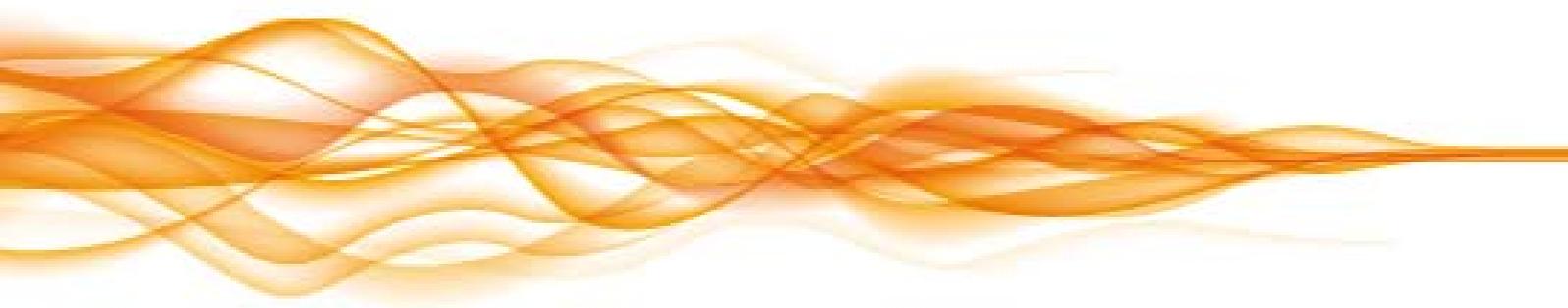


MERCADO POTENCIAL EN ESPAÑA Y APLICACIONES EN TECNOLOGÍAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA

Diciembre, 2015



Índice

1. RESUMEN EJECUTIVO	1
2. INTRODUCCIÓN	2
3. OBJETO	4
4. METODOLOGÍA	5
5. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS APLICACIONES DE LAS TECNOLOGÍAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA EN ESPAÑA	6
5.1 TECNOLOGÍAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA	6
5.2 APLICACIONES INDUSTRIALES DE MEDIA TEMPERATURA	11
5.3 EJEMPLOS DE APLICACIONES INDUSTRIALES	13
5.4 SOFTWARE	21
5.5 ESTUDIOS PREVIOS	24
5.6 FIABILIDAD TÉCNICA DE INSTALACIONES SOLARES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA	27
5.7 MARCO NORMATIVO	28
6. POTENCIAL EN ESPAÑA Y APLICACIONES TIPO EN EL ÁMBITO DE LAS TECNOLOGÍAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA	30
6.1 DATOS PREVIOS	30
6.1.1 Zonas climáticas y selección de emplazamientos	30
6.1.2 Año solar representativo	32
6.1.3 Configuración de la instalación	42
6.1.4 Curvas de rendimiento	45
6.1.4.1 Captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto	45
6.1.4.2 Concentrador lineal Fresnel	46
6.1.4.3 Canal parabólico	47
6.1.5 Costes asociados a la instalación solar	50
6.1.5.1 Captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto	50
6.1.5.2 Captador con concentrador lineal Fresnel	51

6.1.6 Tarifas de fuentes energéticas convencionales	58
6.2 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA DISPONIBLE A LA SALIDA DE LA INSTALACIÓN SOLAR	69
6.3 ANÁLISIS ECONÓMICO	77
7. ACTUACIONES RECOMENDADAS	92
8. CONCLUSIONES	94
9. BIBLIOGRAFÍA	95
10. ANEXO I. FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES.....	98
11. ANEXO II. RESULTADOS CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO	117
12. ANEXO III. RESULTADOS CONCENTRADOR LINEAL FRESNEL.....	134
13. ANEXO IV. RESULTADOS CANAL PARABÓLICO	145
14. ANEXO V: ANÁLISIS ECONÓMICO ALTERNATIVA 20 AÑOS	151
15. ANEXO VI: FINANCIACIÓN PÚBLICA PARA SISTEMAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN	165
16. ANEXO VII: TASA INTERNA DE RETORNO Y REDUCCIÓN DE COSTES.....	169

1. RESUMEN EJECUTIVO

El objetivo que se ha pretendido alcanzar con este documento es la estimación del coste asociado a la generación de energía térmica mediante tecnologías solares de concentración de media temperatura (captadores de tubo de vacío con concentrador parabólico compuesto, concentrador lineal Fresnel y canal parabólico) teniendo en cuenta tanto el nivel de desarrollo tecnológico actual como el marco normativo español. Debido a que el actual marco normativo no lo contempla, en este documento no se ha imputado “ningún valor económico” a las instalaciones solares en relación a las ventajas obtenidas por su menor impacto ambiental, mayor capacidad de generar empleo y a su contribución a la autosuficiencia energética del país.

