción, que toma los valores de la Tabla 2.

- S es la superficie útil de los espacios habitables del edificio, en m^2 .

	Zona climática de invierno					
	α	A	B	C	D	E
$D_{cal,base}$ [$kWh/m^2 \cdot año$]	15	15	15	20	27	40
$F_{cal,sup}$	0	0	0	1000	2000	3000

Tabla 2. Valor base y factor corrector por superficie de la demanda energética de calefacción. Fuente: CTE.

Situándose Almería en la zona climática A, la demanda límite de calefacción se establece en:

$$D_{cal,lim} = 15 + \frac{0}{1440} = 15 \frac{kWh}{m^2 \cdot año} \quad (2.4)$$

La demanda energética de refrigeración del edificio o la parte ampliada, en su caso, no debe superar tampoco el valor límite $D_{ref,lim} = 15 \frac{kWh}{m^2 \cdot año}$ para las zonas climáticas de verano 1, 2 y 3, o el valor límite $D_{ref,lim} = 20 \frac{kWh}{m^2 \cdot año}$ para la zona climática de verano 4.

Exigencia básica HE 2: Rendimiento de las instalaciones térmicas

Los edificios dispondrán de instalaciones térmicas apropiadas destinadas a proporcionar el bienestar térmico de sus ocupantes. Esta exigencia se desarrolla actualmente en el vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, RITE.

Según lo especificado en el apartado IT 1.1.4.1 del RITE, las viviendas familiares quedan excluidas de las exigencias postuladas en dicho apartado y deben regirse por las determinadas en la sección HS3 del CTE.

En dicha sección se establece la calidad mínima del aire en el interior de un local habitable. En la Tabla 3 se pueden apreciar los caudales mínimos de ventilación necesarios en cada situación para cumplir los requisitos de salubridad del aire.

Tipo de vivienda	Caudal mínimo q_v en l/s				
	Locales secos ⁽¹⁾ ⁽²⁾			Locales húmedos ⁽²⁾	
	Dormitorio principal	Resto de dormitorios	Salas de estar y comedores ⁽³⁾	Mínimo en total	Mínimo por local
0 ó 1 dormitorios	8	-	6	12	6
2 dormitorios	8	4	8	24	7
3 o más dormitorios	8	4	10	33	8

Tabla 3. Caudales mínimos para ventilación de caudal constante en locales habitables. Fuente: RITE.

Exigencia básica HE 3: Eficiencia energética de las instalaciones de iluminación

Los edificios dispondrán de instalaciones de iluminación adecuadas a las necesidades de sus usuarios y a la vez eficaces energéticamente disponiendo de un sistema de control que permita ajustar el encendido a la ocupación real de la zona, así como de un sistema de regulación que optimice el aprovechamiento de la luz natural, en las zonas que reúnan unas determinadas condiciones.

La eficiencia energética de una instalación de iluminación de una zona se determinará mediante el valor de eficiencia energética de la instalación VEEI (W/m²) por cada 100 lux mediante la siguiente expresión:

$$VEEI = P \cdot \frac{100}{S} \cdot E_m \quad (2.5)$$

siendo:

- P la potencia de la lámpara más el equipo auxiliar [W];
- S la superficie iluminada [m²];
- E_m la iluminancia media horizontal mantenida [lux]

El VEEI límite para una instalación en un edificio residencial se establece en 3,0.

Exigencia básica HE 4: Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria

En los edificios con previsión de demanda de agua caliente sanitaria o de climatización de piscina cubierta, en los que así se establezca en este CTE, una parte de las necesidades energéticas térmicas derivadas de esa demanda se cubrirá mediante la incorporación en los mismos de sistemas de captación, almacenamiento y utilización de energía solar de baja temperatura.

La contribución solar mínima anual es la fracción entre los valores anuales de la energía solar aportada exigida y la demanda energética anual para ACS o climatización de piscina cubierta, obtenidos a partir de los valores mensuales.

En la Tabla 4 se establece, para cada zona climática y diferentes niveles de demanda de ACS a una temperatura de referencia de 60 °C, la contribución solar mínima anual exigida para cubrir las necesidades de ACS.

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 4. Contribución solar mínima para ACS en %. Fuente: CTE

Protección contra sobrecalentamientos

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

- a) dotar a la instalación de la posibilidad de disipar dichos excedentes (a través de equipos específicos preferentemente pasivos o mediante la circulación nocturna del *circuito primario*);
- b) tapado parcial del campo de *captadores*. En este caso el *captador solar térmico* está aislado del calentamiento producido por la *radiación solar* y a su vez evacúa los posibles excedentes térmicos residuales a través del fluido del *circuito primario* (que seguirá atravesando el *captador*);
- c) vaciado parcial del campo de *captadores*. Esta solución permite evitar el sobrecalentamiento, pero dada la pérdida de parte del fluido del *circuito primario*, debe ser repuesto por un fluido de características similares, debiendo incluirse este trabajo entre las labores del contrato de mantenimiento;
- d) desvío de los excedentes energéticos a otras aplicaciones existentes;
- e) sistemas de vaciado y llenado automático del campo de *captadores*.

Pérdidas por orientación, inclinación y sombras

En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: las *pérdidas por orientación e inclinación*, las *pérdidas por sombras* y las pérdidas totales deberán ser inferiores a los límites estipulados en la Tabla 5, respecto a los valores de energía obtenidos considerando la orientación e inclinación óptimas y sin sombra alguna.

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

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

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

Tabla 5. Pérdidas límite para captadores. Fuente: CTE

Sistemas de acumulación solar y conexión de sistema de generación auxiliar

Si la instalación dispone de un sistema de acumulación solar, se debe dimensionar en función de la energía que aporta a lo largo del día, y no solo en función de la potencia

del generador (*captadores* solares). Por tanto, se debe prever una acumulación acorde con la demanda al no ser esta simultánea con la generación.

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

$$50 < \frac{V}{A} < 180 \quad (2.6)$$

donde:

- A es la suma de las áreas de los *captadores* [m^2].
- V es el volumen de la acumulación solar [litros].

No se permite la conexión de un sistema de generación auxiliar en el acumulador solar. Para los equipos de instalaciones solares que vengan preparados de fábrica para albergar un sistema auxiliar eléctrico, se deberá anular esta posibilidad de forma permanente, mediante sellado irreversible u otro medio.

Exigencia básica HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica

En los edificios que así se establezca en este CTE se incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar en energía eléctrica por procedimientos fotovoltaicos para uso propio o suministro a la red.

La potencia nominal mínima a instalar se calculará mediante la siguiente expresión:

$$P = C \cdot (0,002 \cdot S - 5) \quad (2.7)$$

donde:

- P es la potencia nominal a instalar [kW];
- C es el coeficiente definido en la Tabla 6 en función de la zona climática establecida en el apartado 4.1;
- S es la superficie construida del edificio [m^2].

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

Tabla 6. Coeficiente climático. Fuente: CTE.

Pérdidas por orientación, inclinación y sombras

Al igual que para los *captadores* solares, la disposición de los *módulos* se hará de tal manera que las *pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras* sobre el mismo sean inferiores a los límites establecidos en la Tabla 7.

Las pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar que incidiría sobre la superficie de captación orientada al sur, con inclinación óptima y sin sombras. Para este cálculo se considerará como orientación óptima el sur y como inclinación óptima la latitud del lugar.

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

Tabla 7. Pérdidas límite para módulos. Fuente: CTE.

2.2. El edificio. Caso práctico

El presente estudio se realiza sobre un edificio de nueva construcción situado en la localidad de Almería. El edificio consta de 12 viviendas unifamiliares repartidas en 3 plantas; cada vivienda tendrá una superficie de 120 m² y sus distribuciones son semejantes:

- Salón o sala de estar.
- Cocina.
- 2 Aseos.
- 3 Dormitorios.

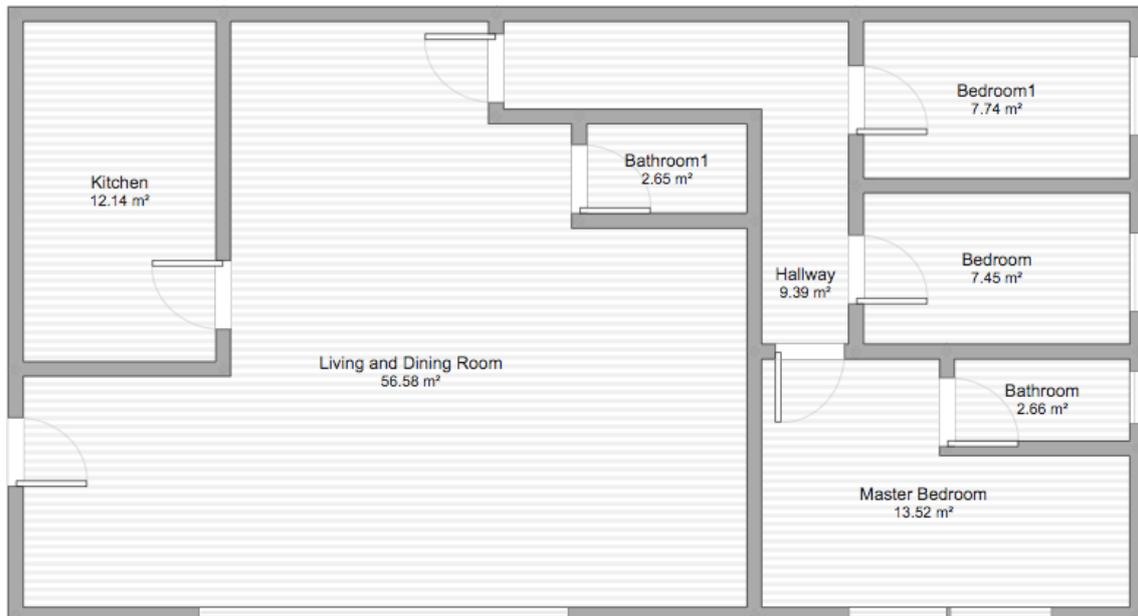


Figura 5. Planta de una de las viviendas del edificio.

A la hora de obtener los datos necesarios para el estudio, no se precisa de un cálculo minucioso de la envolvente del edificio puesto que se va a suponer que satisface las necesidades de demanda energética del CTE (apartado HE0 y HE1), luego es suficiente con conocer la superficie habitable y la distribución de las estancias para calcular el caudal necesario de ventilación. Las necesidades de ACS se calculan a partir de los

parámetros estipulados en el apartado HE4 y el consumo de los equipos eléctricos se consulta en las tablas generadas por el IDAE en el estudio de los consumos medios de los hogares españoles [10].

2.3. Tecnologías propuestas

Para la consecución del objetivo marcado en este trabajo se propone aunar tres tecnologías fundamentales: la producción de ACS mediante un sistema de captadores solares térmicos de baja temperatura que se apoyan en una bomba de calor aerotérmica, que a su vez, es la encargada de satisfacer la demanda de climatización. El acoplamiento del sistema solar térmico y la bomba de calor se ha descartado debido a la complejidad hidráulica del sistema resultante y al poco beneficio que este genera [11]. La ventaja de implementar ambos sistemas reside en liberar a la bomba de calor de producir agua caliente a altas temperaturas ($>55\text{ °C}$) donde su rendimiento desciende notablemente. El consumo eléctrico de la bomba de calor y del resto de equipos eléctricos se abastecerá mediante un sistema de módulos fotovoltaicos apoyados por baterías. En esta sección se describe cada tecnología, así como las partes que la componen.

2.3.1. Energía solar térmica. ACS

La energía solar térmica es aquella que utiliza la radiación del sol para calentar un fluido, el cual servirá para alimentar un proceso que necesite calor para llevarse a cabo. La energía solar térmica puede ser de concentración o sin concentrar: la primera se ayuda de un sistema de espejos que reflejan la radiación solar en un receptor consiguiendo así temperaturas muy elevadas ($100 - 1500\text{ °C}$) para, por ejemplo, generar electricidad en centrales termo-eléctricas o generar vapor de procesos industriales; la segunda captura la radiación solar directamente y consigue temperaturas más bajas ($<100\text{ °C}$), pero con sistemas muy sencillos.

En este caso se busca la generación de ACS y agua caliente para calefacción, cuya temperatura de utilización suele estar entre los $40 - 60\text{ °C}$ por lo que se empleará un sistema sin concentración o de baja temperatura. Una instalación tipo de energía solar para ACS en una vivienda puede verse en la siguiente figura y consta de los siguientes elementos básicos:

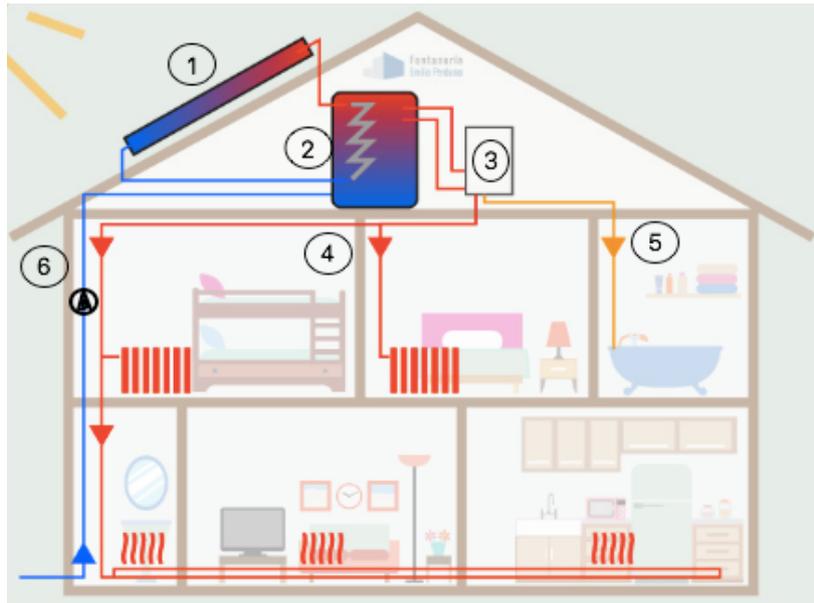


Figura 6. Esquema de una instalación solar térmica. Fuente: Nergiza.com

1. **Captadores solares:** son el elemento más importante puesto que absorben la energía del sol y la transfieren a un fluido caloportador que circula por su interior. Están compuestos por una lámina metálica que hace las veces de absorbedor, sobre la que se adhiere el circuito que contiene el fluido que se calienta. Esta lámina se encuentra bajo un vidrio que provoca el efecto invernadero: deja pasar la radiación solar, de onda corta, pero no deja salir la radiación de onda larga que es el calor que se genera en la placa metálica de su interior, aumentando así notablemente la temperatura. La carcasa que recoge esta estructura suele ser de aluminio para tener un menor peso y una buena resistencia a la intemperie; además se aísla para reducir las pérdidas térmicas.
2. **Depósito acumulador:** el fluido caliente procedente del campo solar (circuito primario) cede su energía mediante un intercambiador de calor al depósito de agua caliente ACS donde se acumula para su posterior uso. Los tanques utilizan la estratificación del agua por temperatura para aumentar su eficiencia a la hora de almacenarla. Existen numerosas configuraciones de intercambiadores y depósitos en función del tamaño del sistema y de las necesidades climáticas.
3. **Calentador auxiliar:** todo sistema solar necesita un calentador de apoyo en caso de que la radiación no sea suficiente para satisfacer la demanda de ACS. Estos equipos pueden ser calderas de apoyo fósil (gas, carbón, biomasa...) o calentadores eléctricos. En nuestro caso emplearemos bombas de calor aerotérmicas alimentadas por el sistema fotovoltaico.
4. **Circuito de calefacción:** los sistemas de calefacción que trabajan con energía solar suelen ser de baja temperatura (40-60 °C) para lograr una mayor eficiencia y evitar en la medida de lo posible el apoyo auxiliar. Los equipos más comunes son los radiadores de baja temperatura, fan-coils y suelos radiantes.

5. **Circuito de ACS:** el agua caliente sanitaria.
6. **Sistema hidráulico:** en este apartado se consideran todos los elementos que conforman el circuito hidráulico como las bombas de impulsión, tuberías y aislantes, vasos de expansión, válvulas de regulación de caudales y sensores de temperatura.

2.3.2. Bombas de calor. Climatización por aerotermia

La bomba de calor es una máquina térmica que toma calor de un espacio frío y lo transfiere a otro más caliente gracias a un trabajo aportado desde el exterior. Está compuesto por cuatro partes principales y su funcionamiento se puede resumir de la siguiente manera:

1. **Evaporador:** en esta primera etapa se proyecta el aire exterior mediante un ventilador hacia un intercambiador por donde circula el líquido refrigerante, el cual absorbe el calor del aire evaporándose.
2. **Compresor:** a continuación, el refrigerante en estado gaseoso es comprimido aumentando su temperatura y presión (70 °C, 20 bar). Este es el trabajo aportado desde el exterior en forma de energía eléctrica.
3. **Condensador:** el refrigerante circula por otro intercambiador cediendo su calor al agua del circuito de calefacción o ACS, lo que provoca su condensación.
4. **Válvula de expansión.** El refrigerante ya condensado circula por este elemento que, mediante un cambio de sección, consigue una brusca expansión del líquido provocando un notable descenso de la presión y a su vez de la temperatura, lo que le permite regresar a su estado inicial y volver a absorber calor del aire exterior.

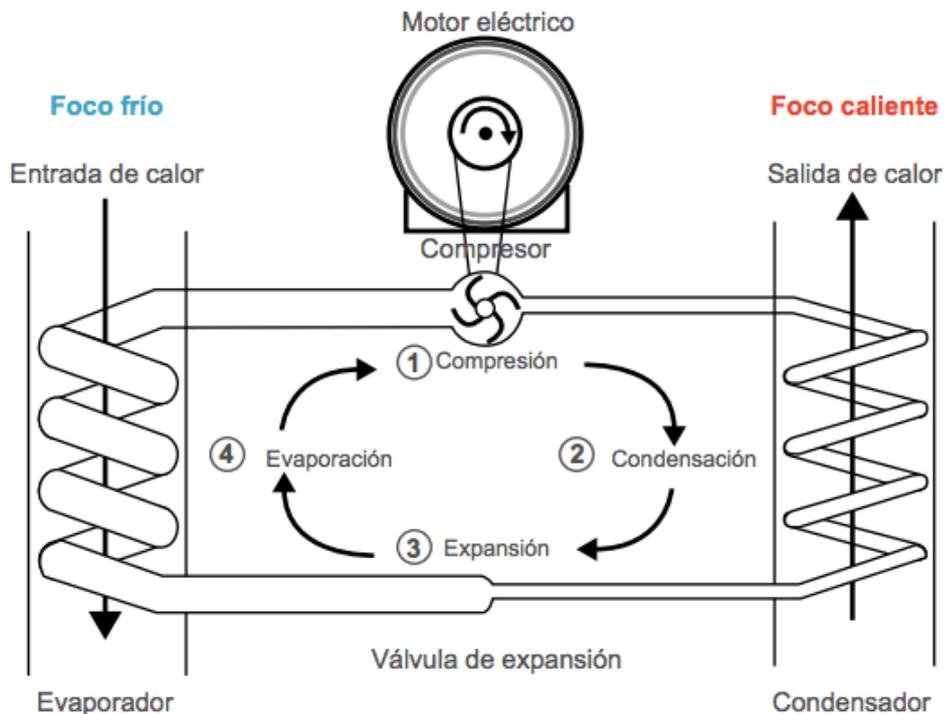


Figura 7. Ciclo termodinámico de una bomba de calor y sus componentes. Fuente: Síntesis del Estudio Parque de Bombas de Calor en España, IDAE.