Se ha analizado el comportamiento de las tres tecnologías ya mencionadas para diferentes ubicaciones, tamaños de planta, niveles térmicos y porcentajes de aprovechamiento de la energía térmica generada. De igual forma y a modo de escenario comparativo se ha determinado el coste de generación de la energía térmica obtenida mediante fuentes energéticas convencionales (gas natural, electricidad, gasóleo C y fuel oil). Todo ello para dos horizontes temporales de 10 y 20 años y con tres escenarios diferentes sobre evolución del precio de las fuentes energéticas convencionales.

El lector podrá a partir de los datos aportados en este documento realizar todo tipo de análisis económico. A título de ejemplo, en el anexo VII, se ha introducido un ejemplo donde se han utilizado los datos del presente informe para determinar en Sevilla, para las tres tecnologías y fijando un horizonte de 10 y 20 años la disminución porcentual del coste, en algunos casos, que sería necesario alcanzar en la instalación solar para lograr una tasa interna de retorno determinada (5%, 7%, 11%), con un aprovechamiento del 100% de la energía generada.

Finalmente, se han planteado diferentes recomendaciones con las que se pretende fomentar la implantación de las tecnologías solares analizadas en el sector industrial, actuando sobre tres líneas: por un lado, desde el punto de vista puramente de costes, se propone trabajar para que se le reconozca económicamente a las instalaciones solares sus grandes ventajas respecto a las convencionales; por otro lado, desde el punto de vista seguir aumentando la fiabilidad, la durabilidad y la eficiencia de las instalaciones, se propone actuar en la cualificación de empresas instaladoras, fomentar la participación de empresas de servicios energéticos, lograr un marco legislativo que permita garantizar el buen diseño, montaje, puesta a punto y mantenimiento de las instalaciones. Y por último, desde el punto de vista de la I+D+i, considerar a estas tecnologías en las líneas prioritarias de actuación por su alto potencial en España y sus beneficios globales para el país.

2. INTRODUCCIÓN

El presente documento ha sido elaborado por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables de la Universidad de Sevilla mediante contrato suscrito entre la Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía (AICIA) y el Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables (CTAER) como entidad que coordina la secretaría técnica de la Plataforma Tecnológica SOLAR CONCENTRA.

Para ser conscientes del contexto en el que se desarrolla el presente estudio se ha llevado a cabo una breve revisión del escenario energético actual. De esta revisión cabe destacar que el consumo global mundial de energía primaria registró un incremento del 2.3% anual durante el año 2013. Esta cifra resultó un 1.8% superior al dato observado el año anterior [1]. Al analizar la matriz energética mundial por fuentes se observa que la demanda de energía primaria continúa decantándose hacia el consumo del petróleo con una participación del 35.8% dentro del total de fuentes consumidas, esto pese a la moderación en su ritmo de crecimiento. Por su parte, el gas natural ha sustituido al carbón como segundo recurso energético a nivel mundial al cubrir el 25.8% de la demanda, principalmente como consecuencia del consumo procedente de Estados Unidos y Oriente Medio. El carbón ha quedado relegado como tercera fuente energética suponiendo un 19.4% del consumo total [2]. Con todo esto se puede concluir que los combustibles fósiles continúan concentrando más del 80% de la matriz energética mundial. Sin embargo, cabe destacar el aumento de las fuentes renovables, a ritmos del 18% anual durante el periodo comprendido entre los años 2009 y 2013. En el año 2014 las energías renovables representaron casi la mitad de toda la capacidad de generación eléctrica nueva, siendo China, Estados Unidos, Japón y Alemania los países que lideraron este crecimiento [3].

Si se profundiza en el análisis de la distribución de los usos finales de la energía realizado en el documento *Heating and Cooling in the European Energy Transition - Challenges and Facts* [4] se comprueba que el 46% de los consumos de energía se destinan a satisfacer las necesidades asociadas a los procesos de enfriamiento o calentamiento tanto a nivel industrial como residencial o terciario. La mayor parte de esta energía se produce a partir de combustibles fósiles y sólo el 15% procede de energías renovables. El 54% restante de la energía consumida se reparte entre electricidad y transporte, 32% y 22% del total respectivamente. Todo ello muestra la importancia del consumo energético mundial con fines térmicos y el bajo porcentaje que se satisface mediante energías renovables.

Una de las alternativas que hoy en día presenta un mayor potencial para conseguir reducir el consumo de combustibles de origen fósil en la generación de calor de proceso es la energía solar térmica, entendida ésta como la generación de energía térmica mediante el calentamiento de un fluido con aporte de radiación solar. El campo de aplicación de las tecnologías solares es amplio ya que permite que el fluido caloportador alcance temperaturas que abarcan desde los 45°C hasta los 400°C (incluso podría

abarcando temperaturas superiores si fuera necesario aunque no es frecuente su uso en procesos industriales). Por este motivo, se han desarrollado tecnologías solares diferentes que permiten satisfacer todos estos niveles térmicos. Las características del proceso determinan la temperatura del fluido de trabajo y mediante ésta se suele fijar el tipo de tecnología solar a utilizar. Además de la temperatura de la energía térmica en el proceso, otro aspecto muy importante para la viabilidad de las tecnologías solares es el perfil temporal del consumo de esa energía térmica, tanto diario, mensual como anual. Obviamente, perfiles de consumo que se acerquen a la producción energética de la instalación solar a lo largo del año son los que permiten un mayor y mejor aprovechamiento de la producción energética de la instalación solar. Por el contrario, en aplicaciones que demanden energía térmica sólo durante una época del año (por ejemplo, durante los meses de invierno) el aprovechamiento de la instalación solar es muy reducido y en consecuencia poco viable. Por ello, a medida que el perfil del consumo energético en el proceso se aleja del perfil de producción los requerimientos de almacenamiento térmico son mayores y el aprovechamiento de la producción térmica de la instalación solar disminuye.

En España las instalaciones de energía solar térmica han estado tradicionalmente destinadas al suministro de energía para agua caliente sanitaria (ACS) y para el acondicionamiento de piscinas con niveles de temperatura de trabajo en el entorno de 45-60°C para ACS y de 30-40°C para piscinas. La aplicación a los procesos industriales se ha considerado como una alternativa marginal y esporádica debido fundamentalmente a la falta de interés por parte de los potenciales clientes cuyo objetivo fundamental no es la investigación y desarrollo de nuevas aplicaciones sino disponer de soluciones fiables y económicamente rentables. No obstante, esto no quiere decir que no se hayan efectuado avances en este sentido. De hecho, en 1975 se creó el Centro de Estudios de la Energía (CEE) que proporcionó cierto impulso al sector, iniciándose en la década de los 80 una serie de proyectos que tenían como objetivo proporcionar energía térmica de apoyo a sistemas convencionales. En el ámbito de la media temperatura estos proyectos incluyen distintas instalaciones que actúan como apoyo en la producción de vapor para la esterilización de productos cárnicos (Carcesa en Mérida, Badajoz, 1981), el acondicionamiento de naves de trabajo (Enusa, Juzbago, Salamanca, 1985), la desalinización de agua de mar (Arinaga, Gran Canaria) o la preesterilización de leche (Lactaria, Alcorcón, Madrid, 1981). Ninguno de estos proyectos tuvo continuidad en el tiempo debido a problemas de operatividad o a la falta de interés por parte de las empresas [5]. En el caso de Lactaria, la última de las instalaciones mencionadas, algunos de los principales problemas identificados fueron el deterioro de la superficie absorbente, un mal diseño de la carga sobre los mecanismos de seguimiento y problemas de regulación en los grupos de bombas. En el resto de instalaciones resulta complejo disponer de información detallada, generalmente se indica que el principal problema fue la necesidad de mantenimiento continuado lo que hizo que se abandonase su operación.

A nivel internacional también han existido proyectos como Poship o Procesol en los que se analizaron el potencial de aplicación de la energía solar térmica en la industria así como su viabilidad técnica y

económica. Actualmente acaba de finalizar (diciembre de 2015) el programa Solar Heat Integration in Industrial Processes (task-49) promovido por la Agencia Internacional de la Energía y cuyos objetivos más destacados son el desarrollo de los componentes solares, la identificación de nuevas aplicaciones de la energía solar térmica en procesos industriales, el establecimiento de herramientas para la integración optimizada de las instalaciones solares en plantas industriales, la elaboración de directrices que regulen el proceso de generación de energía térmica mediante energía solar y el desarrollo de un procedimiento de prueba que proporcione una base para la comparación de colectores. Entre los documentos elaborados en el marco de este programa destacan “Methodologies and Software Tools for Integrating Solar Heat into Industrial Processes” [6] e “Integration Guideline” [7]. A nivel nacional se encuentran las actuaciones llevadas a cabo por la Plataforma Tecnológica de la Energía Solar Térmica de Concentración SOLAR CONCENTRA en su interés por el impulso de la energía solar térmica para procesos industriales.