Gracias a una válvula inversora de 4 vías es posible invertir el funcionamiento de la bomba y hacer que el evaporador y el condensador intercambien sus funciones. Así es posible producir calor o frío según la época del año.

Existen otras modalidades de bomba de calor:

- *Bombas aire-aire*: ceden el calor del aire exterior al aire interior directamente con el inconveniente de que no pueden generar ACS.
- *Bombas geotérmicas (tierra-agua)*: absorben el calor requerido en el evaporador del interior de la tierra que permanece a una temperatura constante durante todo el año.

La ventaja de la aerotermia reside en tomar la energía del aire exterior para evaporar el refrigerante, lo cual puede llegar a suponer un 75% de la energía necesaria para generar la calefacción. No obstante, esta cifra depende de la temperatura ambiente. Existen dos parámetros para indicar la eficiencia de una bomba de calor según si funciona en modo calefacción o en modo refrigeración:

- *Coefficient of Performance (COP)*: rendimiento de la bomba al generar calor. Las condiciones nominales de operación en las que se mide este parámetro son $T_{exterior} = 7\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{impulsion} = 45\text{ }^{\circ}\text{C}$ (condiciones Eurovent).
- *Eficiencia Energética de Refrigeración (ERR)*: rendimiento de la bomba en modo refrigeración. Las condiciones nominales de operación se consideran a $T_{exterior} = 35\text{ }^{\circ}\text{C}$; $T_{impulsion} = 7\text{ }^{\circ}\text{C}$ (condiciones Eurovent).

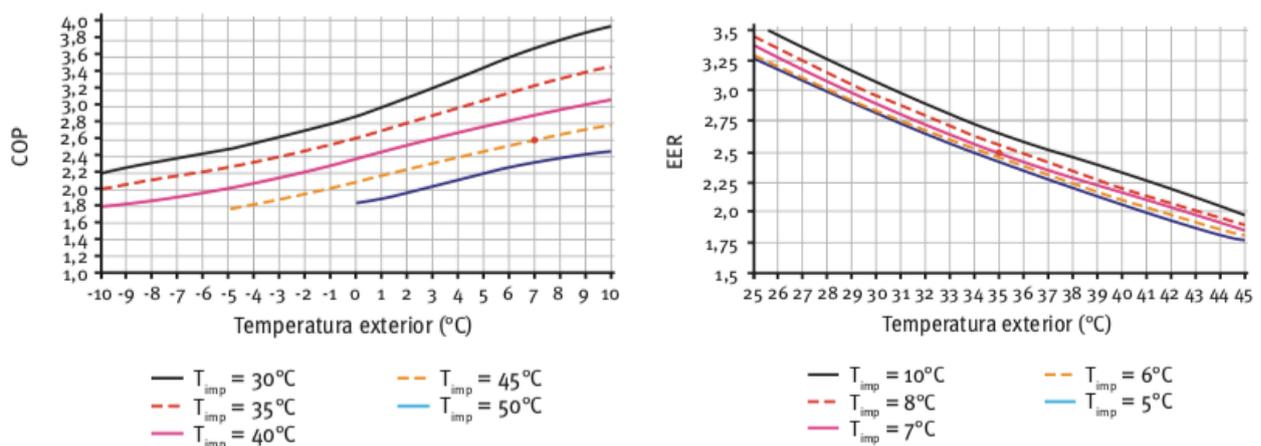


Figura 8. Valores de COP y ERR en función de la T° exterior y la del impulsión para una misma bomba de calor. Fuente: Guía de instalaciones de climatización por agua. RITE.

Se puede observar que, a mayor temperatura de impulsión, menor es el COP de la bomba de calor, por lo que en la generación de ACS y calefacción, que requiere temperaturas entre 50 – 60 °C, el rendimiento de la aerotermia será muy bajo. Así

mismo, la temperatura exterior juega un papel fundamental en el rendimiento de la bomba, por lo que el clima será determinante a la hora de elegir qué tipo debe utilizarse.

2.3.3. Energía solar fotovoltaica. Generación eléctrica

La energía solar fotovoltaica es capaz de producir energía eléctrica directamente a partir de la radiación solar gracias al conocido como efecto fotoeléctrico: la energía que contienen los fotones que componen la radiación solar incide sobre los electrones de la capa de valencia de un material semiconductor y, si su frecuencia es suficiente, los arranca provocando un movimiento de cargas y por tanto generando una corriente eléctrica. Una instalación fotovoltaica cuenta con los siguientes elementos básicos:

- **Los paneles fotovoltaicos:** son los encargados de transformar la energía solar en energía eléctrica y están formados por un conjunto de células que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico y se corresponde con la potencia máxima que el panel puede producir bajo unas determinadas condiciones.
- **Las baterías:** actúan como un dispositivo de almacenamiento energético puesto que los paneles fotovoltaicos solo generan energía eléctrica en los momentos en que incide sobre ellos la luz. Permiten la utilización eléctrica en cualquier momento y, además ayudan a mantener un nivel de tensión estable.
- **El regulador:** es el dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y descargas profundas. Además, controla constantemente el estado de carga de las baterías y regula su intensidad para alargar su vida útil.
- **El inversor:** es el elemento encargado de convertir la corriente continua en alterna, en caso de conectar aparatos que funcionen con dicho tipo de corriente, puesto que la energía almacenada en las baterías solo puede alimentar directamente consumos en corriente continua.

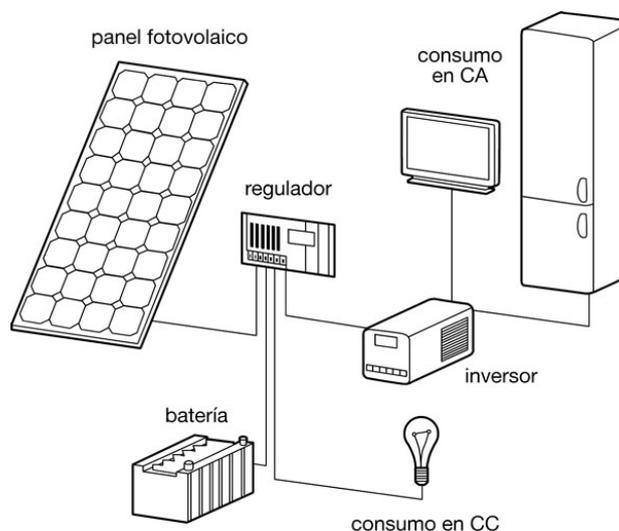


Figura 9. Esquema básico de una instalación fotovoltaica. Fuente: energíafv.com.

3. DIMENSIONADO DEL SISTEMA

3.1. Datos iniciales

3.1.1. Localización

El edificio se sitúa en la localidad de Almería (Andalucía, España) cuyas coordenadas geográficas son:

- Latitud: N36°50'17.3"
- Longitud: O2°27'35.06"

Al ser un edificio hipotético se considera que tiene una orientación sur y no tiene edificios colindantes ni accidentes geográficos que produzcan sombras adicionales.

Según el CTE la ciudad de Almería corresponde a la zona climática V como podemos apreciar en la Figura 10.

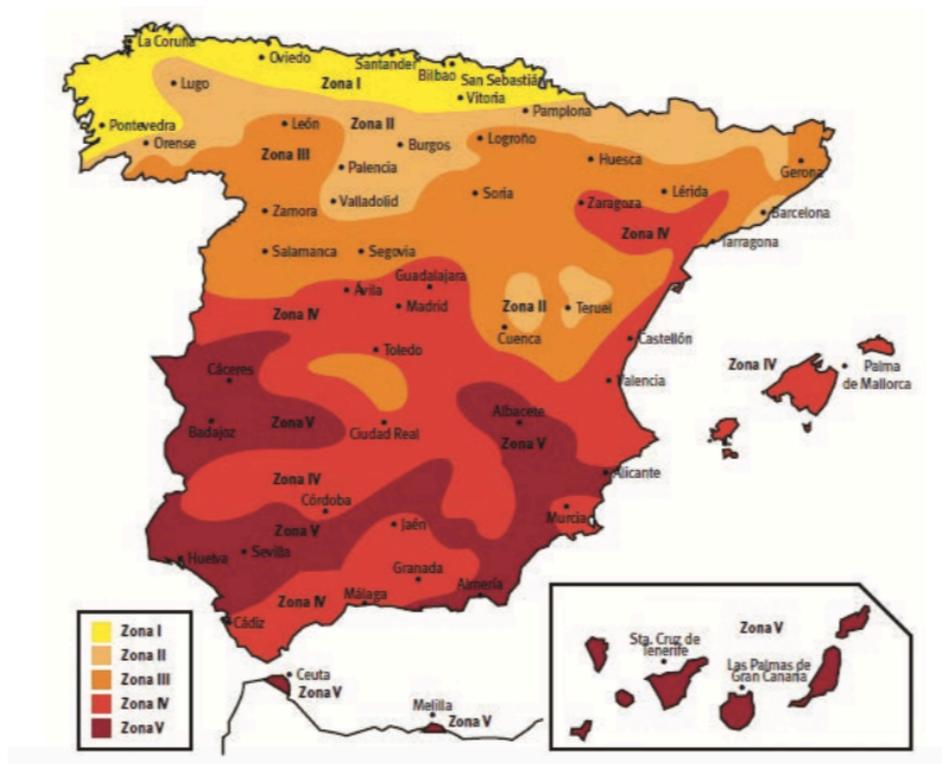


Figura 10. Mapa de zonas climáticas. Fuente: CTE

3.1.2. Recurso solar. Radiación

Para calcular cualquier tipo de instalación relacionada con la energía solar, ya sea térmica o fotovoltaica, es necesario disponer de los datos de radiación de la zona para conocer la capacidad de generación que tendrán dichos equipos.

Los datos de radiación para este caso deben ser mensuales y en unidades de kWh/m². Los datos empleados en este proyecto se han obtenido de a través de la base de datos de PVGIS, la cual proporciona los valores de la radiación global horizontal y los valores de radiación para un ángulo de orientación determinado. Teniendo en cuenta las condiciones climáticas de Almería, donde únicamente existe un consumo elevado de ACS durante los meses de invierno, los captadores solares se instalarán con una inclinación que favorezca su producción en esta época. Siguiendo la regla establecida en el HE4 del CTE la inclinación debe ser igual a la latitud geográfica más 10°.

$$\beta_{opt,cap} = \varphi + 10 = 36^\circ + 10^\circ = 46^\circ \cong 45^\circ \quad (3.1)$$

siendo:

- $\beta_{opt,cap}$ es la inclinación óptima de los captadores.
- φ es la latitud geográfica.

En el caso de la producción fotovoltaica, ésta debe producir el máximo posible anualmente ya que debe abastecer los consumos eléctricos que son constantes y la refrigeración en verano mediante el equipo de aerotermia. La inclinación óptima de los módulos viene dada por la ecuación:

$$\beta_{opt,mod} = 3,7 + 0,69 \cdot |\varphi| = 3,7 + 0,69 \cdot 36 = 28,54^\circ \cong 30^\circ \quad (3.2)$$

donde:

- $\beta_{opt,mod}$ es la inclinación óptima de los módulos.
- φ es la latitud geográfica.

Los datos obtenidos de PVGIS para estos datos de entrada son los siguientes:

Mes	G(0°) (W/m ² ·día)	G(30°) (W/m ² ·día)	G(45°) (W/m ² ·día)
Enero	2.710	4.410	4.900
Febrero	3.720	5.370	5.760
Marzo	5.350	6.580	6.670
Abril	6.340	6.810	6.490
Mayo	7.290	7.040	6.360
Junio	8.070	7.410	6.490
Julio	7.950	7.470	6.620
Agosto	7.100	7.320	6.810
Septiembre	5.550	6.520	6.460
Octubre	4.240	5.740	6.020
Noviembre	2.990	4.700	5.180
Diciembre	2.480	4.220	4.750

Tabla 8. Datos de radiación para la localidad de Almería. Fuente: PVGIS.

3.1.3. Temperatura ambiente

La temperatura ambiente juega un papel muy importante a la hora de dimensionar el sistema puesto que influye directamente en los rendimientos de los módulos fotovoltaicos, de los captadores solares térmicos, de las bombas de calor y determina las necesidades de climatización para alcanzar el confort térmico dentro de los edificios. Como los sistemas solares funcionan durante el día y los momentos de mayor penalización en términos de eficiencia se producen cuando la temperatura ambiente es mayor, se utilizarán las temperaturas medias máximas durante el día. Se incluyen también las temperaturas medias mínimas para el dimensionado de las necesidades de calefacción.

Para la localidad de Almería obtenemos los siguientes valores [12].

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
T _{máx media} [°C]	15,7	16,3	18	19,8	22,3	25,8	28,8	29,3	27,2	23,1	19,3	16,6
T _{min media} [°C]	7,9	8,2	10,2	11,9	14,7	17,9	20,8	21,4	19,5	15,5	11,5	8,9

Tabla 9. Temperatura diaria máxima y mínima media en Almería. Fuente: CENSOLAR.

3.1.4. Temperatura de agua de red

La temperatura de agua de red afecta al cálculo del sistema de climatización y ACS puesto que es el agua que tendrá que calentarse hasta la temperatura de consigna y por lo tanto cuanto menos sea la diferencia de temperatura entre estos dos estados menor será la energía requerida.

Los datos del agua de red se obtienen del Apéndice B del HE4 del CTE [13].

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
T _{media agua red} [°C]:	12	12	13	14	16	18	20	21	19	17	14	12

Tabla 10. Temperatura media del agua de red en Almería. Fuente: DB HE4 del CTE.

3.2. Dimensionamiento ACS

3.2.1. Cálculo de la demanda de ACS

La demanda de ACS del edificio se calculará estimando el consumo para una vivienda y, como todas las viviendas son iguales, se multiplicará por 12 los valores obtenidos. Siguiendo las directrices del CTE en su sección HE4, para calcular la demanda de ACS en una vivienda se estima un consumo medio de 28 litros por persona a 60 °C.

Criterio de demanda	Litros/día-unidad	unidad
Vivienda	28	Por persona

Tabla 11. Demanda media diaria de ACS a 60 °C por persona. Fuente: CTE.

En la Tabla 12 se incluyen los valores de ocupación de una vivienda en función del número de dormitorios.

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

Tabla 12. Valores mínimos de ocupación para el cálculo en uso residencial privado. Fuente: CTE.

Para los bloques de edificios que contienen varias viviendas se emplea un factor de centralización, puesto que la probabilidad de que hagan un consumo simultáneo de ACS disminuye a medida que aumenta el número de viviendas.

Nº viviendas	N≤3	4≤N≤10	11≤N≤20	21≤N≤50	51≤N≤75	76≤N≤100	N≥101
Factor de centralización	1	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,70

Tabla 13. Valor del factor de centralización. Fuente: CTE.

Estos datos son suficientes para hacer una estimación del consumo medio en litros de ACS a 60 °C para el edificio. En la Tabla 14 se resumen estos valores.

Demanda por persona (L/día)	Personas por vivienda	Número de viviendas	Factor de centralización	Consumo del edificio (L/día)
28	4	12	0,9	1209,6

Tabla 14. Demanda diaria de ACS para el edificio. Fuente: elaboración propia.

Una vez obtenida esta demanda en litros de agua a 60 °C, es posible calcular la energía necesaria para calentar el agua de red a esa temperatura en cada uno de los meses del año. La energía necesaria para elevar la temperatura de una cierta cantidad de agua viene dada por la expresión:

$$Q_{ACS} = V \cdot \rho \cdot C_p \cdot \Delta T \quad (3.3)$$

siendo:

- Q_{ACS} la energía necesaria para calentar el agua [kJ/mes].
- V el volumen de agua mensual para ACS [L/mes].
- ρ la densidad del agua [kg/L].
- C_p la capacidad calorífica del agua [kJ/kg°C].
- ΔT la variación de temperatura entre el agua de red y la de ACS [60 °C].

Mes	Días	Demanda estacional de ACS	Consumo diario (L/día)	Temperatura agua de red (°C)	Q_{ACS} (MJ/mes)	Q_{ACS} (kWh/mes)
Enero	31	1	1.209,6	12	7.500,95	2.083,60
Febrero	28	1	1.209,6	12	6.775,05	1.881,96
Marzo	31	1	1.209,6	13	7.344,68	2.040,19
Abril	30	1	1.209,6	14	6.956,52	1.932,37
Mayo	31	1	1.209,6	16	6.875,87	1.909,96
Junio	30	1	1.209,6	18	6.351,61	1.764,34
Julio	31	1	1.209,6	20	6.250,79	1.736,33
Agosto	31	1	1.209,6	21	6.094,52	1.692,92
Septiembre	30	1	1.209,6	19	6.200,38	1.722,33
Octubre	31	1	1.209,6	17	6.719,60	1.866,56
Noviembre	30	1	1.209,6	14	6.956,52	1.932,37
Diciembre	31	1	1.209,6	12	7.500,95	2.083,60
Anual	365	1	1.209,6	15,6	81527,4	22646,5

Tabla 15. Energía necesaria para satisfacer la demanda mensual de ACS del edificio. Fuente: elaboración propia.

3.2.2. Diseño del campo solar

El tamaño del campo de captadores necesario para satisfacer la demanda se calcula mediante un balance entre la energía que recibe de la radiación solar y la que es capaz de transmitir al fluido caloportador que circula a través de él. En primer lugar, se selecciona un modelo de captador para llevar a cabo los cálculos. El captador elegido es el siguiente.

Fabricante		JUNKERS	
Modelo		FKT-2S	
Especificaciones	Símbolo	Unidad	Valor
Área de absorción	A	m ²	2,43
Rendimiento óptico	η_{opt}	-	0,794
Coef. pérdidas lineal a_1	a_1	W/m ² °C	3,863
Coef. pérdidas cuadrático a_2	a_2	W/m ² °C	0,013
Modificador del ángulo de incidencia ($\theta=50^\circ$)	K(θ)	-	0,94
Constante	b_0	-	0,1080

Tabla 16. Propiedades del captador seleccionado. Fuente: Junkers.