3. OBJETO

El objeto fundamental del presente trabajo es estimar el coste asociado a la generación de energía térmica mediante tecnologías solares de concentración de media temperatura, entre 100°C y 400°C, teniendo en cuenta tanto el nivel de desarrollo tecnológico actual como el marco normativo español. Se consideran tres tecnologías, captadores de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto, concentrador lineal Fresnel y canal parabólico.

Para alcanzar el objetivo planteado y dado que son muchos los factores que influyen en este análisis (tecnología, nivel térmico, superficie, características meteorológicas del emplazamiento, etc.) se realizan una serie de hipótesis que se han detallado, al igual que la metodología empleada, a lo largo del documento. Se ha determinado el coste de producción de energía térmica para diferentes niveles de temperatura (desde 100°C hasta 350°C) y diferentes emplazamientos caracterizados por doce ciudades distribuidas entre las cinco zonas climáticas de España indicadas en el CTE. De igual forma y para que sirva como escenario comparativo se ha determinado el coste de generación de la energía térmica obtenida mediante cuatro fuentes energéticas convencionales (gas natural, electricidad, fuel oil y gasóleo C).

Finalmente se plantean diferentes recomendaciones con las que se pretende fomentar la implantación de las tecnologías solares analizadas.

Con los datos de costes de generación se pueden realizar todo tipo de análisis económico y de viabilidad económica de estas instalaciones. A modo de ejemplo, en el anexo VII se ha incluido un ejercicio de aplicación de los resultados obtenidos en el presente trabajo.

4. METODOLOGÍA

Para alcanzar el objetivo descrito en el apartado anterior se sigue la metodología que se desglosa a continuación:

- 1.- Revisión del estado actual de las tecnologías solares de concentración de media temperatura más significativas (captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto, concentrador lineal Fresnel y canal parabólico) y de las posibilidades de aprovechamiento de las mismas en procesos industriales.
- 2.- Selección de un número determinado de emplazamientos distribuidos de forma que quede representada la variabilidad climática existente en el territorio español.
- 3.- Para cada uno de los emplazamientos seleccionados se evalúa el recurso solar disponible mediante una serie de datos correspondiente al año solar representativo (ASR).
- 4.- Identificación de las curvas de rendimiento promedio para cada una de las tecnologías solares consideradas.
- 5.- Cuantificación de los costes asociados a cada una de las tecnologías solares de concentración, incluyendo costes de operación y mantenimiento.
- 6.- Cuantificación de los costes asociados a la generación de energía térmica mediante fuentes energéticas convencionales (€/kWh).
- 7.- Estimación de la energía térmica disponible a la salida de la instalación solar para cada emplazamiento, tecnología y nivel térmico analizado.
- 8.- A partir de la energía térmica disponible a la salida de la instalación solar (punto 7) y del coste de esta instalación (punto 5), se establecen hipótesis de trabajo que permiten obtener el coste por unidad de energía térmica (€/kWh) a fecha de 2015 para dos intervalos de tiempo, 10 y 20 años.
- 9.- Comparación del coste de generación de energía térmica de origen solar y convencional (puntos 6 y 8).
- 10.- Actuaciones recomendadas y conclusiones.

5. SITUACIÓN ACTUAL DE LAS APLICACIONES DE LAS TECNOLOGÍAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA EN ESPAÑA

En este apartado se pretende proporcionar información acerca del estado de desarrollo actual de las tecnologías solares de concentración de media temperatura seleccionadas para este estudio, comenzando con un resumen de los resultados más destacados de la revisión bibliográfica.

Por otra parte, uno de los aspectos fundamentales que determina la compatibilidad entre las instalaciones solares e industriales es la temperatura de los respectivos fluidos de trabajo. Para detectar aquellos procesos en los que la tecnología solar sea más fácilmente integrable se proporciona información acerca de las temperaturas requeridas en los procesos industriales más habituales. Aunque como ya se ha mencionado en la introducción el uso de las tecnologías solares de media temperatura en procesos industriales no se trata de una práctica generalizada, se muestran algunos ejemplos de este tipo de instalaciones.

A continuación, se enumeran las aplicaciones informáticas más empleadas en el análisis del comportamiento de las instalaciones solares, y se revisan otros estudios anteriores y similares al que aquí se presenta.

5.1 TECNOLOGÍAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA

Para elaborar este documento se han seleccionado tres de las tecnologías solares de concentración actualmente desarrolladas a nivel comercial ya que el objetivo fundamental de este estudio no es en sí desarrollar nuevas tecnologías sino evaluar la incorporación de una tecnología solar ya existente a un proceso industrial. El rango correspondiente a la media temperatura es aquel que incluye desde 100°C hasta 400°C. Con el propósito de abarcar el rango completo se seleccionan los captadores de tubo de vacío con concentrador parabólico compuesto, concentrador lineal Fresnel y canal parabólico.

Captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto

El captador de tubos de vacío es un sistema compuesto por hileras de tubos de vidrio transparentes que se conectan a una tubería de cabecera. Cada tubo contiene en su interior un tubo de absorción recubierto con pintura selectiva por cuyo interior circula el fluido caloportador. Al hacer el vacío se extrae el aire que queda en el espacio que separa a ambos tubos para minimizar las pérdidas de calor

por conducción y convección. En un captador de este tipo la radiación solar atraviesa el tubo exterior de vidrio, incide en el tubo de absorción y se transforma en calor. En general, el rendimiento del captador de tubos de vacío es superior al del captador plano convencional y mantiene un comportamiento más constante ante variaciones en la temperatura ambiente o en la radiación solar incidente. El captador con concentrador parabólico compuesto incorpora reflectores anulares que, después de una o más reflexiones, permiten una mayor concentración de la radiación solar en el tubo absorbedor, ésta es la variante de captador empleada para este estudio.

Con el fin de superar las limitaciones que inicialmente presentaban los captadores de tubo de vacío con concentrador parabólico compuesto y para mejorar su rendimiento, los investigadores han modificado la geometría y el diseño de los colectores. En [8] se diseñó un nuevo colector compuesto de una superficie parabólica y otra plana. Este nuevo concentrador dispone de un foco en la parte trasera que es adecuado para algunas aplicaciones. Los rayos aquí reflejados se transmiten hacia adelante en lugar de hacia atrás como en los concentradores parabólicos convencionales. En [9] se lleva a cabo el análisis del trazado de rayos de este concentrador modificado. Por otra parte Souliotis et al. [10] modificaron el diseño del reflector y el receptor de forma que éste actuaba también como un dispositivo de almacenamiento. El captador con concentrador parabólico compuesto normalmente tiene forma de canal y presenta una simetría de dos dimensiones, sin embargo, Senthilkumar et al. [11] diseñaron un captador con receptor esférico que incrementa el rendimiento. Además de las modificaciones en la geometría ya expuestas, en la actualidad los esfuerzos se concentran en reducir los costes asociados a los procesos de fabricación y en mejorar las propiedades de los materiales empleados.

Concentrador lineal Fresnel

El origen de los concentradores lineales Fresnel se basa en la idea de simular un concentrador continuo, en este caso un canal parabólico por medio de un conjunto de elementos, filas de espejos dispuestos adecuadamente sobre un plano. De esta forma, se evitan los problemas que plantea la construcción de concentradores de gran tamaño, permitiendo adoptar soluciones de menor coste. Los concentradores de Fresnel lineales son, por lo tanto, una alternativa de bajo coste a los sistemas de canal parabólico. Un sistema de este tipo está compuesto por largas filas paralelas de espejos de anchura relativamente pequeña que pueden girar alrededor de su eje longitudinal. Estos espejos concentran la radiación solar sobre un receptor central fijo suspendido a una cierta altura sobre el plano de los espejos en la dirección del eje de rotación de los mismos. Esta geometría permite disponer dos o más receptores en paralelo, relativamente próximos entre sí, posibilitando así que parte de las filas de espejos sean compartidas por dos de estos receptores. Esta configuración permite optimizar el aprovechamiento del terreno y minimizar los bloqueos entre filas de espejos. El elemento principal del receptor es el tubo absorbedor, que es esencialmente similar al empleado en los sistemas de canal parabólico, aunque al trabajar a menores temperaturas puede prescindirse de recubrimientos selectivos costosos y

del tubo de vidrio envolvente. Estos sistemas son muy adecuados para la generación directa de vapor saturado en los tubos. La temperatura de trabajo de los concentradores de Fresnel se encuentra entre los 150 y 300°C.

Entre las principales innovaciones tecnológicas ya alcanzadas por la tecnología Fresnel destaca el prototipo denominado Chromasun Micro-Concentrator (MCT) [12], se trata de un colector solar de nueva generación que utiliza la tecnología Fresnel en un formato reducido y que está orientado a la generación de energía térmica en el entorno de 100°C a 200°C. El diseño del panel MCT está especialmente indicado para la integración en tejados. En cuanto al principio de funcionamiento, la radiación solar incidente atraviesa el panel MTC a través del cristal y se refleja en los espejos para ser proyectada en el receptor lineal por el que circula el fluido caloportador.