El salto de temperatura que experimentará el fluido entre la entrada y la salida del campo viene dado por el número de captadores en serie, mientras que el número de filas procederá de la potencia térmica total requerida por el proceso.

Para este ejemplo se ha establecido una diferencia de temperatura en el campo de 10 °C. Para conocer el salto térmico que se produce individualmente en un captador se debe aplicar el balance de energía en un captador que se encuentre a mitad de la fila. Para ese captador, la energía que absorbe es igual a la que transmite al fluido circulante de la siguiente forma:

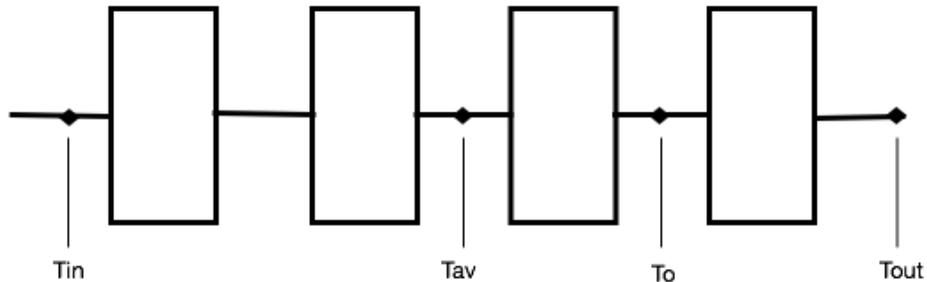


Figura 11. Esquema de temperaturas en una fila de captadores.

$$\eta \cdot A \cdot G_{\beta} = \dot{m} \cdot C_p \cdot (T_o - T_{av}) \quad (3.4)$$

donde:

$$\eta = \eta_{opt} \cdot K(\theta) \cdot F_e - a_1 \frac{T_m - T_a}{G_{\beta}} - a_2 \frac{(T_m - T_a)^2}{G_{\beta}} \quad (3.5)$$

La temperatura de operación del sistema es la establecida para el almacenamiento de ACS, 60 °C. Por regla general, se establece una diferencia de 5°C entre la temperatura de proceso y la temperatura mínima del campo de captadores, por lo tanto:

$$T_{out} = 75^{\circ}\text{C} \quad T_{av} = 70^{\circ}\text{C} \quad T_{in} = 65^{\circ}\text{C} \quad T_m = \frac{T_o + T_{av}}{2}$$

El resto de las variables dependen de las condiciones del punto de diseño. En este caso elegiremos el caso más desfavorable que coincide con el medio día del solsticio de invierno (21 diciembre). Para este día obtenemos los siguientes valores:

$$\theta_{inc} = \text{ángulo de incidencia} = 16,09^{\circ}.$$

$$K(\theta_{inc}) = \text{modificador del ángulo de incidencia} = 0,9955.$$

$$F_e = \text{factor de limpieza} = 0,98.$$

$$G_{\beta} = \text{radiación sobre el plano inclinado } 45^{\circ} = 893 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}.$$

$$T_a = \text{temperatura ambiente} = 18,2^{\circ}\text{C}.$$

$$\dot{m} = \text{caudal que atraviesa el captador} = 0,0486 \frac{\text{kg}}{\text{s}}.$$

$$C_p = \text{capacidad calorífica del agua} = 4180 \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}}.$$

Sustituyendo los valores en la ecuación 3.4. y despejando T_o se obtiene el salto de temperatura para un captador:

$$T_o = 75,64 \text{ } ^\circ\text{C} \rightarrow \Delta T_{cap} = T_o - T_{av} = 75,64 - 70 = 5,64^\circ\text{C} \quad (3.6)$$

Por lo tanto, el número de captadores en serie vendrá dado por:

$$N^{\circ}_{cap,serie} = \frac{\Delta T_{campo}}{\Delta T_{cap}} = \frac{10}{5,64} = 1,77 \approx 2 \text{ captadores} \quad (3.7)$$

Para calcular el número de filas necesario primero se debe ajustar el caudal que circula por los captadores debido al redondeo previo.

$$\dot{m}_{corregido} = \dot{m} \cdot \frac{2}{1,77} = 0,055 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \quad (3.8)$$

Luego la potencia que es capaz de generar una fila de captadores viene dada por:

$$P_{fila} = \dot{m}_{corregido} \cdot C_p \cdot (T_{out} - T_{in}) = 0,055 \cdot 4180 \cdot 10 = 2.295,5 \text{ W} \quad (3.9)$$

Teniendo en cuenta que la potencia demanda por el sistema se puede calcular como la demanda diaria del edificio entre el número de horas de operación (1 día) tenemos que:

$$P_{térmica} = \frac{V_{diario} \cdot C_p \cdot (T_{ACS} - T_{red,dic})}{tiempo_{operación}} = \frac{1.209,6 \cdot 4.180 \cdot (60 - 12)}{24 \cdot 3,6} = 2808,9 \text{ W} \quad (3.10)$$

$$N^{\circ}_{filas} = \frac{P_{térmica}}{P_{fila}} = \frac{2.808,9}{2.295,5} = 1,22 \approx 2 \text{ filas} \quad (3.11)$$

Para finalizar diseño del campo se introduce un factor muy importante en cualquier instalación solar, el múltiplo solar (MS), que se define como el sobredimensionamiento del campo solar frente al tamaño de diseño para las condiciones de operación. En este caso se ha seleccionado un múltiplo solar de 1,5 por lo que finalmente se tienen 3 filas con 2 captadores cada una.

3.2.3. Cálculo de la aportación solar para ACS

Una vez dimensionado el campo solar y conocida la demanda de ACS es posible estimar la fracción del consumo que aportará el sistema. Este parámetro se conoce como fracción solar y se calcula mediante el cociente entre la energía generada por el campo y la demanda térmica de ACS.

A partir de las variables empleadas en el diseño del campo y con los valores de un año meteorológico tipo para la provincia de Almería, es posible calcular la potencia entregada por las 3 filas de captadores durante cada hora del año mediante la siguiente ecuación. El comportamiento horario del sistema arroja los siguientes resultados.

$$Fraccion\ solar\ (\%) = \frac{Energía\ térmica}{Carga\ térmica} = \sum_{t=0}^{t=horas\ mes} \frac{P_{fila} \cdot N^o_{filas} \cdot MS}{Q_{ACS}} \quad (3.12)$$

Mes	Q _{ACS} (kWh)	Q _{ACS,Solar} (kWh)	Q _{ACS,Auxiliar} (kWh)	Fracción Solar (%)
Enero	2.083,60	1.076,23	1.007,36	52%
Febrero	1.881,96	1.185,33	696,63	63%
Marzo	2.040,19	1.620,58	419,61	79%
Abril	1.932,37	1.455,95	476,41	75%
Mayo	1.909,96	1.464,87	445,09	77%
Junio	1.764,34	1.518,92	245,41	86%
Julio	1.736,33	1.705,94	30,39	98%
Agosto	1.692,92	1.825,93	0,00	108%
Septiembre	1.722,33	1.611,26	111,07	94%
Octubre	1.866,56	1.471,38	395,18	79%
Noviembre	1.932,37	1.134,20	798,17	59%
Diciembre	2.083,60	1.046,79	1.036,81	50%
TOTAL	22.646,51	17.117,38	5.662,14	76,6%

Tabla 17. Producción energética del campo de captadores solares. Fuente: elaboración propia.

Las exigencias que impone el CTE sobre el valor de la fracción solar incluidas en el HE4 son:

- Para un edificio de consumo menor a 5.000 L/día, fracción solar mínima anual de 60%
- Para evitar sobrecalentamientos, la fracción solar no podría superar nunca el 110% y no ser mayor de 100% durante 3 meses seguidos.

En la Tabla 17 se puede comprobar que los criterios se cumplen.

3.2.4. Pérdidas límite por orientación y sombras. Distancia entre captadores.

Conocido el número de captadores necesario se debe calcular la distancia entre ellos, así como las pérdidas por sombras producidas por obstáculos que deben ser inferiores a los límites establecidos en el CTE y que se reflejan en la Tabla 7.

Los captadores de este edificio tienen una orientación sur o acimut ($\alpha=0^\circ$) y una inclinación de 45° ($\beta=45^\circ$). En la Figura 12 se representan las pérdidas debidas a la orientación.

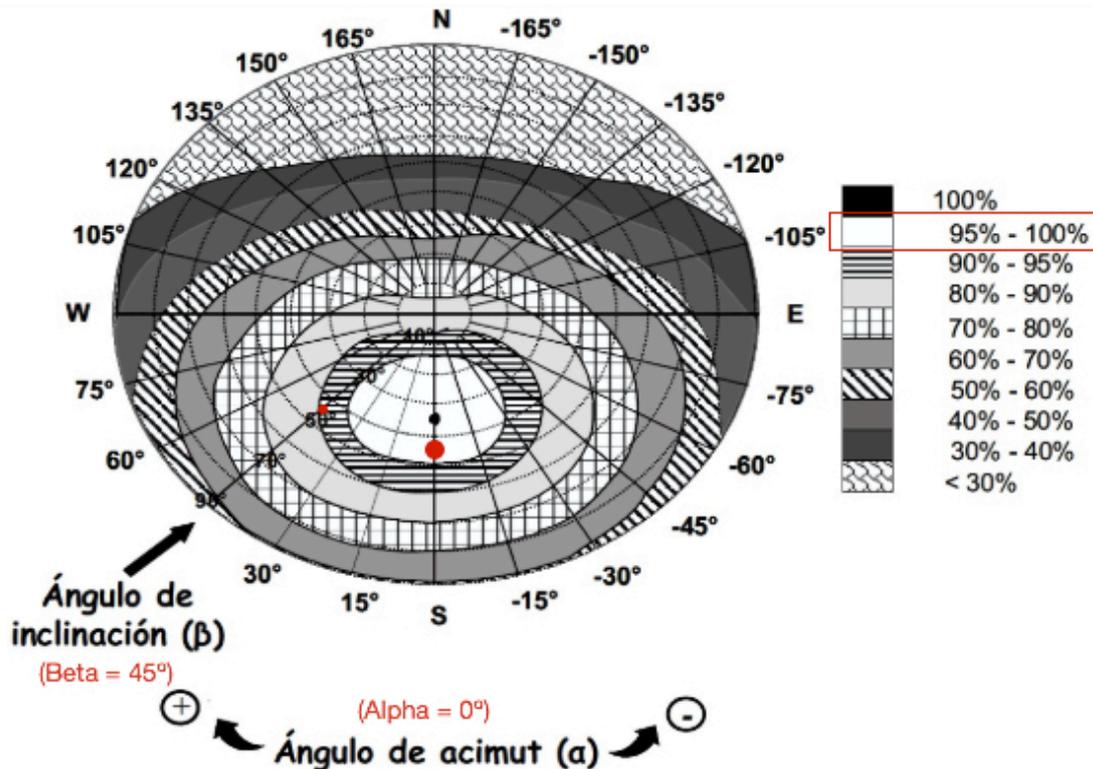


Figura 12. Pérdidas por orientación. Fuente: CTE.

Se observa que según los valores de α y β seleccionados, el punto de diseño se encuentra en la zona de radiación entre el 95-100% de exposición, por lo que consideraremos pérdidas del 2% debidas a la orientación. Siendo el límite establecido en el CTE del 10% se cumplen los requisitos.

En cuanto a las sombras por obstáculos únicamente se tiene en cuenta el muro que delimita la azotea del edificio y que tiene una altura de 75 cm. Los captadores se encuentran apoyados sobre bloques de cemento que tienen una altura de 15 cm por lo que consideraremos un obstáculo de 60 cm de altura. Para minimizar las pérdidas por sombreado debidas a este muro y a los propios captadores respecto a su fila anterior, se establece una distancia mínima de separación la cual garantiza 4 horas de exposición en el solsticio de invierno. Dicha distancia viene dada por la expresión:

$$D_{min} = h \cdot k \quad (3.13)$$

siendo:

- D_{min} la distancia mínima entre obstáculos.
- h la altura captador u obstáculo.
- k el coeficiente en función de la latitud.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
k	1,600	2,246	2,475	2,747	3,078	3,487

Tabla 18. Valores del factor k en función de la latitud. Fuente: CTE.

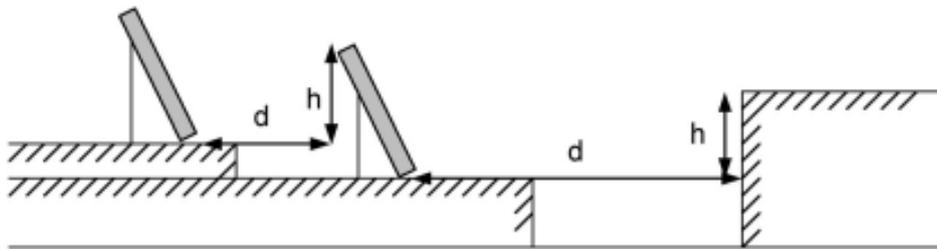


Figura 13. Esquema de cálculo de la distancia mínima entre para obstáculos. Fuente: CTE.

Por lo tanto, la distancia entre el muro de la azotea y la primera fila de captadores será:

$$D_{min,muro} = k \cdot h_{muro} \rightarrow D_{min,muro} = 2,475 \cdot 0,6 = 1,48 \text{ m} \quad (3.14)$$

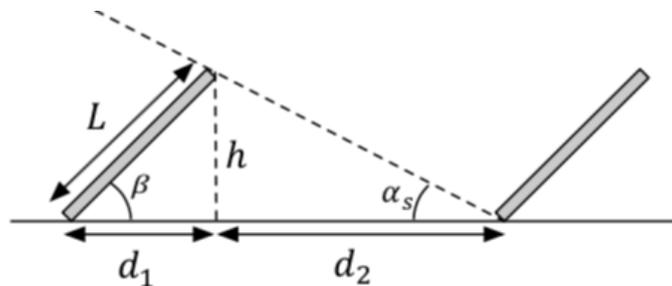


Figura 14. Distancia entre captadores por trigonometría. Fuente: apuntes Máster, E.Solar de Baja Temperatura.

En el caso de que fuera necesario disponer los captadores en varias filas se precisa calcular la distancia entre ellos. Se calculará por trigonometría basada en la sombra que proyectan en el solsticio de invierno. En Figura 14 se aprecia la relación existente:

$$d_1 + d_2 = L \cdot \cos\beta + \frac{L \cdot \sin\beta}{\tan\alpha_s} \quad (3.15)$$

donde:

- L_c es la longitud del captador [2,17 m].

- L_m es la longitud del módulo [2 m].
- α_s es la altura solar para Almería el 21 de diciembre [29,73°].

Por lo tanto:

$$D_{min,cap} = d_1 + d_2 = 2,17 \cdot \cos 45 + \frac{2,17 \cdot \sin 45}{\tan 29,73} = 4,22 \text{ m} \quad (3.16)$$

$$D_{min,mod} = d_1 + d_2 = 2 \cdot \cos 30 + \frac{2 \cdot \sin 30}{\tan 29,73} = 3,5 \text{ m} \quad (3.17)$$

3.2.5. Volumen de acumulación ACS

Los sistemas basados en la energía solar precisan de un volumen de acumulación ya que la radiación no es constante y la demanda a menudo no coincide con las horas de irradiación. Para un edificio de viviendas, la solución más eficiente es disponer de un depósito interacumulador común que abastezca a todas las viviendas. En el caso de que aun así no sea posible satisfacer la demanda, la bomba de calor será la encargada de generar el ACS.

Normalmente se emplean volúmenes de acumulación cercanos al de la demanda diaria de agua caliente mientras este cumpla con la exigencia establecida en el HE4 del CTE:

$$50 < \frac{V}{A} < 180 \quad (3.18)$$

donde:

- V es el volumen del acumulador [L].
- A es la superficie de captación [m²].

En el caso de este edificio:

$$\frac{V}{A} = \frac{1.209,6}{14,58} = 82,96 \quad (3.19)$$

Cumple el criterio por lo que se ha seleccionado el siguiente interacumulador que encaja con las especificaciones:

Fabricante		JUNKERS
Modelo		MVV-SB
Especificaciones	Unidades	Valor
Alto	mm	2.320
Diámetro	∅ / mm	1.160
Espesor de aislamiento	mm	80
Conductividad térmica	W/m·°C	0.025
Intercambiadores		1
Volumen útil	L	1.500
Tipo		Serpentín
Volumen del serpentín	L	24.1
Superficie de intercambio	m ²	4
Potencia máx. de intercambio	kW	138
Peso en vacío	kg	239
Relación V/A		102,8

Tabla 19. Especificaciones técnicas del interacumulador. Fuente: Junkers.

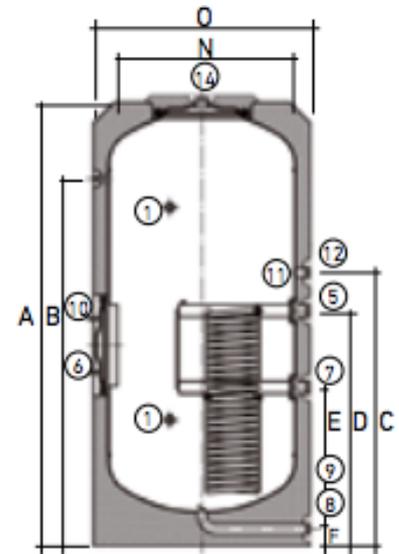


Figura 15. Interacumulador MVV-SB. Fuente: Junkers.

El intercambiador de calor debe tener una potencia mínima establecida en el HE4 del CTE de:

$$P_{min,hex} > 500 \cdot A \rightarrow P_{min,hex} > 7.290 \text{ W} \quad (3.20)$$

La potencia del intercambiador viene dada por:

$$P_{hex} = A \cdot K_{cond} \cdot \Delta T_{cap} \quad (3.21)$$

donde:

- A es la superficie del serpentín [m²].
- K_{cond} es el coeficiente de conductividad térmica del cobre [W/m²·°C].
- ΔT_{cap} es la diferencia de temperatura entre salida de captadores y el retorno [°C].

Sustituyendo valores se obtiene una potencia de:

$$P = 4 \cdot 385 \cdot 10 = 15.400 \text{ W} > 7.290 \text{ W} \quad (3.22)$$

Se comprueba que cumple la exigencia del CTE.

3.3. Dimensionado del sistema de climatización

El sistema de climatización se encarga de mantener el confort térmico en la vivienda tanto para el periodo de invierno con calefacción y en verano refrigeración. Existe también un caudal mínimo de ventilación establecido en el documento HS3 del CTE sobre salubridad en edificios.

El sistema de climatización elegido es el de una bomba de calor por aerotermia que puede generar agua caliente hasta 70 °C y que tiene buenos rendimientos en calor de baja temperatura para calefacción y refrigeración. La distribución del calor a las habitaciones de la vivienda se hará mediante fan-coils.