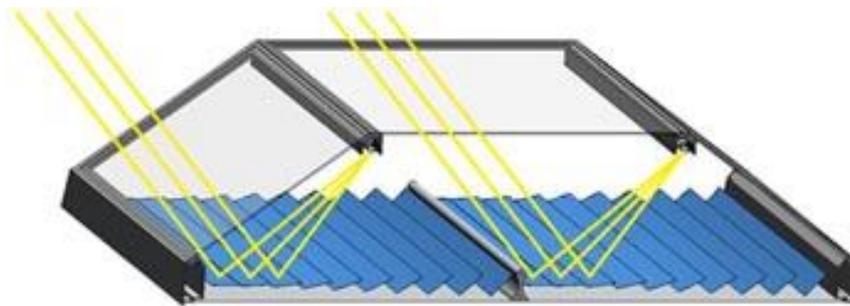


Figura 5. 1. Chromasun Micro-Concentrator.
Fuente: www.chromasun.com

Concentrador de canal parabólico

Un concentrador de canal parabólico consiste en una serie de reflectores cilindro parabólicos que concentran la radiación solar sobre unos tubos receptores que contienen un fluido de transferencia térmica que se calienta a lo largo del proceso. Estos colectores situados en filas paralelas son los que componen el campo solar, generalmente alineados en un eje horizontal norte-sur o este-oeste.

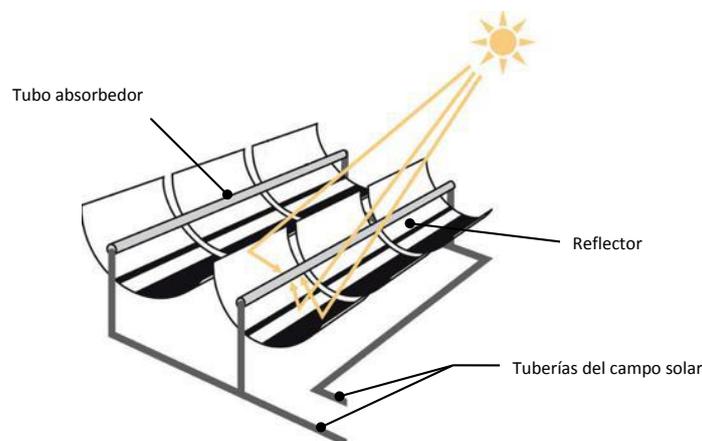


Figura 5.2. Canal parabólico

La superficie reflectante del colector, también llamado concentrador lineal, tiene una sección transversal parabólica. La curva de la parábola es tal que el rayo solar que viaja paralelo al eje del espejo parabólico es reflejado a un punto simple focal desde cualquier lugar a lo largo de la curva. En la Figura 5.2 se muestra como los rayos de radiación directa se reflejan en los espejos y se concentra en el foco del receptor lineal. La eficiencia de estos colectores es más alta que la de las dos tecnologías anteriores debido a que el área de apertura (área del reflector) es grande en comparación con el área de absorción (tubo absorbedor), de 25 a 35 veces mayor [13]. El tubo absorbedor o receptor es uno de los elementos fundamentales de este sistema ya que de él depende en gran medida el rendimiento global del captador. El receptor es un tubo de metal negro tratado cubierto con una cubierta de vidrio, el espacio entre el tubo y el vidrio se evacúa para reducir las pérdidas de calor por convección. El tubo metálico interno lleva un recubrimiento selectivo que posee una elevada absorptividad (>90%) y una baja emisividad en el espectro infrarrojo, lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. La temperatura de trabajo de estos sistemas es de 100°C a 400°C. Cada conjunto de colectores tiene un sistema de seguimiento independiente capaz de seguir el Sol. En la actualidad, el sistema de seguimiento para el concentrador de colectores de canal parabólico se basa en el seguimiento "virtual" o de "bucle abierto". La unidad de seguimiento tradicional con sensores que detectan la posición del Sol ha sido reemplazada por un sistema basado en el cálculo de su posición usando un algoritmo matemático [14]. El seguimiento puede ser en uno o dos ejes. La energía solar recibida en la superficie del colector en el movimiento en dos ejes es mayor debido al menor ángulo de incidencia. Sin embargo, la mayoría de las plantas únicamente disponen de seguimiento en un eje, debido al menor coste y facilidad de instalación [15].

Fernández-García et al. [16] presenta una revisión de los colectores de canal parabólico existentes y de sus prototipos en fase de desarrollo. El colector de canal parabólico se suele emplear para la generación de energía eléctrica a gran escala aunque también se puede usar para la generación directa de vapor a pequeña escala. Lobón y Valenzuela [17] desarrollaron un modelo para predecir el rendimiento termo-hidráulico del colector de canal parabólico en el que el vapor saturado es generado directamente. Los resultados numéricos mostraron que la presión de entrada del líquido de trabajo era el factor decisivo para la viabilidad de tales sistemas. Si se aumentaba la presión de entrada de 1 a 2 MPa, la caída de presión a través del absorbedor se reducía significativamente para una presión de salida y condiciones de temperatura dadas. Sobre la base de este modelo, se afirmó que los pequeños colectores de canal parabólico se podrían utilizar para la generación directa de vapor con una potencia de bombeo asequible. Arasu y Sornakumar [18] usan un método de laminado para la fabricación de colectores de canal parabólico de bajo coste utilizando fibra de vidrio reforzada. El colector se ajusta a estándar ASHRAE 93 [19] y su eficiencia térmica está alrededor del 70%. Debido a su bajo coste, los autores recomendaron la metodología para la producción en serie de colectores de todos los tamaños. Aunque está perfectamente demostrada la eficiencia de esta tecnología a gran escala para la generación de

electricidad es cada vez más usual el uso de los captadores solares de canal parabólico para otras aplicaciones como son el calor para procesos industriales y el calor aplicado a la refrigeración solar mediante la instalación de captadores de tamaño más pequeño, aptos para su instalación en azoteas de fábricas y edificios comerciales. Para facilitar estas aplicaciones, algunas empresas han llevado a cabo esfuerzos específicos en el desarrollo de colectores modulares, más pequeños, ligeros y de bajo coste. Cabrera et al. [20] las resume:

- EE.UU.: Industrial Solar Technology (IST), Cogenra Solar (modelo Sun Deck PVT), Solargenix Energy (modelo Power Roof).
- Turquía: Solitem (modelos PTC 1100, 1800 y 3000) y Koluacik (modelos SPT-0312,0324,0424, 0524, 0536, todos con seguimiento a dos ejes).
- Australia: NEP Solar (modelos Polytrough 1200 y 1800).
- Suecia: Absolicon Solar Concentrator (modelos Absolicon MT 10, T10, X10PVT).
- Italia: Soligua (modelo PTMx) y Trivelli Energia (modelo Solar Wing Evolution).
- Alemania: Dr. Vetter (modelo IT. collect), Smirro (Smirro 300) y Solarlite (modelo SL 2300).
- China: Huayuan (modelos HY-Trough II20-2, II30-2, III20-2 y III30-2) y Dezhou Mingnuo New Energy (modelo PT-3E).
- Austria: IMK (modelo CSP-trough).
- India: Thermax (modelo SolPac P60).
- España: Composites y Sol (modelo CAPSOL).

A modo de ejemplo, se destacan los modelos desarrollados por NEP SOLAR y Soligua:

NEP SOLAR (<http://www.nep-solar.com/>)

Dispone de dos productos, PolyTrough 1200 y Polytrough1800. El primero es un colector de canal parabólico de tamaño reducido y desarrollado para ofrecer un rendimiento elevado cuando se llega a temperaturas máximas de 230°C. Se trata de un colector empleado en aplicaciones térmicas como procesos industriales o sistemas de refrigeración solar. El modulo colector PolyTrough 1200 es de 1.2m de ancho, 24m de largo y 1.6m de altura. El desarrollo más reciente de este colector es el PolyTrough 1800, con una abertura de 1845mm y longitud total del espejo de 20m. Algunos de los aspectos en los que se ha centrado el desarrollo de este nuevo modelo han sido la reducción de los costes de producción y de mantenimiento.



Figura 5.3. Canal parabólico NEP SOLAR

Fuente: NEP SOLAR

SOLTIGUA (<http://soltigua.com/>)

En la Figura 5.4 se muestra el prototipo PTMx de la empresa italiana Soltigua. Este colector está disponible en cuatro tamaños que pueden combinarse para crear campos 'a medida'. El rango de temperaturas en el que opera este captador alcanza los 280°C. La energía térmica generada con este sistema ya ha sido empleada en procesos industriales y de refrigeración solar.



Figura 5.4. Canal parabólico PTMx, Soltigua

Fuente: SOLTIGUA

5.2 APLICACIONES INDUSTRIALES DE MEDIA TEMPERATURA

Como ya se ha comentado, el nivel denominado de media temperatura comprende el intervalo que va desde 100°C hasta 400°C. En la siguiente tabla se enumeran los procesos industriales más habituales para los que el rango de temperatura nominal de trabajo coincide con este intervalo [21].