3.3.1. Cálculo de la potencia de climatización

Para llevar a cabo una estimación de la demanda de climatización se suman por separado el valor de cada uno de los factores que intervienen en la temperatura de una vivienda.

$$Q_{\text{climatización}} = Q_{\text{transmisión}} + Q_{\text{ventilación}} + Q_{\text{infiltración}} + Q_{\text{ocupación}} + Q_{\text{equipos}} \quad (3.23)$$

donde:

$Q_{\text{transmisión}}$ es el calor intercambiado con el ambiente a través de los cerramientos que conforman la envolvente de la vivienda:

$$Q_{\text{transmisión}} = K_t \cdot S \cdot \Delta T \quad (3.24)$$

siendo:

- K_t el coeficiente de transmitancia del material [$\text{W}/\text{m}^2 \cdot ^\circ\text{C}$].
- S la superficie de transmisión [m^2].
- ΔT la diferencia de temperatura entre el ambiente y el interior [$^\circ\text{C}$]

Para obtener los coeficientes de transmitancia se ha utilizado el programa CALENER y se han diseñado cuatro tipos de paredes con diferentes materiales y grados de aislamiento que pueden comprobarse en el Anexo 1.

$Q_{\text{ventilación}}$ es el calor intercambiado al introducir aire del exterior en la vivienda

$$Q_{\text{ventilación}} = \rho_{\text{aire}} \cdot C_{p,\text{aire}} \cdot 0,86 \cdot V \cdot \Delta T \quad (3.25)$$

donde:

- ρ_{aire} es la densidad del aire [kg/m^3].
- $C_{p,\text{aire}}$ es el calor específico del aire [$\text{kcal}/\text{kg} \cdot ^\circ\text{C}$] $\cdot 0,86$ [$\text{J} \cdot \text{h}/\text{kcal} \cdot \text{s}$].
- V es el volumen de aire renovado cada hora [m^3/h].

- ΔT es la diferencia de temperatura entre el aire exterior e interior [°C].

La renovación del aire en el interior de cada estancia se estipula según lo dispuesto en el CTE y que puede comprobarse en la Tabla 21.

Tipo de vivienda	Caudal mínimo q_v en l/s				
	Locales secos ^{(1) (2)}			Locales húmedos ⁽²⁾	
	Dormitorio principal	Resto de dormitorios	Salas de estar y comedores ⁽³⁾	Mínimo en total	Mínimo por local
0 ó 1 dormitorios	8	-	6	12	6
2 dormitorios	8	4	8	24	7
3 o más dormitorios	8	4	10	33	8

Tabla 20. Caudal mínimo de aire por estancia. Fuente: DB HS3 del CTE.

Teniendo en cuenta estos datos se tiene que el caudal de ventilación mínimo en cada vivienda será de:

Estancia	q_v (L/s)
Dormitorios	16
Salón	10
Aseos	20
Cocina	10
Pasillos	10
Total	66

Tabla 21. Caudal mínimo de ventilación en la vivienda

Para obtener el número de renovaciones por hora que suceden con este caudal:

$$q_v = 66 \frac{L}{s} \cdot 3.600 \frac{s}{h} \cdot 10^{-3} \frac{m^3}{L} = 237,6 \frac{m^3}{h} \quad (3.26)$$

$$V_{vivienda} = 120m^2 \cdot 2,8m = 336m^3 \quad (3.27)$$

$$\frac{\text{Renovaciones}}{h} = \frac{q_v}{V_{vivienda}} = \frac{237,6 \frac{m^3}{h}}{336m^3} = 0,7 \frac{\text{renovaciones}}{h} \quad (3.28)$$

$Q_{infiltración}$ es el intercambio de calor debido a las infiltraciones de aire exterior a través de marcos, puertas, conductos... que pueden estimarse como un 30% de la ventilación.

$$Q_{infiltración} = 0,3 \cdot Q_{ventilación} \quad (3.29)$$

$Q_{ocupación}$ es el calor generado por las personas que habitan la vivienda. Se considera que viven 4 personas en casa y cada una de ellas aporta aproximadamente 75 W.

$$Q_{ocupación} = 75 \frac{W}{persona} \quad (3.30)$$

$Q_{equipos}$ es el calor generado por los aparatos eléctricos de la vivienda. El equipamiento básico de electrodomésticos en su conjunto disipa aproximadamente 1.000 W y la iluminación LED aporta 15 W por cada bombilla (en este estudio se consideran 12 por vivienda).

$$Q_{equipos} = 1.180 W \quad (3.31)$$

Las demandas máximas de calefacción y refrigeración se resumen en las siguientes tablas:

DEMANDA DE CALEFACCIÓN EN INVIERNO					
Condiciones de temperatura					
T _{exterior} : 5 °C		ΔT : 14 °C		T _{interior} : 22 °C	ΔT edificio: 5 °C
TRANSMISIÓN	Coef. Transmitancia K (W/m ² °C)	Superficie (m ²)	ΔT (°C)	Carga de calefacción (W)	
Exteriores	0,48	49,4	-17	-403	
Interiores	1,09	64,4	-5	-351	
Suelo	0,6	120	-5	-360	
Techo	0,38	120	-17	-775	
Vidrios	1,9	15	-17	-485	
Total				-2.374	
VENTILACIÓN	ρ _{aire} · C _{p,aire} (W/m ³ °C)	ΔT (°C)	Volumen (m ³)	Carga de calefacción (W)	
0,7 renovaciones/h	0,335	-17	336	-1.339	
INFILTRACIONES	0,3 · Q _{ventilación}			-402	
Total				-1.741	
OCUPACIÓN	Nº personas	Calor por persona (W)		Carga de calefacción (W)	
Personas	4	75		300	
Total				300	

EQUIPOS	Calor disipado (W)	Carga de calefacción (W)
Electrodomésticos	1.000	1.000
Iluminación	180	180
Total		1.180
CARGA TOTAL DE CALEFACCIÓN (W)		-2.634

Tabla 22. Demanda máxima de calefacción. Fuente: elaboración propia.

DEMANDA DE REFRIGERACIÓN EN VERANO				
Condiciones de temperatura				
$T_{\text{exterior}}: 38\text{ °C}$		$\Delta T: 13\text{ °C}$		
$T_{\text{interior}}: 25\text{ °C}$		$\Delta T_{\text{edificio}}: 5\text{ °C}$		
TRANSMISIÓN	Coef. Transmisión K ($W/m^2\text{°C}$)	Superficie total (m^2)	ΔT (°C)	Carga de refrigeración (W)
Exteriores	0,48	49,4	13	308
Interiores	1,09	64,4	5	351
Suelo	0,6	120	5	360
Techo	0,38	120	13	593
Vidrios	1,9	15	13	371
Total				1.983
VENTILACIÓN	$\rho_{\text{aire}} \cdot C_{p,\text{aire}}$ ($W/m^3\text{°C}$)	ΔT (°C)	Volumen (m^3)	Carga de refrigeración (W)
0,7 renovación/h	0,335	13	336	1.024
INFILTRACIONES	$0,3 \cdot Q_{\text{ventilación}}$			307
Total				1.331
OCUPACIÓN	Nº personas	Calor por persona (W)		Carga de refrigeración (W)
Personas	4	75		300
Total				300
EQUIPOS	Calor disipado (W)			Carga de refrigeración (W)
Electrodomésticos	1.000			1.000
Iluminación	180			180
Total				1.180
CARGA TOTAL DE REFRIGERACIÓN (W)				4.794

Tabla 23. Demanda máxima de refrigeración. Fuente: elaboración propia.

3.3.2. Selección de la bomba de calor

Existen multitud de fabricantes en el mercado actual de bombas de calor con altos rendimientos de operación. Sin embargo, los datos proporcionados suelen referirse a las condiciones nominales de operación y estos varían en gran proporción cuando se ven sometidos a las condiciones reales en cuanto a temperaturas de impulsión y la temperatura ambiente, como vimos en el apartado 2.3.2.

En primer lugar se decidió si colocar un equipo por vivienda o uno centralizado. Se decide optar por la segunda opción principalmente por cuestión de eficiencia, ya que las penalizaciones en equipos individuales son mayores que en los equipos centralizados [14]; por otro lado, las nuevas políticas en cuanto a estética de las fachadas en bloques de viviendas impiden colocar la unidad exterior de la bomba de calor en zonas visibles, por lo que, al tener que instalarse en el techo, los equipos individuales tienen problemas de bombeo cuando existen grandes saltos de altura.

Para seleccionar el tamaño de la bomba se tiene en cuenta el cálculo de la carga total de refrigeración por vivienda puesto que es mayor que la de calefacción, y se procede a escalar dicha carga al conjunto de viviendas siendo la potencia de refrigeración total igual a:

$$Q_{ref,edificio} = Q_{ref,vivienda} \cdot N^{\circ} \text{ viviendas} \quad (3.32)$$

$$Q_{ref,edificio} = 4794 \cdot 12 = 57.564 \text{ W} \quad (3.33)$$

Una vez conocida la potencia necesaria se selecciona el modelo Black HT-65 del fabricante Tecna. Los datos técnicos de la máquina son los siguientes.

CALEFACCIÓN											
Uso	T _{impulsión} (°C)	T _{exterior} (°C)									
		5		7		10		15		20	
		kW	COP	kW	COP	kW	COP	kW	COP	kW	COP
Calefacción	45/40	55	3,6	59	3,6	62	3,7	75	4,1	82	4,3
	55/50	51	3,1	55	3,1	58	3,2	70	3,5	76	3,6
ACS	65/60	47	2,6	50	2,7	53	2,8	65	3	70	3,1

REFRIGERACIÓN							
Uso	T _{impulsión} (°C)	T _{exterior} (°C)					
		30		35		40	
		kW	EER	kW	EER	kW	EER
Refrigeración	12/7	58	3,3	56	3,1	51	2,7
	17/12	68	3,4	62	3,1	8	2,8
	23/18	78	3,6	73	3,2	68	2,8

Tabla 24. Especificaciones energéticas de la bomba de calor. Fuente: Tecna.

3.3.3. Demanda térmica anual de calefacción y refrigeración

El consumo energético anual de la vivienda relativo a la climatización puede solo estimarse, ya que al no ser un edificio real se deberían de suponer gran cantidad de datos y se precisan de curvas reales de consumo para hacer un cálculo fidedigno. La solución propuesta es la condición de que la demanda energética cumpla con el límite de la exigencia contemplado en el CTE en el apartado HE1, visto en el capítulo 2.1.2. de este documento y que establecía unos límites de 15 kWh/m²-año tanto para calefacción como para refrigeración en la zona climática de Almería. Tratándose de una vivienda de nueva construcción es técnicamente viable el conseguir un nivel de aislamiento y eficiencia mediante arquitectura solar pasiva, pero el detalle de dicha instalación requiere de un proyecto técnico por sí solo.

La distribución mensual de dicha demanda energética anual se realiza mediante el cálculo de los grados-día de cada mes a partir de un año meteorológico tipo de la ciudad de Almería. El método grados-día consiste en sumar las diferencias entre la temperatura ambiente y una temperatura establecida como consigna. Para la refrigeración se establecen 26 °C y por lo tanto se suma la diferencia de cada hora donde la temperatura sea mayor. En modo calefacción se contarán todas las diferencias horarias que se encuentren por debajo de 20 °C. De esta forma se obtiene cuánto y cuándo la temperatura exterior requiere el uso de la calefacción o refrigeración. Para conseguir la distribución mensual a partir del valor anual se dividen los grados-día de cada mes entre el total de grados-día del año.

En la Tabla 25 se reflejan los resultados obtenidos.

CONSUMO ANUAL CALEFACCIÓN/REFRIGERACIÓN				
Mes	Grados-Día CAL_20	Grados-Día REF_26	Q_{Cal} (kWh/m²)	Q_{Ref} (kWh/m²)
Enero	-227,1	0,0	2,57	-
Febrero	-190,1	0,0	2,15	-
Marzo	-186,4	0,0	2,11	-
Abril	-140,4	3,6	1,59	0,18
Mayo	-93,9	25,9	1,06	1,33
Junio	-40,5	35,7	0,46	1,84
Julio	-11,9	92,1	0,14	4,75
Agosto	-9,2	85,2	0,10	4,39
Septiembre	-24,8	39,9	0,28	2,06
Octubre	-56,7	7,7	0,64	0,40
Noviembre	-136,6	0,8	1,55	0,04
Diciembre	-206,8	0,0	2,34	-
ANUAL			15,00	15,00

Tabla 25. Cálculo de la demanda de calefacción y refrigeración mensual. Fuente: elaboración propia

3.4. Dimensionado del sistema fotovoltaico

3.4.1. Cálculo de la demanda eléctrica

La demanda eléctrica será la generada por los consumos de la bomba de calor a la hora de climatizar la vivienda y/o producir ACS y por el consumo eléctrico de los equipos electrodomésticos.

El perfil de consumo de ACS ha sido calculado en el capítulo 3.2.1., así como la parte de este que se cubre por el sistema termo-solar y la cual será producida por la bomba de calor.

La demanda térmica anual de climatización se ha estimado en el capítulo 3.3.3. Por último, para calcular el consumo eléctrico de los electrodomésticos se recurre a consultar el documento del IDAE referente a los consumos medios de los hogares españoles [10]. En concreto, como se aprecia en la Figura 16, el consumo anual medio para un piso es de 2.936 kWh/año.

Unidad: kWh	España		Pisos		Unifamiliares	
Frigoríficos	662	22,4%	651	22,2%	688	22,4%
Congeladores	563	19,1%	488	16,6%	631	20,5%
Lavadoras	255	8,6%	253	8,6%	261	8,5%
Lavavajillas	246	8,3%	242	8,2%	253	8,2%
Secadoras	255	8,6%	258	8,8%	252	8,2%
Horno	231	7,8%	223	7,6%	244	7,9%
TV	263	8,9%	249	8,5%	294	9,6%
Ordenadores	172	5,8%	249	8,5%	186	6,0%
Standby	231	7,8%	237	8,1%	216	7,0%
Resto Electrodomésticos	76	2,6%	86	2,9%	51	1,7%
TOTAL	2.953	100%	2.936	100%	3.076	100%

Figura 16. Consumo anual eléctrico de los electrodomésticos por vivienda en España. Fuente: IDAE.

Una vez obtenidos los consumos energéticos térmicos hay que calcular el consumo eléctrico que supone producirlos y que será el valor anual de electricidad secundaria consumida. Para ello se tiene que dividir la energía térmica entre el rendimiento de operación medio de la bomba de calor que hemos seleccionado en función del modo y la temperatura de trabajo. Los valores de los rendimientos pueden consultarse en la Tabla 24.

$$E_{ACS} = \frac{Q_{Aux,ACS}}{COP_{60^{\circ}C}} = \frac{5662,14}{3} = 1,31 \text{ kWh/m}^2 \quad (3.34)$$

$$E_{CAL} = \frac{Q_{Cal}}{COP_{45^{\circ}C}} = \frac{15}{4} = 3,75 \text{ kWh/m}^2 \quad (3.35)$$

$$E_{REF} = \frac{Q_{Ref}}{ERR_{7^{\circ}C}} = \frac{15}{3,3} = 4,45 \text{ kWh/m}^2 \quad (3.36)$$

$$E_{EQUIPOS} = \frac{E_{IDAE}}{Sup_{vivienda}} = \frac{2936}{120} = 24,46 \text{ kWh/m}^2 \quad (3.37)$$

El factor de paso para convertir la energía secundaria en primaria aparece en el capítulo 2.1.2. y es de 1,954. En la Tabla 26 se han resumido los resultados de consumo eléctrico anual por metro cuadrado del edificio.

CONSUMO ELECTRICO SECUNDARIO					
Mes	ACS (kWh/m²)	Calefacción (kWh/m²)	Refrigeración (kWh/m²)	Equipos Elec. (kWh/m²)	Total (kWh/m²)
Enero	0,23	0,64	-	2,02	2,84
Febrero	0,16	0,54	-	2,02	2,68
Marzo	0,10	0,53	-	2,02	2,64
Abril	0,11	0,40	0,06	2,02	2,56
Mayo	0,10	0,27	0,40	2,02	2,77
Junio	0,06	0,11	0,56	2,02	2,69
Julio	0,01	0,03	1,44	2,02	3,48
Agosto	0,00	0,03	1,33	2,02	3,35
Septiembre	0,03	0,07	0,62	2,02	2,71
Octubre	0,09	0,16	0,12	2,02	2,38
Noviembre	0,18	0,39	0,01	2,02	2,56
Diciembre	0,24	0,59	-	2,02	2,79
ANUAL	1,31	3,75	4,45	24,46	33,79
CONSUMO ELECTRICO PRIMARIO					
ANUAL	2,5	7,3	8,9	47,3	66,02

Tabla 26. Consumo anual de electricidad secundaria y primaria por m² del edificio. Fuente: elaboración propia.

Se comprueba que no se cumplen todas las exigencias establecidas en el CTE y la normativa de la UE respecto a la condición de EECN.

Exigencia	Descripción	Unidad	Valor límite	Resultado
CTE - HE0	Demanda máxima de energía primaria para ACS + Calefacción + Refrigeración		40,7	18,7
CTE - HE1	Demanda máxima de calefacción	kWh/m ²	15	15
CTE - HE1	Demanda máxima de refrigeración		15	15
UE - EECN	Consumo máximo de 65 kWh/m ² -año de energía primaria con al menos 50 kWh/m ² -año renovables		65	66,02

Tabla 27. Resultados obtenidos respecto a las restricciones energéticas del CTE. Fuente: elaboración propia.

Se ha superado el límite establecido para el consumo máximo de energía primaria, siendo el grupo de los equipos eléctricos el que mayor aporte tiene en el total. Teniendo en cuenta que el estudio del IDAE data del 2010, se puede suponer que el consumo de los electrodomésticos hoy día sea aproximadamente un 30% menos gracias a la mejora en la eficiencia de los mismos.

Para que el edificio pueda considerarse EECN se va a cumplir la exigencia de que el consumo máximo de energía primaria de fuentes no renovables sea inferior a 15 kWh/m². Esto supone por tanto una producción de al menos 51,02 kWh/m² de energía primaria renovable, en este caso energía solar fotovoltaica. Aplicando de nuevo el factor de paso para energía secundaria, que es la que generarán los módulos, obtenemos una generación mínima secundaria de 26,11 kWh/m² anuales. Multiplicando esta por la superficie total habitada del edificio, 1.440 m², se consigue el dato buscado: un aporte fotovoltaico de 37.599,2 kWh al año a la demanda total de electricidad.

3.4.2. Potencia del sistema fotovoltaico

El sistema fotovoltaico se dimensiona por dos parámetros principales: la potencia pico instalada y la capacidad de almacenamiento de las baterías en el caso de incorporarlas. El factor limitante para la potencia pico instalada es el espacio físico disponible en la azotea del edificio. En cuanto a las baterías, físicamente no existe limitación, pero debido a su alto coste la inversión económica será lo que determine la capacidad de almacenamiento máxima razonable.

Para determinar el número máximo de paneles a instalar se debe tener en cuenta que la planta del edificio tiene un área equivalente a cuatro viviendas lo que hace un total de 480 m², los cuales ha de compartir con los captadores solares, el equipo de la bomba de calor y la entrada a la propia azotea. La distribución de dichos elementos puede verse en la siguiente figura.

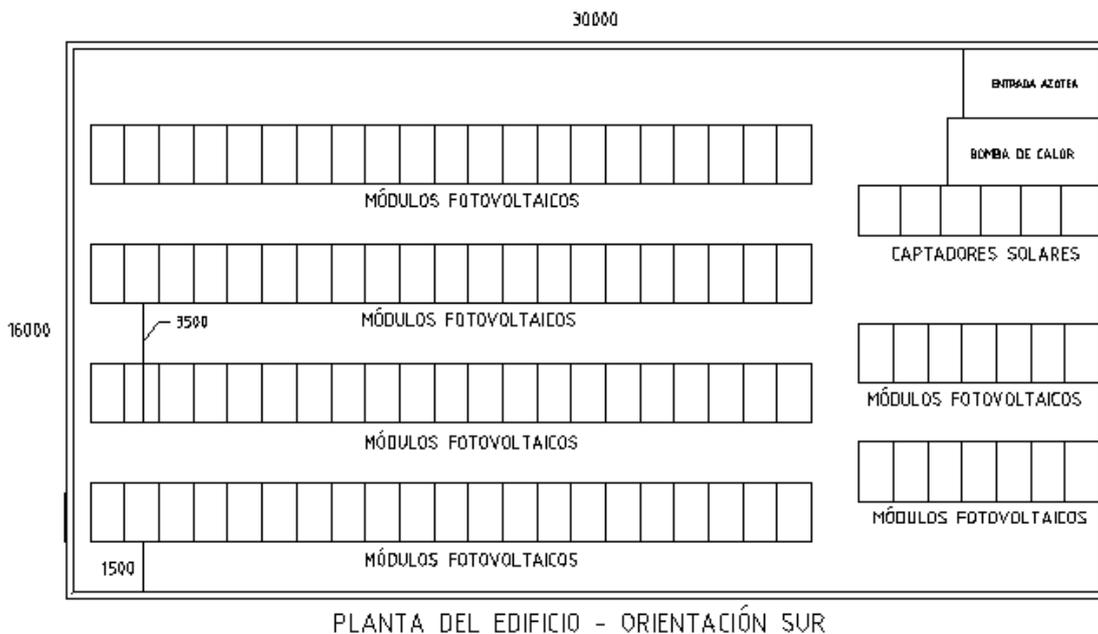


Figura 17. Distribución de módulos y captadores en la azotea del edificio (cotas en mm).

Teniendo en cuenta las distancias mínimas entre filas de módulos y la separación necesaria con el muro, el número de módulos que se puede instalar en la azotea es de 98.

Los módulos más potentes del mercado tienen una potencia pico de 330 W por lo que la instalación tendrá como máximo:

$$P_{pico,total} = P_{pico,módulo} \cdot N^{\circ} \text{módulos} = 330 \cdot 98 = 32340 \text{ W} = 32,34 \text{ kW} \quad (3.38)$$

Basado en este dato y en la carga eléctrica obtenida para cada mes se procede a realizar simulaciones del funcionamiento del sistema en condiciones reales de operación gracias al software SAM (System Advisor Model) desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory).

En la sección siguiente se describen las diferentes simulaciones realizadas con el programa y sus resultados.

4. SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA

A la hora de evaluar el sistema propuesto se ha hecho uso de un simulador de forma que reproduzca de la manera más precisa posible el comportamiento del mismo. SAM es un software de diseño y simulación de sistemas solares, tanto de tipo termosolar como fotovoltaico. Abrimos un proyecto en la sección de sistemas fotovoltaicos residenciales. Tras introducir una serie de parámetros el sistema es capaz de generar un perfil de consumo a partir de las condiciones del edificio y un valor de demanda mensual, dando como resultado un análisis completo del funcionamiento del sistema y su viabilidad.

4.1. Configuración del sistema

Para configurar una simulación debemos completar varias secciones de diseño. A continuación se muestra el proceso llevado a cabo:

1. **Recurso solar en la localización:** se ha utilizado el AMT obtenido en PVGIS con base horaria para la localidad de Almería.

Weather Data Information
The following information describes the data in the highlighted weather file from the Solar Resource library above. This is the file SAM will use when you click Simulate.

Weather file:

-Header Data from Weather File-

Station ID	<input type="text" value="unknown"/>	Latitude	<input type="text" value="36.841"/>	DD	For NSRDB data, the latitude and longitude shown here from the weather file header are the coordinates of the NSRDB grid cell and may be different from the values in the file name, which are the coordinates of the requested location.
Data Source	<input type="text" value="ECMWF/ERA"/>	Longitude	<input type="text" value="-2.463"/>	DD	
Elevation	<input type="text" value="26"/> m	Time zone	<input type="text" value="GMT 1"/>		

-Annual Averages Calculated from Weather File Data-

Global horizontal	<input type="text" value="5.23"/> kWh/m ² /day	Average temperature	<input type="text" value="18.9"/> °C	Optional Data
Direct normal (beam)	<input type="text" value="6.13"/> kWh/m ² /day	Average wind speed	<input type="text" value="5.1"/> m/s	Maximum snow depth <input type="text" value="NaN"/> cm
Diffuse horizontal	<input type="text" value="1.55"/> kWh/m ² /day			Annual albedo <input type="text" value="-999"/>

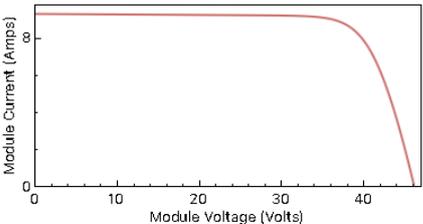
*NaN indicates missing data.

Figura 18. Sección de recurso solar.

2. **Selección del módulo fotovoltaico:** se elige el módulo Trina Solar TSM-330DD14A de 330Wp y una eficiencia del 17%. La ficha técnica puede consultarse en el Anexo 2.

Module Characteristics at Reference Conditions
Reference conditions:

Trina Solar TSM-330DD14A



Nominal efficiency	<input type="text" value="16.9905"/> %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	<input type="text" value="329.616"/> Wdc		<input type="text" value="-0.385"/> %/°C <input type="text" value="-1.269"/> W/°C
Max power voltage (Vmp)	<input type="text" value="37.8"/> Vdc		
Max power current (Imp)	<input type="text" value="8.7"/> Adc		
Open circuit voltage (Voc)	<input type="text" value="46.2"/> Vdc		<input type="text" value="-0.296"/> V/°C
Short circuit current (Isc)	<input type="text" value="9.3"/> Adc		<input type="text" value="0.054"/> %/°C <input type="text" value="0.005"/> A/°C

-Bifacial Specifications-

Module is bifacial

Transmission fraction	<input type="text" value="0.013"/> 0-1
Bifaciality	<input type="text" value="0.65"/> 0-1
Ground clearance height	<input type="text" value="1"/> m

Figura 19. Especificaciones del módulo fotovoltaico.

3. Selección del inversor: elección del modelo Inverter Fronius Primo 10.0. La ficha técnica de este equipo puede consultarse en el Anexo 3.

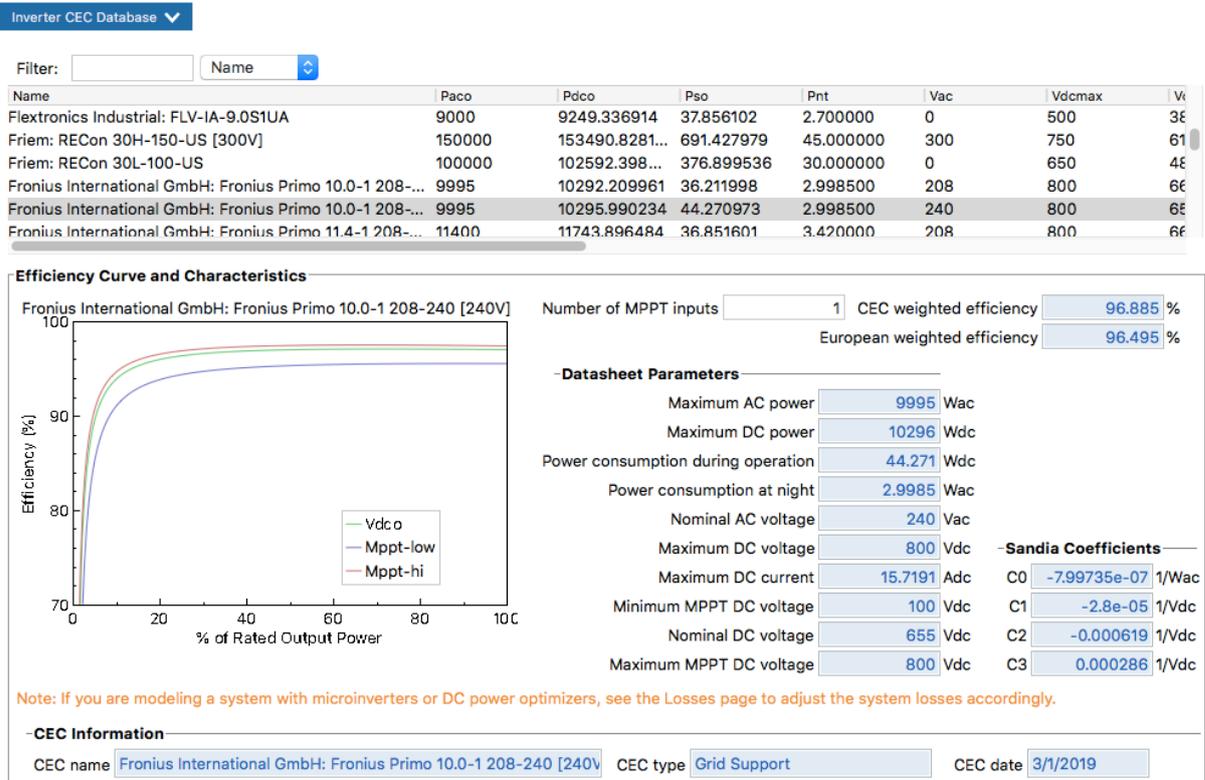


Figura 20. Especificaciones del inversor seleccionado.

4. Diseño del sistema: una vez seleccionados el módulo y el inversor se introduce la potencia total que se desea en el campo. Como se ha calculado previamente, la potencia máxima instalable en la azotea es de 32,34 kW y la orientación es de 30° con orientación sur.

En la siguiente figura se observa que SAM ha configurado el sistema de la siguiente manera:

- Un campo fotovoltaico compuesto por 96 módulos en 8 filas de 12 módulos en serie, que supone una superficie de captación de 286 m²
- Utiliza tres inversores para que puedan alcanzar la capacidad de absorber toda la potencia generada por el campo (30.888 kW > 29.985 kW).

AC Sizing

Number of inverters: 3
 DC to AC ratio: 1.06
 Desired array size: 32.36 kWdc
 Desired DC to AC Ratio: 1.2
 Estimate Subarray 1 configuration

Sizing Summary

Total AC capacity	29.985 kWac	Total number of modules	96
Total inverter DC capacity	30.888 kWdc	Total number of strings	8
Nameplate DC capacity	31.643 kWdc	Total module area	186.2 m ²
Battery maximum power	17.160 kWdc		

DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
Electrical Configuration	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	12			
Strings in parallel in subarray	8			
Number of modules in subarray	96			
String Voc at reference conditions (V)	554.4			
String Vmp at reference conditions (V)	453.6			
Tracking & Orientation				
<div style="display: flex; align-items: center;"> <div style="margin-left: 10px;"> <p>Fixed <input checked="" type="radio"/></p> <p>1 Axis <input type="radio"/></p> <p>2 Axis <input type="radio"/></p> <p>Azimuth Axis <input type="radio"/></p> <p>Seasonal Tilt <input type="radio"/></p> <p><input type="checkbox"/> Tilt=latitude</p> </div> </div>				
Tilt (deg)	30			
Azimuth (deg)	180			
Ground coverage ratio (GCR)	0.55			
Tracker rotation limit (deg)	45			
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable			

Figura 21. Configuración del sistema fotovoltaico.

5. **Pérdidas por sombras:** la disposición de los módulos en la azotea consta de 4 filas de 24 módulos y con una distancia entre filas de 3,58 m tal y como se había calculado en el apartado 3.4.2.

Array Dimensions for Self Shading, Snow Losses, and Bifacial Modules

The product of number of modules along side and bottom and number of rows should be equal to the number of modules in subarray.

	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Module orientation	Portrait	Portrait	Portrait	Portrait
Number of modules along side of row	1	2	2	2
Number of modules along bottom of row	24	9	9	9
Calculated System Layout				
Number of rows	4	0	0	0
Modules in subarray from System Design page	96	0	0	0
Length of side (m)	1.96977	3.93954	3.93954	3.93954
GCR from System Design page	0.55	0.3	0.3	0.3
Row spacing estimate (m)	3.5814	13.1318	13.1318	13.1318

Module aspect ratio: 2

Module length: 1.96977 m

Module width: 0.984886 m

Module area: 1.94 m²

row spacing = length of side + GCR

Figura 22. Disposición de los módulos sobre la superficie.

6. **Configuración de la batería:** se elige una batería de litio de fosfato de hierro. Se selecciona la capacidad que deseamos tenga la batería de la siguiente manera:

$$C_{bat} = \frac{Demanda_{día} \cdot Dias\ autoconsumo}{PD(\%)} = \frac{143,8 \cdot 1}{0,8} = 179,75\ kWh \quad (4.1)$$

La demanda diaria es la media de la demanda mensual dividida en 30 días. Debido a las buenas condiciones climatológicas de la localidad y al coste que supone cada kWh de capacidad, se asigna solo un día de autoconsumo. La profundidad de descarga es del 80%, valor típico en una batería de litio.

La potencia máxima que es capaz de otorgar la batería se basa en el pico de consumo generado por el software que es de 14,86kW.

Las baterías de gran capacidad trabajan a un voltaje de 48V, por lo que la capacidad de cada célula debe ser:

$$C_{cel} = \frac{C_{bat}}{V_{bat}} = \frac{180.000}{48} = 3750\ Ah \quad (4.2)$$

Chemistry
Battery type: Lithium Ion: Lithium Iron Phosphate (LFP)

Battery Bank Sizing
 Set desired bank size Specify cells
 Desired bank capacity: 180 kWh DC Number of cells in series: 14 Max C-rate of charge: 0.5 per/hour
 Desired bank power: 15 kW DC Number of strings in parallel: 1 Max C-rate of discharge: 0.5 per/hour

Bank capacity and power fields are values measured before conversion and parasitic losses. If specified in AC, the DC/AC conversion efficiency will be used to scale the battery size. See help for sizing information.

Current and Capacity
Cell capacity: 3750 Ah

Computed Properties

Nominal bank capacity	198 kWh (DC)	Maximum discharge power	16.5 kW (DC)
Nominal bank voltage	52.8 V (DC)	Maximum charge power	16.5 kW (DC)
Total number of cells	16	Time at maximum power	12 h
Cells in series	16	Maximum discharge current	312.5 A
Strings in parallel	1	Maximum charge current	312.5 A
		Max C-rate of discharge	0.0833333 per/hour
		Max C-rate of charge	0.0833333 per/hour

The computed properties are the battery bank properties SAM uses for simulations. The nominal bank voltage is the product of the cell nominal voltage and number of cells in series. The nominal voltage is the product of the cell capacity, bank voltage, and number of strings in parallel. The C-rate is a measure of how much of the battery capacity can be charged or discharged per hour. The max power is computed from the max C-rate of discharge. See help for details.

Figura 23. Especificaciones de la batería.

7. Costes del sistema: para estimar el coste total de la instalación se introducen los siguientes parámetros basados en precios de mercado actual.

Direct Capital Costs						
Module	96 units	0.3 kWdc/unit	31.6 kWdc	140.00	\$/Unit	\$ 13,440.00
Inverter	3 units	10.0 kWac/unit	30.0 kWac	0.19	\$/Wdc	\$ 6,012.20
		Battery pack	198.0 kWh	600.00	\$/kWh dc	
		Battery power	16.5 kW	100.00	\$/kW dc	\$ 120,450.00
				\$	\$/Wdc	\$/m ²
Balance of system equipment				0.00	0.36	0.00
Installation labor				0.00	0.30	0.00
Installer margin and overhead				0.00	0.70	0.00
						\$ 11,391.53
						\$ 9,492.94
						\$ 22,150.20
						Subtotal
						\$ 182,936.86
-Contingency						
				Contingency	0 % of subtotal	\$ 0.00
						Total direct cost
						\$ 182,936.86
Indirect Capital Costs						
		% of direct cost		\$/Wdc		\$
Permitting and environmental studies		0		0.10		0.00
Engineering and developer overhead		0		0.00		0.00
Grid interconnection		0		0.00		0.00
						\$ 3,164.31
						\$ 0.00
						\$ 0.00
- Land Costs						
Land area	0.1 acres					
Land purchase	\$ 0/acre			0		0.00
Land prep. & transmission	\$ 0/acre			0		0.00
						\$ 0.00
						\$ 0.00
- Sales Tax						
Sales tax basis, percent of direct cost		52 %	Sales tax rate	5.0 %		\$ 4,756.36
						Total indirect cost
						\$ 7,920.67
Total Installed Cost						
						Total installed cost
						\$ 190,857.53
						Total installed cost per capacity
						\$ 6.03/Wdc

Figura 24. Detalle del coste total de la instalación (todos los valores en €).

8. **Definición de las tarifas eléctricas:** de cara al análisis económico del sistema se especifican los precios de consumo de la red española. La tarifa 1 representa las horas valle cuya tarifa es de 0,055 €/kWh en horario de 00:00 – 11:59. La tarifa 2 es la punta con un precio de 0,152 €/kWh en horario de 12:00-23:59 [14].

Rates for Energy Charges						
Import...	Period	Tier	Max. Usage	Max. Usage Units	Buy (\$/kWh)	Sell (\$/kWh)
Export...	1	1	1e+38	kWh	0.055	0
Copy	2	1	1e+38	kWh	0.152	0
Paste						
Number of entries:	2					
						Weekday
						12:00m 1:00m 2:00m 3:00m 4:00m 5:00m 6:00m 7:00m 8:00m 9:00m 10:00m 11:00m 12:00m 1:00pm 2:00pm 3:00pm 4:00pm 5:00pm 6:00pm 7:00pm 8:00pm 9:00pm 10:00pm 11:00pm
	Jan	1	1	1	1	1
	Feb	1	1	1	1	1
	Mar	1	1	1	1	1
	Apr	1	1	1	1	1
	May	1	1	1	1	1
	Jun	1	1	1	1	1
	Jul	1	1	1	1	1
	Aug	1	1	1	1	1
	Sep	1	1	1	1	1
	Oct	1	1	1	1	1
	Nov	1	1	1	1	1
	Dec	1	1	1	1	1

Figura 25. Distribución de las tarifas eléctricas.

9. **Carga eléctrica:** en esta última sección se define la carga de demanda que tendrá el edificio y sobre la cual SAM generará un perfil de uso horario. El software permite especificar la superficie habitable, año de construcción, el número de viviendas y su ocupación horaria o el tipo de electrodomésticos disponibles. También es posible ajustar el funcionamiento de la climatización mediante el sistema de grados-día que

se ha empleado previamente en este estudio. Los parámetros se han convertido a las unidades del sistema anglosajón que es el utilizado por el software. Por último, se introducen los consumos eléctricos totales obtenidos para cada mes del año.

Building Energy Load Profile Estimator

- Building Characteristics		- Electric Appliances	
Floor area	<input type="text" value="15,500.0"/> sq ft	<input checked="" type="checkbox"/> Cooling system	<input checked="" type="checkbox"/> Dishwasher
Year built	<input type="text" value="2019"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Heating system	<input checked="" type="checkbox"/> Washing machine
Number of stories	<input type="text" value="12"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Range (stove)	<input checked="" type="checkbox"/> Dryer
Number of occupants	<input type="text" value="48"/>	<input checked="" type="checkbox"/> Refrigerator	<input checked="" type="checkbox"/> Misc. electric loads
Energy retrofitted	<input type="checkbox"/>		
Occupancy schedule	<input type="text" value="Edit..."/> fraction/hr		
- Temperature Settings		- Monthly Load Data	
Heating setpoint	<input type="text" value="68.0"/> °F	Jan	<input type="text" value="4,167.00"/> kWh
Cooling setpoint	<input type="text" value="78.6"/> °F	Feb	<input type="text" value="3,912.00"/> kWh
Heating setback point	<input type="text" value="68.0"/> °F	Mar	<input type="text" value="3,805.00"/> kWh
Cooling setup point	<input type="text" value="78.6"/> °F	Apr	<input type="text" value="3,717.00"/> kWh
Temperature schedule	<input type="text" value="Edit..."/> on/off	May	<input type="text" value="4,019.00"/> kWh
		Jun	<input type="text" value="3,956.00"/> kWh
		Jul	<input type="text" value="5,037.00"/> kWh
		Aug	<input type="text" value="4,816.00"/> kWh
		Sep	<input type="text" value="3,940.00"/> kWh
		Oct	<input type="text" value="3,441.00"/> kWh
		Nov	<input type="text" value="3,746.00"/> kWh
		Dec	<input type="text" value="4,094.00"/> kWh

Annual Adjustment

Load growth rate %/yr

In Value mode, the growth rate applies to the previous year's annual kWh load starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 kWh value. See Help for details.

Figura 26. Configuración de la carga eléctrica del edificio.

4.2. Resultados de la simulación

En un primer lugar SAM nos ofrece un resumen con los aspectos más importantes de la simulación y que pueden contemplarse en la siguiente figura.

Metric	Value
Annual energy (year 1)	52,828 kWh
Capacity factor (year 1)	19.1%
Energy yield (year 1)	1,669 kWh/kW
Performance ratio (year 1)	0.78
Battery efficiency (incl. converter + ancillary)	94.54%
Levelized COE (nominal)	16.97 ¢/kWh
Levelized COE (real)	13.54 ¢/kWh
Electricity bill without system (year 1)	\$6,365
Electricity bill with system (year 1)	\$530
Net savings with system (year 1)	\$5,835
Net present value	\$-14,732
Simple payback period	23.8 years
Discounted payback period	NaN
Net capital cost	\$195,801
Equity	\$0
Debt	\$195,801

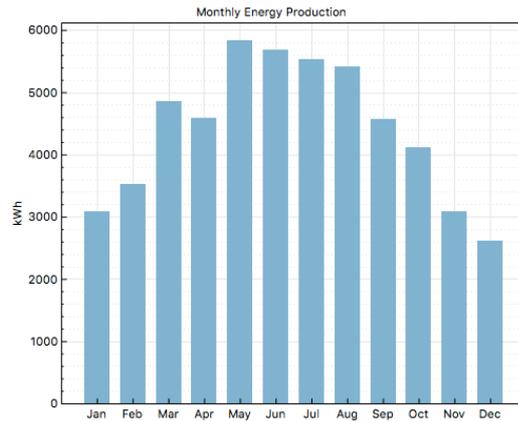


Figura 27. Resumen de resultados de la simulación.

4.2.1. Resultados energéticos

Para comprobar si se cumple la premisa establecida para certificarse como EECN hay que analizar de donde se ha obtenido la energía que el edificio ha consumido cada mes. En la siguiente tabla se han recogido los datos de producción según su procedencia.

Mes	Energía aportada por el campo FV (kWh)	Energía aportada por la batería (kWh)	Energía aportada por la red (kWh)	Carga total (kWh)	Autoconsumo (%)
Enero	1297,7	1758,9	1110,3	4167,4	73%
Febrero	1385,2	2037,7	489,0	3912,8	87%
Marzo	1696,9	1946,2	161,8	3805,7	96%
Abril	1720,2	1904,4	92,4	3717,2	98%
Mayo	2138,6	1827,7	52,7	4019,4	99%
Junio	2263,2	1634,5	58,2	3956,2	99%
Julio	2851,1	2105,3	80,6	5037,7	98%
Agosto	2654,0	2075,4	86,5	4816,5	98%
Septiembre	1891,1	1922,2	126,7	3940,6	97%
Octubre	1314,6	1847,6	278,8	3441,6	92%
Noviembre	1178,8	1857,9	709,2	3746,8	81%
Diciembre	1211,6	1370,3	1512,0	4094,4	63%
ANUAL	21603,2	22287,9	4758,2	48656,2	90%

Tabla 28. Resumen energético del sistema. Fuente: elaboración propia, SAM.

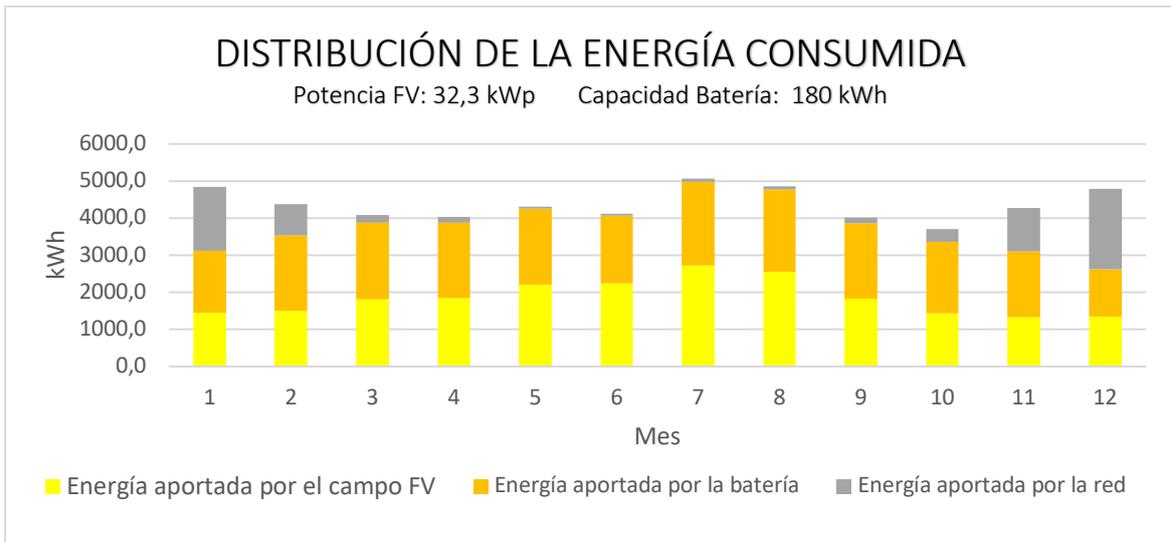


Figura 28. Distribución de la generación de la energía consumida.

La energía secundaria que debía generar el sistema eran 37.599,2 kWh, lo que suponía un autoconsumo mínimo del 77%. Si sumamos la energía aportada por el campo y por la batería se tiene un total de 43.890,1 kWh con un nivel de autoconsumo del 90% por lo que cumple la exigencia para EECN.

En la siguiente figura se muestra el perfil de consumo generado por el simulador para diferentes meses del año.

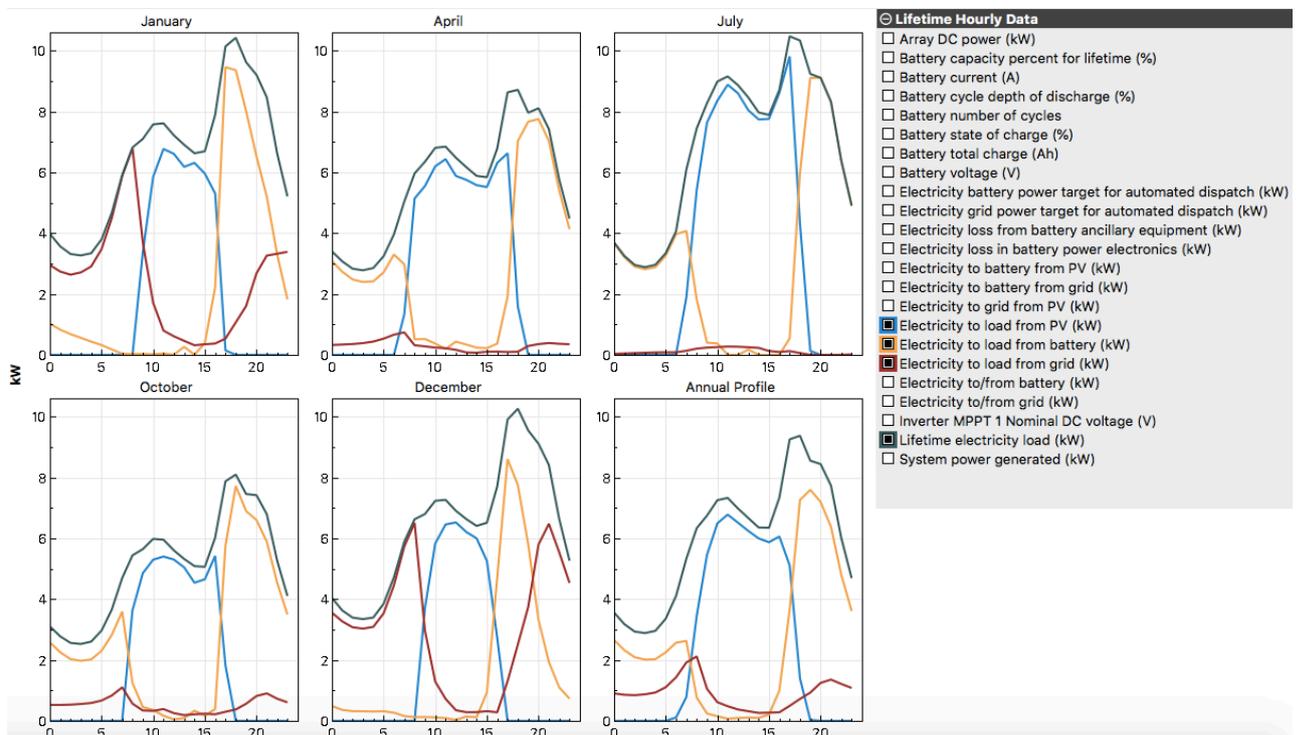


Figura 29. Perfiles de consumo eléctrico del edificio.

4.2.2. Resultados económicos

Los parámetros que definen la viabilidad de la inversión son:

- *Valor Actual Neto o VAN (Net Present Value, NET)*: es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (4.3)$$

donde,

- F_t representa los flujos de caja en cada periodo t .
- I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión.
- t es el número de períodos considerado.
- k es el tipo de interés.

Por regla general, el valor del VAN indica si una inversión es rentable o no. Cuando el valor del VAN es positivo quiere decir que el proyecto producirá ganancias por encima de la rentabilidad exigida y por tanto el proyecto debe llevarse a cabo. En este caso el valor del VAN es de -14.732€ por lo que no deberíamos de realizar la inversión.

- *Coste Nivelizado de la Energía (Levelized Cost Of Energy, LCOE)* es el precio que debería tener cada kWh producido para amortizar la inversión. El LCOE obtenido en este proyecto es de 13,54 c€/kWh, un valor muy alto si tenemos en cuenta las tarifas eléctricas españolas que tienen unos precios de 5,5 c€/kWh en periodo valle y 15,2 c€/kWh en hora punta. Esto confirma que la rentabilidad de este proyecto es muy baja.
- *Periodo de retorno de la inversión (Payback Period)* es el tiempo que tardará el proyecto en dar beneficios. En este caso necesitamos 23,8 años para empezar a obtener ganancias, un periodo demasiado largo si tenemos en cuenta que la vida útil de un sistema solar se estima en 25 años.

4.2.3. Resultados medioambientales

El objetivo principal de introducir el concepto de EECN es la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Para calcular el ahorro de emisiones que produce la instalación se precisa del factor de emisiones indirectas debido al consumo de electricidad. El valor de dicho factor se situaba en $0,25 \frac{kg CO_2}{kWh}$ en 2011 [9], obteniéndose por lo tanto un ahorro anual de:

$$CO_2 \text{ sin FV} = kWh_{año} \cdot Factor_{\frac{kg CO_2}{kWh}} = 52691 \cdot 0,35 = 18.441,85 \text{ kg } CO_2 \quad (4.4)$$

$$CO_2 \text{ con FV} = CO_2 \text{ sin FV} \cdot (1 - \%Autoconsumo) = 1.844,1 \text{ kg } CO_2 \quad (4.5)$$

$$\text{Ahorro de emisiones de CO}_2 = 18.441,85 - 1.844,1 = 16.597,7 \text{ kg CO}_2 \quad (4.6)$$

Se puede comprobar que el ahorro en el vertido de GEI es notable a lo largo del año. Suponiendo una vida útil del sistema de 25 años, el ahorro acumulado en emisiones de CO₂ puede superar las 400 Tn CO₂.

4.3. Optimización del sistema

Debido a la inviabilidad económica del sistema se han realizado nuevas simulaciones cambiando la capacidad de las baterías en busca de una configuración con mayor rentabilidad. Estas han sido las opciones valoradas.

Capacidad baterías (kWh)	Autoconsumo (%)	VAN (€)	LCOE (c€/kWh)	Periodo Retorno (años)	Coste Total
90	88,0	11.007,0	9,4	16,3	129.913,00 €
60	76,0	2.837,0	10,5	14,4	109.598,00 €
45	69,0	9.072,0	9,2	13,3	99.441,00 €
0	45,0	36.181,0	5,2	8,6	67.352,00 €

Tabla 29. Viabilidad del proyecto en función de la capacidad de baterías instalada.

Resulta evidente que de llevarse a cabo el proyecto sería más sensato dimensionar las baterías para una capacidad de 90 kWh que permita un almacenamiento aproximado de 12h de consumo. El nivel de autoconsumo se ve disminuido solamente en un 2% y, sin embargo, el VAN asciende a 11.007 € con un LCOE de 9,4 c€/kWh que conseguiría amortizar la inversión en 16 años.

Otra opción a tener en cuenta es la instalación sin baterías. A priori no cumple con el objetivo de nivel de autoconsumo mínimo para los EECN, pero la energía producida por el campo fotovoltaico a lo largo del año es similar. Con el nuevo Real Decreto 244/2019 en vigor desde abril de 2019 es posible verter a la red el excedente producido y este compensarse con el consumo que hagamos de la misma.

En el Artículo 4 se definen las modalidades, siendo ésta de autoconsumo con excedentes. Pertencerán a esta modalidad, aquellos casos en los que voluntariamente el consumidor y el productor opten por acogerse a un mecanismo de compensación de excedentes, de una fuente que sea renovable y en una instalación de menos de 100 kW [15].

Así pues, llegando a un acuerdo con la comercializadora de la red para compensar el consumo con el excedente que vierte nuestra instalación durante el día solar, estaremos usando la red como una gran batería que tendrá un determinado valor de eficiencia según sea el acuerdo con la compañía eléctrica.

4.4. Viabilidad del sistema termosolar

A la hora de plantear el proyecto se planteó la necesidad de un campo de captadores solares térmicos para el ACS o si sería únicamente la bomba de calor quien produjera toda el agua caliente del edificio. Para comprobar la rentabilidad de la presencia del campo solar térmico se calcula el LCOH (Levelized Cost of Heat) que es el equivalente al LCOE (Levelized Cost Of Electricity). Consiste en estimar el precio que revierte la instalación solar sobre el propietario de la misma para recuperar la inversión, es decir, el precio equivalente de producción de la energía (se mide en €/kWh). La expresión que la determina se define a continuación.

$$LCOH = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{CAPEX + OPEX_t}{(1+k)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Q_{ACS}}{(1+k)^t}} \quad (4.7)$$

donde,

- $CAPEX$ es la inversión inicial [€].
- $OPEX$ son los gastos de mantenimiento [€].
- Q_{ACS} es el calor útil generado por el sistema [kWh].
- k es la tasa de descuento aplicada a estos sistemas [6,5%].
- t es el periodo en años de utilización [25 años].

Los gastos de la inversión inicial los estimamos con los precios del catálogo del fabricante Junkers. El resumen de los costes es el siguiente:

COSTES ACS			
Elemento	Precio	Unidades	Total
Captadores	700,00 €	6	4.200,00 €
Soportes	140,00 €	6	840,00 €
Intercumulador	3.800,00 €	1	3.800,00 €
Bombas	450,00 €	2	900,00 €
Vaso de expansión	160,00 €	1	160,00 €
Sondas y sensores	50,00 €	6	300,00 €
Controlador	420,00 €	1	420,00 €
Disipador de calor	1.750,00 €	1	1.750,00 €
Fontanería	2.500,00 €	1	2.500,00 €
Instalación	25%	1	3.717,50 €
CAPEX			18.587,50 €
OPEX	1%		185,87 €/año

Tabla 30. Costes del sistema termo-solar. Fuente: Junkers.

Se ha estimado una inflación del 3% anual que se refleja en los costes de operación $OPEX_t$. La producción de calor útil solar anual se puede consultar en la Tabla 17 y es de

17.177 kWh. Introduciendo estos datos en la ecuación del LCOH obtenemos el precio final del calor por kWh. Mediante una herramienta de hoja de cálculo (Excel) hemos procesado los datos:

AÑO	COSTES				PRODUCCIÓN		
	CAPEX	OPEX	OPEX _t	(1 + k) ^t	$\frac{CAPEX + OPEX}{(1 + k)}$	Q _{ACS} (kWh)	$\frac{Q_{ACS}}{(1 + k)^t}$
0	18.588 €	- €			18.588 €	0,0	
1		186 €	191 €	1,065	180 €	17.117,0	16.072,3
2		186 €	197 €	1,134	174 €	16945,83	14.940,4
3		186 €	203 €	1,208	168 €	16774,66	13.886,9
4		186 €	209 €	1,286	163 €	16603,49	12.906,3
5		186 €	215 €	1,370	157 €	16432,32	11.993,6
6		186 €	222 €	1,459	152 €	16261,15	11.144,3
7		186 €	229 €	1,554	147 €	16089,98	10.354,0
8		186 €	235 €	1,655	142 €	15918,81	9.618,6
9		186 €	243 €	1,763	138 €	15747,64	8.934,5
10		186 €	250 €	1,877	133 €	15576,47	8.298,0
11		186 €	257 €	1,999	129 €	15405,3	7.705,9
12		186 €	265 €	2,129	124 €	15234,13	7.155,2
13		186 €	273 €	2,267	120 €	15062,96	6.643,0
14		186 €	281 €	2,415	116 €	14891,79	6.166,7
15		186 €	290 €	2,572	113 €	14720,62	5.723,8
16		186 €	298 €	2,739	109 €	14549,45	5.311,9
17		186 €	307 €	2,917	105 €	14378,28	4.929,1
18		186 €	316 €	3,107	102 €	14207,11	4.573,1
19		186 €	326 €	3,309	99 €	14035,94	4.242,3
20		186 €	336 €	3,524	95 €	13864,77	3.934,8
21		186 €	346 €	3,753	92 €	13693,6	3.649,0
22		186 €	356 €	3,997	89 €	13522,43	3.383,5
23		186 €	367 €	4,256	86 €	13351,26	3.136,8
24		186 €	378 €	4,533	83 €	13180,09	2.907,6
25		186 €	389 €	4,828	81 €	13008,92	2.694,6
26		186 €	401 €	5,141	78 €	12837,75	2.496,9
TOTAL	18.588 €	4.833 €			21.763 €	389.412	192.803

Tabla 31. Resumen de costes LCOH de solar térmica para ACS.

Aplicando la fórmula del LCOH obtenemos que:

$$LCOH_{ACS} = \frac{21.763}{192.803} = 0,112 \text{ €/kWh} \quad (4.8)$$

Por otro lado, vamos a estimar el LCOH de la bomba de calor para producir esta misma ACS. Siguiendo el método empleado anteriormente es necesario conocer la inversión

inicial del sistema, pero en este caso, la bomba de calor genera también calefacción y refrigeración lo que aumenta su potencia y su precio. Para hacer un mejor ajuste de la inversión se considera solamente la parte proporcional de lo que supone la demanda de ACS respecto a la climatización del edificio. Como se puede comprobar en la Tabla 15 la demanda de ACS es de 22.646 kWh y las de calefacción y refrigeración, estipuladas en 15 kWh/m², suponen cada una 21.600 kWh para el conjunto del edificio. Por lo tanto, la proporción de energía que supone el ACS es del 34%.

Los costes totales de la bomba de calor son:

COSTES BOMBA DE CALOR			
Elemento	Precio	Unidades	Total
Máquina	17.511	1	17.511 €
Bomba circuladora primaria	960	1	960 €
Bomba circucladora secundaria con tanque de inercia	2.000	1	2.000 €
Bomba circuladora ACS	516	1	516 €
Circuito anit-legionella	149	1	149 €
Depósito ACS Maxi	1.900	1	1.900 €
Controlador	375	1	375 €
Fontanería	3.000	1	3.000,00 €
Instalación	20%	1	5.282,20 €
TOTAL			31.693,20 €
SOLO ACS	34%		10.458,76 €

Tabla 32. Presupuesto bomba de calor. Fuente: Tecna.

El LCOH que se obtiene para la producción de ACS mediante la bomba de calor se ha calculado para el caso en el que el sistema cuenta con hibridación fotovoltaica y para un caso en el que su consumo sea únicamente de la red. Esta diferencia aplica en el coste de la electricidad, donde la consumida de la red se estipula a 0,15 €/kWh y la generada por el sistema fotovoltaico tiene un valor igual al LCOE obtenido para el sistema con 90 kWh de almacenamiento que es de 0,094 €/kWh y un autoconsumo del 88%. Los resultados obtenidos son.

AÑO	Bomba de calor sin fotovoltaica				COSTES		PRODUCCIÓN	
	CAPEX	OPEX	OPEX _t	Gasto eléctrico	(1 + k) ^t	$\frac{Costes}{(1 + k)^t}$	Q _{ACS} (kWh)	$\frac{Q_{ACS}}{(1 + k)^t}$
0	10.459 €	- €	-	-		10.459 €	0,0	-
1		120 €	124 €	1.132 €	1,065	1.179 €	22.646,0	21.263,8
2		105 €	127 €	1.121 €	1,134	1.101 €	22419,54	19.766,4
3		105 €	131 €	1.110 €	1,208	1.027 €	22193,08	18.372,5
4		105 €	135 €	1.098 €	1,286	959 €	21966,62	17.075,2
5		105 €	139 €	1.087 €	1,370	895 €	21740,16	15.867,7
6		105 €	143 €	1.076 €	1,459	835 €	21513,7	14.744,1
7		105 €	148 €	1.064 €	1,554	780 €	21287,24	13.698,5

8	105 €	152 €	1.053 €	1,655	728 €	21060,78	12.725,6
9	105 €	157 €	1.042 €	1,763	680 €	20834,32	11.820,4
10	105 €	161 €	1.030 €	1,877	635 €	20607,86	10.978,3
11	105 €	166 €	1.019 €	1,999	593 €	20381,4	10.195,0
12	105 €	171 €	1.008 €	2,129	554 €	20154,94	9.466,4
13	105 €	176 €	996 €	2,267	517 €	19928,48	8.788,8
14	105 €	182 €	985 €	2,415	483 €	19702,02	8.158,6
15	105 €	187 €	974 €	2,572	451 €	19475,56	7.572,6
16	105 €	193 €	962 €	2,739	422 €	19249,1	7.027,8
17	105 €	198 €	951 €	2,917	394 €	19022,64	6.521,2
18	105 €	204 €	940 €	3,107	368 €	18796,18	6.050,3
19	105 €	210 €	928 €	3,309	344 €	18569,72	5.612,6
20	105 €	217 €	917 €	3,524	322 €	18343,26	5.205,8
21	105 €	223 €	906 €	3,753	301 €	18116,8	4.827,7
22	105 €	230 €	895 €	3,997	281 €	17890,34	4.476,4
23	105 €	237 €	883 €	4,256	263 €	17663,88	4.150,0
24	105 €	244 €	872 €	4,533	246 €	17437,42	3.846,7
25	105 €	251 €	861 €	4,828	230 €	17210,96	3.565,0
26	105 €	259 €	849 €	5,141	216 €	16984,5	3.303,4
TOTAL	10.459 €	2.735 €			25.263 €	515.197	255.081

Tabla 33. Resumen de costes LCOH para bomba de calor sin fotovoltaica.

Bomba de calor con fotovoltaica				COSTES		PRODUCCIÓN		
AÑO	CAPEX	OPEX	OPEX _t	Gasto eléctrico	$(1+k)^t$	$\frac{Costes}{(1+k)^t}$	Q_{ACS} (kWh)	$\frac{Q_{ACS}}{(1+k)^t}$
0	10.459 €	- €				10.459 €	0,0	
1		105 €	108 €	773 €	1,065	827 €	22646,0	21.263,8
2		105 €	111 €	765 €	1,134	773 €	22419,5	19.766,4
3		105 €	114 €	758 €	1,208	722 €	22193,1	18.372,5
4		105 €	118 €	750 €	1,286	674 €	21966,6	17.075,2
5		105 €	121 €	742 €	1,370	630 €	21740,2	15.867,7
6		105 €	125 €	734 €	1,459	589 €	21513,7	14.744,1
7		105 €	129 €	727 €	1,554	550 €	21287,2	13.698,5
8		105 €	132 €	719 €	1,655	514 €	21060,8	12.725,6
9		105 €	136 €	711 €	1,763	481 €	20834,3	11.820,4
10		105 €	141 €	703 €	1,877	450 €	20607,9	10.978,3
11		105 €	145 €	696 €	1,999	420 €	20381,4	10.195,0
12		105 €	149 €	688 €	2,129	393 €	20154,9	9.466,4
13		105 €	154 €	680 €	2,267	368 €	19928,5	8.788,8
14		105 €	158 €	672 €	2,415	344 €	19702,0	8.158,6
15		105 €	163 €	665 €	2,572	322 €	19475,6	7.572,6
16		105 €	168 €	657 €	2,739	301 €	19249,1	7.027,8

17	105 €	173 €	649 €	2,917	282 €	19022,6	6.521,2
18	105 €	178 €	642 €	3,107	264 €	18796,2	6.050,3
19	105 €	183 €	634 €	3,309	247 €	18569,7	5.612,6
20	105 €	189 €	626 €	3,524	231 €	18343,3	5.205,8
21	105 €	195 €	618 €	3,753	217 €	18116,8	4.827,7
22	105 €	200 €	611 €	3,997	203 €	17890,3	4.476,4
23	105 €	206 €	603 €	4,256	190 €	17663,9	4.150,0
24	105 €	213 €	595 €	4,533	178 €	17437,4	3.846,7
25	105 €	219 €	587 €	4,828	167 €	17211,0	3.565,0
26	105 €	226 €	580 €	5,141	157 €	16984,5	3.303,4
TOTAL	10.459 €	2.719 €			20.952 €	515.196	255.081

Tabla 34. Resumen de costes LCOH de la bomba de calor con fotovoltaica.

Aplicando de nuevo la ecuación 4.7. para cada caso se tiene como resultado:

$$LCOH_{BC \text{ sin } FV} = \frac{25.263}{255.081} = 0,099 \text{ €/kWh} \quad (4.9)$$

$$LCOH_{BC \text{ con } FV} = \frac{20.952}{255.081} = 0,082 \text{ €/kWh} \quad (4.10)$$

Con este sencillo cálculo cabe pensar que, ante los nuevos equipos de climatización de alta eficiencia y su capacidad de hibridación con la tecnología fotovoltaica, la energía solar térmica de baja temperatura resulta inviable económicamente.

En busca de un análisis más representativo se ha modificado el precio del captador, ya que en este caso se ha elegido uno de gama alta con un precio elevado (350 €/m²), para ver hasta que punto puede llegar a ser competitiva la solar térmica frente a la aerotermia. Como se aprecia en la Figura 30, disminuyendo el precio del captador a 200 €/m² que es un precio factible en captadores de gama media-baja, se puede competir con una bomba de calor que consuma energía directamente de la red. Sin embargo, con el apoyo de la fotovoltaica los captadores no pueden competir.

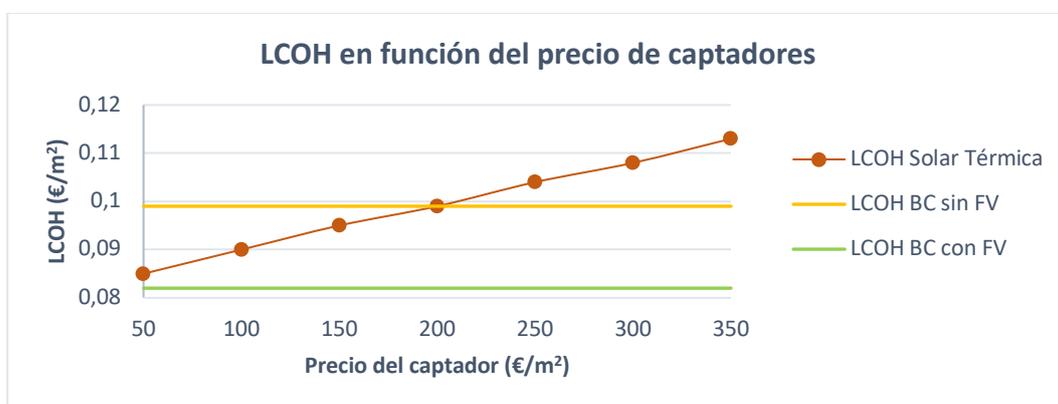


Figura 30. LCOH de la solar térmica en función del precio de captadores.

5. CONCLUSIONES

Recordando el objetivo de conseguir un edificio de viviendas con una eficiencia energética y un consumo de energía renovable acorde a los EECN, se han obtenido una serie de conclusiones

1. La premisa del reglamento europeo sobre los EECN en lo relevante a demanda energética primaria máxima es complicado de alcanzar teniendo en cuenta el equipamiento electrodoméstico de las viviendas hoy en día. Se espera que la mejora continua de la eficiencia de dichos aparatos permita reducir aún más la energía demandada.
2. El objetivo de diseñar una instalación cuyo consumo de energía procedente de fuentes fósiles fuera inferior a 15 kWh/m² se ha conseguido. La superficie de la azotea del edificio es suficiente para albergar una instalación fotovoltaica que permite alcanzar niveles de autoconsumo del 90%.
3. La inversión necesaria para instalar el sistema fotovoltaico es rentable y tiene un plazo de amortización de 16 años mientras que la vida útil es de 25 años, por lo que reportará beneficios económicos a la comunidad en el futuro.
4. La opción de instalación sin baterías se abre puertas gracias a la nueva ley de autoconsumo. Con esta configuración no se alcanzan los valores exigidos por la UE, pero si se enfoca desde el punto de vista que el excedente vertido a la red evite la producción en centrales térmicas, y por tanto es energía útil, sí que puede cumplir los objetivos EECN. La eliminación de las baterías supone una reducción de costes del 50% por lo que las inversiones serían realmente rentables.
5. La energía solar térmica es eficiente para producir ACS y necesaria en base a las exigencias del CTE, sin embargo, está siendo desbancada por los nuevos equipos de bombas de calor. Los elevados rendimientos de operación han hecho que su consumo eléctrico sea realmente bajo consiguiendo un coste de calor inferior al de la solar térmica. En el CTE se especifica que el ACS puede no generarse con captadores solares mientras procedan de otra fuente renovable con una eficiencia igual o superior a la de estos, por lo que la posibilidad de combinación aerotermia y generadores fotovoltaicos se plantea como el sistema preferente durante la próxima década.
6. La reducción de emisiones es considerable gracias a la aplicación de las tecnologías renovables en la construcción de edificios. Esperamos que a partir de 2020 todas las viviendas cumplan el requisito de ser EECN y al mismo tiempo las viviendas antiguas sean renovadas para conseguir, entre todos, alcanzar los objetivos en la UE en 2030.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Roca Villanueva, B., Beltrán Salvador, M., & Gómez Huelgas, R. (2019). Change climate and health. *Revista Clinica Espanola*. <https://doi.org/10.1016/j.rce.2019.01.004>
- [2] NASA. (18 de Junio de 2017). *www.giss.nasa.gov*. Recuperado el 21 de Mayo de 2019, de <https://climate.nasa.gov/vital-signs/global-temperature/>
- [3] Luthi, D., et al.. 2008; Etheridge, D.M., et al. 2010; Vostok ice core data/J.R. Petit et al.; NOAA Mauna Loa CO2 record.
- [4] NASA. Earth Observatory / J.Steven. *www.giss.nasa.gov*. Recuperado el 21 de Mayo de 2019, de <https://climate.nasa.gov>
- [5] Nerem, R., Beckley, B., Fasullo, J., Hamlington, B., Masters, D., & T. Mitchum, G. (2018). Climate-change–driven accelerated sea-level rise detected in the altimeter era. In *Proceedings of the National Academy of Sciences* (Vol. 115).
- [6] Unión Europea. Directiva 2010/31/EU del parlamento europeo y del consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios.
- [7] Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.
- [8] Unión Europea. Recomendación (UE) 2016/1318 de la comisión de 29 de julio de 2016 sobre las directrices para promover los edificios de consumo de energía casi nulo y las mejores prácticas para garantizar que antes de que finalice 2020 todos los edificios nuevos sean edificios de consumo de energía casi nulo.
- [9] I.D.A.E. - Departamento de Planificación y Estudios. (2011). FACTORES DE CONVERSIÓN ENERGÍA FINAL -ENERGÍA PRIMARIA y FACTORES DE EMISIÓN DE CO2 - 2010. In *Equivalencias Energéticas*. Retrieved from [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos Factores de Conversion Energia y CO2 \(2010\) 931cce1e.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos Factores de Conversion Energia y CO2 (2010) 931cce1e.pdf)
- [10] IDAE, M. de I. E. y T. (2016). Informe de precios regulados España. 1, 1, 1–16.
- [11] Anderson, J. V., Mitchell, J. W., & Beckman, W. A. (1980). A design method for parallel solar-heat pump systems. *Solar Energy*. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(80\)90471-5](https://doi.org/10.1016/0038-092X(80)90471-5).
- [12] Ministerio de Fomento del Gobierno de España. (2017). Código técnico de la Edificación (CTE). Documento básico HE : Ahorro de Energía. Apéndice B, sección HE1. Página 32. Retrieved from <https://www.codigotecnico.org/index.php/menu-ahorro-energia.html>

- [13] Ministerio de Fomento del Gobierno de España. (2017). Código técnico de la Edificación (CTE). Documento básico HE : Ahorro de Energía. Apéndice B, sección HE4. Página 76. Retrieved from <https://www.codigotecnico.org/index.php/menu-ahorro-energia.html>
- [14] I.D.A.E. - Departamento de Planificación y Estudios. (2014). Prestaciones Medias Estacionales De Las Bombas De Calor. P 16-21.
- [15] Red Eléctrica de España. (2017). Metodología para el cálculo del inventario de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) de Red Eléctrica de España.
- [16] BOE. (2019). Royal Decree of 5th of April to regulate administrative, technical and economic conditions of the self-consumption of electrical energy by the Spanish Government. 35674–35719. Retrieved from <https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>

ANEXO 1: Coeficientes de transmitancia para los cerramientos de la vivienda.

A continuación se muestran los datos obtenidos a partir del programa LINER-CALENER sobre los valores de transmitancia para los cerramientos elegidos y que se emplean para evaluar la demanda necesaria de climatización.

- Ventanas exteriores: 1,90 W/m².

The screenshot shows the 'Vidrios' (Glass) tab in the LINER-CALENER software. The 'Nombre' (Name) field is set to 'Doble baja emisividad'. Under the 'Propiedades' (Properties) section, the 'Transmitancia térmica (U)' (Thermal transmittance) is set to 1,90 W/m²K, and the 'Factor Solar (g)' (Solar factor) is set to 0,791, which is dimensionless.

Propiedad	Valor	Unidad
Transmitancia térmica (U)	1,90	W/m ² K
Factor Solar (g)	0,791	Adimensional

- Paredes exteriores: 0,48 W/m².

Opacos | Semitransparentes | Puentes térmicos |

Materiales y productos | Cerramientos y particiones interiores |

Grupo Otro

Nombre Fachada

Composición del Cerramiento:
 Verticales (Materiales ordenados de exterior a interior).
 Horizontales (Materiales ordenados de arriba hacia abajo).

	Material	Espesor	Conductividad	Densidad	Cp	Res.Térmica
1	1/2 pie LP métrico o catalán 80 mm < G <	0,115	0,512	900	1000	
2	XPS Expandido con dióxido de carbono CO2 [0,050	0,034	38	1000	
3	Tabicón de LH doble [60 mm < E < 90 mm]	0,060	0,432	930	1000	
4	Enlucido de yeso aislante 600 < d < 900	0,020	0,300	750	1000	
5						

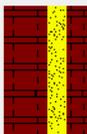
Grupo Material Enlucidos

Material Enlucido de yeso aislante 600 < d < 900

0,020 Espesor (m)

Añadir Cambiar Eliminar Subir Bajar

U 0,48 W/(m²K)



- Paredes interiores: 0,59 W/m².

Opacos | Semitransparentes | Puentes térmicos |

Materiales y productos | Cerramientos y particiones interiores |

Grupo Cerramientos

Nombre FORJADO INTERNO

Composición del Cerramiento:
 Verticales (Materiales ordenados de exterior a interior).
 Horizontales (Materiales ordenados de arriba hacia abajo).

Nº	Material	Espesor	Conductividad	Densidad	Cp	Res.Térmica
1	Azulejo cerámico	0,030	1,300	2300	840	
2	Mortero de cemento o cal para albañilería y	0,010	0,550	1125	1000	
3	EPS Poliestireno Expandido [0,037 W/(mK)]	0,050	0,037	30	1000	
4	Hormigón en masa 2000 < d < 2300	0,210	1,650	2150	1000	
5	Enlucido de yeso 1000 < d < 1300	0,010	0,570	1150	1000	
6						

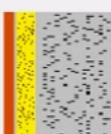
Grupo Material Cerámicos

Material Azulejo cerámico

0,020 Espesor (m)

Añadir Cambiar Eliminar Subir Bajar

U 0,59 W/(m²K)



- Cubierta (techo): 0,38 W/m².

Opacos | Semitransparentes | Puentes térmicos |

Materiales y productos: Cerramientos y particiones interiores |

Grupo: Cerramientos

Nombre: CUBIERTA

Composición del Cerramiento:
 Verticales (Materiales ordenados de exterior a interior).
 Horizontales (Materiales ordenados de arriba hacia abajo).

Nº	Material	Espesor	Conductividad	Densidad	Cp	Res.Térmica
1	Azulejo cerámico	0,010	1,300	2300	840	
2	Mortero de cemento o cal para albañilería y	0,010	0,550	1125	1000	
3	Tabicón de LH doble [60 mm < E < 90 mm]	0,060	0,469	930	1000	
4	EPS Poliestireno Expandido [0.037 W/(mK)]	0,080	0,037	30	1000	
5	Hormiçón en masa 2000 < d < 2300	0,210	1,650	2150	1000	
6	Enlucido de yeso 1000 < d < 1300	0,020	0,570	1150	1000	
7						

Grupo Material: Cerámicos

Material: Azulejo cerámico

0,020 Espesor (m)

Añadir | Cambiar | Eliminar | Subir | Bajar

U 0,38 W/(mK)

- Forjado (suelo): 0,99 W/m².

Opacos | Semitransparentes | Puentes térmicos |

Materiales y productos: Cerramientos y particiones interiores |

Grupo: Cerramientos

Nombre: FORJADO TERRENO

Composición del Cerramiento:
 Verticales (Materiales ordenados de exterior a interior).
 Horizontales (Materiales ordenados de arriba hacia abajo).

Nº	Material	Espesor	Conductividad	Densidad	Cp	Res.Térmica
1	Azulejo cerámico	0,030	1,300	2300	840	
2	Mortero de cemento o cal para albañilería y	0,010	0,550	1125	1000	
3	Hormiçón en masa 2000 < d < 2300	0,210	1,650	2150	1000	
4	Tierra vegetal [d < 2050]	0,350	0,520	2050	1840	
5						

Grupo Material: Cerámicos

Material: Azulejo cerámico

0,020 Espesor (m)

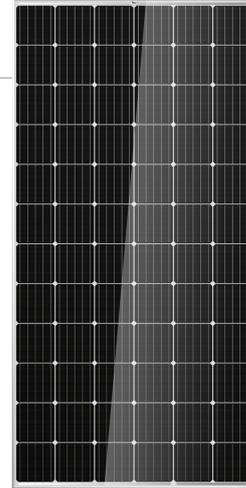
Añadir | Cambiar | Eliminar | Subir | Bajar

U 0,99 W/(mK)

ANEXO 2: Ficha técnica del módulo fotovoltaico.

Mono Multi Solutions

THE TALLMAX^M PLUS⁺ MODULE



72 CELL
MONOCRYSTALLINE MODULE

330-355W
POWER OUTPUT RANGE

18.3%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

As a leading global manufacturer of next generation photovoltaic products, we believe close cooperation with our partners is critical to success. With local presence around the globe, Trina is able to provide exceptional service to each customer in each market and supplement our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable partner. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaboration with installers, developers, distributors and other partners as the backbone of our shared success in driving Smart Energy Together.

Trina Solar Limited
www.trinasolar.com



Trinasolar
Smart Energy Together



Maximize limited space with top-end efficiency

- Up to 183 W/m² power density
- Low thermal coefficients for greater energy production at high operating temperatures



Highly reliable due to stringent quality control

- Over 30 in-house tests (UV, TC, HF, and many more)
- In-house testing goes well beyond certification requirements
- 100% EL double inspection



Certified to withstand challenging environmental conditions

- 2400 Pa wind load
- 5400 Pa snow load
- 35 mm hail stones at 97 km/h

Comprehensive products and system certificates

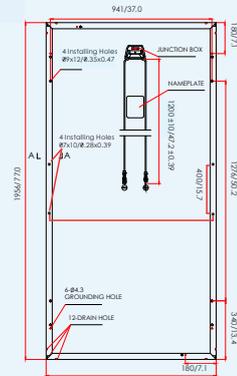
- IEC 61215/ IEC 61730/ UL 1703/ IEC 61701/IEC 62716
- ISO 9001: Quality Management System
- ISO 14001: Environmental Management System
- ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
- OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System



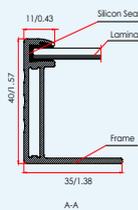
THE **TALLMAXTM PLUS⁺** MODULE

TSM-DD14A(II)

DIMENSIONS OF PV MODULE
unit:mm/inches

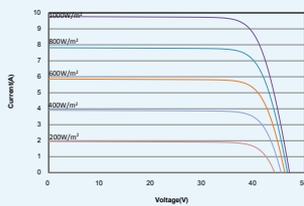


Back View

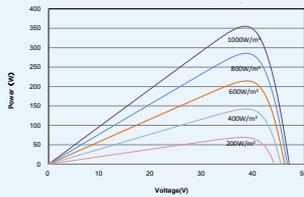


A-A

I-V CURVES OF PV MODULE(355W)



P-V CURVES OF PV MODULE(355W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{MAX} (Wp)*	330	335	340	345	350	355
Power Output Tolerance-P _{MAX} (W)	0~+5					
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	37.8	37.9	38.2	38.4	38.5	38.7
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	8.73	8.84	8.90	9.00	9.09	9.17
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	46.2	46.3	46.5	46.7	46.9	47.0
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	9.27	9.36	9.45	9.50	9.60	9.69
Module Efficiency η _m (%)	17.0	17.3	17.5	17.8	18.0	18.3

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5.
*Test tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{MAX} (Wp)	246	250	253	257	261	264
Maximum Power Voltage-V _{MPP} (V)	34.9	35.1	35.2	35.5	35.6	35.8
Maximum Power Current-I _{MPP} (A)	7.04	7.12	7.19	7.25	7.33	7.40
Open Circuit Voltage-V _{OC} (V)	43.0	43.1	43.2	43.4	43.5	43.7
Short Circuit Current-I _{SC} (A)	7.49	7.56	7.63	7.67	7.75	7.82

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline 156 × 156 mm (6 inches)
Cell Orientation	72 cells (6 × 12)
Module Dimensions	1956 × 992 × 40 mm (77.0 x 39.1 x 1.57 inches)
Weight	26.0 kg (57.3 lb)
Glass	4.0 mm (0.15 inches), High Transmission, AR Coated Tempered Glass
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 67 or IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), 1200 mm (47.2 inches)
Connector	MC4 Compatible or Amphenol H4/UTX
Fire Type	Type 1 or Type 2

TEMPERATURE RATINGS

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (± 2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	- 0.39%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	- 0.29%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.05%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1000V DC (IEC) 1000V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	15A

WARRANTY

10 year Product Workmanship Warranty

25 year Linear Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 26 pieces

Modules per 40' container: 572 pieces



TSM-EN_2016_C

ANEXO 3: Ficha técnica del inversor.



/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

FRONIUS PRIMO

/ El Futuro de la energía solar residencial esta aquí



/ Sistema de instalación Snap Inverter



/ Comunicación de datos integrada



/ Diseño SuperFlex



/ Dynamic Peak Manager



/ Smart Grid y Certificación NEC 2014



/ Comunicación de datos abierta



/ Detección de Arco Integrada



Con rangos de potencia desde 3.8 kW a 15 kW, el Fronius Primo es el inversor compacto monofásico sin transformador ideal para aplicaciones residenciales, y comerciales de pequeña escala. Su diseño está basado en el sistema de instalación SnapInverter, el cual permite instalaciones y reparaciones sencillas y seguras.

El Fronius Primo tiene características únicas como dos seguidores de máxima potencia, alto voltaje de sistema, un amplio rango de voltaje de entrada y puede instalarse en interior y exterior. Como funciones estándar incluye interfaces Wi-Fi®* y SunSpec Modbus para monitoreo y registro de datos, interrupción de circuito por falla de arco (AFCI) probada en campo, certificación NEC 2014 y la plataforma en línea para monitoreo móvil Solar.web. Está diseñado para adaptarse a requerimientos futuros, por lo cual ofrece una solución completa a los cambios de normativas e innovaciones técnicas del mañana.

DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	FRONIUS PRIMO 3.8 - 8.2	FRONIUS PRIMO 10.0 - 15.0
Dimensiones (ancho x alto x largo)	42,9 x 62,7 x 20,6 centímetros	51,1 x 72,4 x 20,6 centímetros
Peso (kg)	21,5	37,4
Envolvente	NEMA 4X	
Consumo durante la noche	< 1 W	
Tecnología de inversor	Sin transformador	
Enfriamiento	Ventilador de velocidad variable	
Instalación	Interior y exterior	
Temperatura ambiente admisible	-40 a 55°C	-40 a 60°C
Humedad relativa admisible	0 - 100 % (sin condensación)	
Terminales de conexión CD	2x CD+ 1,2x CD + 2 y 4x CD- terminales de tornillo para cable de cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)	4x CD + 1, 2x CD + 2 y 6x CD- terminales de tornillo para cable de cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)
Terminales de conexión de CA	Terminal de tornillo 12-6 AWG	
Certificados y cumplimiento de estándares	UL 1741-2015, UL1998 (para funciones: AFCI, RCMU monitoreo de aislamiento), IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B, NEC 2014 Artículo 690, C22.2 No. 107.1-01 (septiembre 2001), UL1699B Issue 2 -2013, CSA TIL M-07 Issue 1-2013	

DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO	INTERFACES	DISPONIBILIDAD	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS PRIMO
AFCI	Sí	Wi-Fi®/ Ethernet / Serie / Datalogger y servidor web	Opcional	Estándar inalámbrico 802.11 b/g/n / Fronius Solar.web, SunSpec Modbus TCP, JSON / SunSpec Modbus RTU
Desconexión de CD	Sí	6 E/S digitales configurables + 4 entradas digitales + 1 contacto de relé	Opcional	Control externo por relé
Polaridad inversa de CD	Sí	USB (Socket tipo A)	Estándar	Registro de datos y actualización de firmware vía USB
Protección contra fallas de tierra con interruptor de monitor de aislamiento	Sí	2x RS422 (RJ45 socket)	Estándar	Fronius Solar Net, protocolo de interfaz

*El término Wi-Fi es una marca registrada de la alianza Wi-Fi

DATOS TÉCNICOS

DATOS DE ENTRADA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Potencia FV recomendada (kWp)		3.0-6.0	4.0-7.8	4.8-9.3	6.1 – 11.7	12.0 - 23.2
Máxima Corriente de entrada nominal (MPPT 1 / MPPT 2)				18 A / 18 A		
Máxima CD total				36 A		
Máxima corriente de corto circuito del arreglo FV				2 x 22.5 A		
Rango de voltaje operación				80 - 600 VCD		
Máximo Voltaje de entrada				600 VCD		
Voltaje de entrada nominal		410 VCD			420 VCD	
Tamaño de conductor admisible de CD				AWG 14 – AWG 6		
Rango de voltaje MPP		200-480 VCD	240- 480 VCD		250-480 VCD	270- 480 VCD
Número de MPPT				2		
DATOS DE SALIDA		PRIMO 3.8-1	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 7.6-1	PRIMO 8.2-1
Máxima Potencia de salida	240	3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	8200 W
	220	3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	8200 W
	208	3800 W	5000 W	6000 W	7600 W	7900 W
Máxima corriente de salida continua con Vnom	240	15.8 A	20.8 A	28.8 A	31.7 A	34.2 A
	220	17.3 A	22.7 A	27.3 A	34.5 A	37.3 A
	208	18.3 A	24.0 A	25.0 A	36.5 A	38.0 A
OCPD / Breaker CA recomendado	240	20 A	30 A	35 A	40 A	45 A
	220	25 A	30 A	40 A	50 A	50 A
	208	25 A	30 A	40 A	50 A	50 A
Max. Eficiencia		96.7 %		96.9 %		97.0%
Eficiencia CEC		95.0%	95.5%		96.0 %	96.5%
Tamaño de conductor de CA admisible				AWG 14 – AWG 6		
Tensión de red				208 / 220 / 240 VCA		
Frecuencia nominal				60 Hz		
Distorsión armónica total				< 5 %		
Factor de potencia (cos φ)				1 (ajustable de 0.85 - 1 ind/cap.)		
DATOS DE ENTRADA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1	
Potencia FV recomendada (kWp)		8.0 - 15.5	9.1 - 17.6	10.0 - 19.3	12.0 - 23.2	
Máxima Corriente de entrada nominal (MPPT 1 / MPPT 2)				33.0A / 18.0 A		
Máxima CD total				51 A		
Máxima corriente de corto circuito del arreglo FV				49.5 A / 27.0 A		
Rango de voltaje operación				80 - 1000 VCD		
Máximo Voltaje de entrada				1000 V		
Voltaje de entrada nominal		655 VCD	660 VCD	665 V	680 V	
Tamaño de conductor admisible de CD		AWG 14 - AWG 6 cobre directo, AWG 6 Aluminio directo, AWG 4 - AWG 2 cobre o aluminio con bus de conexiones				
Rango de voltaje MPP		220 - 800 VCD	240 - 800 VCD	260 - 800 VCD	320 - 800 VCD	
Número de MPPT				2		
DATOS DE SALIDA		PRIMO 10.0-1	PRIMO 11.4-1	PRIMO 12.5-1	PRIMO 15.0-1	
Máxima Potencia de salida	240	9995 W	11400 W	12500 W	15000 W	
	220	10005 W	11400 W	12500 W	14500 W	
	208	9995 W	11400 W	12500 W	13750 W	
Máxima corriente de salida continua con Vnom	240	41.6 A	47.5 A	52.1 A	62.5A	
	220	45.5 A	51.8 A	56.8 A	65.9 A	
	208	48.1 A	54.8 A	60.1 A	66.1 A	
OCPD / Breaker CA recomendado	240	60 A	60 A	70 A	80 A	
	220	40 A	70 A	80 A	90 A	
	208	60 A	70 A	80 A	90 A	
Max. Eficiencia				97.9 %		
Eficiencia CEC			96.0 %		96.5 %	
Tamaño de conductor de CA admisible		AWG 10 – AWG 2 cobre sólido / (trenzado / finamente trenzado) AWG 10 cobre o AWG 8 aluminio para dispositivos de protección hasta 60 A, de 61 a 100 A debe ser usado mínimo AWG 8 para cobre o AWG 6 aluminio. AWG 6- AWG 2 cobre (sólido / trenzado). Multicontacto conectado con AWG 12.				
Tensión de red				208 / 220 / 240 VCA		
Frecuencia nominal				60 Hz		
Distorsión armónica total				< 2.5 %		
Factor de potencia (cos φ)				1 (ajustable de 0.85 - 1 ind/cap.)		

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3,000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1,000 patentes concebidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite www.fronius.com

Fronius México S.A. de C.V.
Fronius Monterrey
 Carretera Monterrey Saltillo 3279E
 66367 Santa Catarina, N.L.
 México
 Teléfono +52 81 8882 8200
 pv-sales-mexico@fronius.com
www.fronius.mx

M.06.0182.DE v10 Dec 2016

Texto e imágenes según el estado de la impresión. Sujeto a modificaciones. No podemos garantizar la exactitud de todos los datos a pesar de su cuidadosa edición, declinamos por ello cualquier responsabilidad. Copyright © 2015 Fronius™, todos los derechos reservados.

Diseño de una solución solar térmico-fotovoltaica en un Edificio de Energía Casi Nula.

El cambio climático es el responsable del nuevo paquete de medidas aprobadas por la UE para disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Dentro de estas medidas se encuentran las nuevas restricciones de demanda de energía en las viviendas y la contribución mínima de fuentes renovables para satisfacerla. Las viviendas que cumplan estos requisitos se denominarán Edificios de Energía Casi Nula y serán obligatorios a partir de 2020.

Para cumplir con dichos niveles de consumo de energía renovable, se ha optado por diseñar un sistema que combine la tecnología termosolar de baja temperatura para el agua caliente y una bomba de calor por aerotermia que genere calefacción y refrigeración. El consumo eléctrico de la bomba de calor y del resto de electrodomésticos procederá, en gran medida, de un campo fotovoltaico instalado en la cubierta del edificio.

Design of a solar thermal-photovoltaic solution in an Nearly Zero Energy Building.

Climate change is responsible for the new set of proposals approved by the EU to reduce CO₂ emissions into the atmosphere. Among these indications are the new restrictions on energy demand in homes and the minimum contribution from renewable sources to meet it. Buildings meeting these requirements will be called Nearly Zero Energy Buildings and they are mandatory from 2020.

To meet these levels of renewable energy consumption, we have chosen to design a system that combines low temperature thermosolar technology for domestic hot water and an air-water heat pump that generates heating and cooling. The electrical consumption of the heat pump and other household appliances will come largely from a photovoltaic field installed on the rooftop of the building.