INDUSTRIA	PROCESO	RANGO DE TEMPERATURA (°C)
Láctea	Esterilización	100-120
	Secado	120-180
Comida enlatada	Esterilización	110-120
Textil	Secado, desengrasado	100-130
	Fijado	160-180
Papel	Blanqueo	130-150
Química	Jabones	200-260
	Caucho sintético	150-200
	Calor de proceso	120-180
	Petróleo	100-150
Subproductos de la madera	Preparación de pulpa	120-170
Desalinización	Incremento de temperatura del fluido caloportador	100-250
Minera	Secado	100-400
	Fundición del concentrado	
	Calentamiento de soluciones	
	Lavado	
Plásticos	Preparación	120-140
	Destilación	140-150
	Separación	200-220
	Extensión	140-160
	Secado	180-200
	Mezclado	120-140
Tratamiento térmico	Revenido medio	350-450
Refrigeración	Máquina de absorción de doble efecto	120-190

Tabla 5. 1. Rangos de temperaturas para diferentes procesos industriales.

Los procesos industriales en los que resulta más apropiado incluir una instalación solar son aquellos en los que el perfil de consumo se ajusta mejor al perfil de producción de energía térmica de origen solar. Por ejemplo, si se analiza anualmente, aquellos procesos en los que la demanda mayor se produce en los meses de verano y menor en invierno. Una de las aplicaciones más importantes es el uso de energía térmica para producción de frío con máquina de absorción y/o calor. En este último caso, la peor eficiencia del proceso de enfriamiento por absorción frente al del proceso de enfriamiento por compresión juega un papel importante en la viabilidad de estas instalaciones.

Obviamente, las instalaciones situadas en emplazamientos donde los niveles de radiación solar son más elevados tienen mayor posibilidad de viabilidad. Los emplazamientos con entornos químicamente agresivos como polos químicos o cercanos a la costa (entornos salinos) o muy polvorientos pueden aumentar los requerimientos de mantenimiento e incluso la calidad de los materiales a emplear en la instalación solar.

5.3 EJEMPLOS DE APLICACIONES INDUSTRIALES

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO

1. CLIMATIZACIÓN DE CENTRO COMERCIAL. ESTAMBUL. TURQUÍA

Instalación de captadores de tubos de vacío que permite llevar a cabo mediante un conjunto de 1200 colectores y una máquina de absorción la climatización de un centro comercial en Turquía de una superficie de 30000 m².



Figura 5.5. Captadores de tubos de vacío

Fuente: Ritter XL SOLAR



Figura 5.6. Campo de captadores

Fuente: Ritter XL SOLAR

CONCENTRADOR LINEAL FRESNEL

1. PLANTA DE FRÍO SOLAR. ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS. SEVILLA. ESPAÑA

Instalación de captación solar mediante tecnología Fresnel en la azotea de la Escuela Superior de Ingenieros de Sevilla que genera parte de la climatización que necesita el edificio. Ocupa una superficie de 512m² y cuenta con una potencia pico de 180kW. Este proyecto se inició en 2009 en colaboración con Gas Natural SDG SA y los grupos de termotecnia y automática de AICIA, dentro del proyecto *'Refrigeración solar por absorción en el sector terciario'*, y ha contado con el apoyo económico de la Corporación Tecnológica de Andalucía y de la agencia IDEA de la Junta de Andalucía.

A partir de la radiación solar, se calienta un tubo por el que circula agua en un circuito cerrado que puede llegar a alcanzar los 180°C. El modelo de máquina de refrigeración empleado en el proyecto es un sistema de absorción de doble efecto con un ciclo LiBr/agua, cuya potencia de refrigeración es de 174kW (calefacción 135kW) con un COP teórico en la producción de frío de 1.34.



Figura 5.7. Instalación de concentrador lineal Fresnel, Escuela Técnica Superior de Ingenieros, Sevilla.
Fuente: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Sevilla.

2. INSTALACIÓN PARA REFRIGERACIÓN DE PROCESOS DE EXPLOTACIÓN VITÍCOLA. TÚNEZ. ÁFRICA

Instalación de tecnología Fresnel con un área de 120 m² para refrigeración solar mediante una máquina de refrigeración por absorción NH₃-H₂O. Este proyecto ha sido una colaboración entre POLIMI, ANME, Domain Nefris, PSE/Mirroxx y Electrosystem.



Figura 5.8. Instalación de concentrador lineal Fresnel, Grombalia, Túnez.
Fuente: Winnery Grombalia

3. GRASAS DEL GUADALQUIVIR. CALOR DE PROCESO. CÓRDOBA. ESPAÑA

Planta piloto que INERSUR [22] ha ejecutado para la empresa *Grasas del Guadalquivir* (Villafranca, Córdoba) y que fue presentada en marzo de 2015. El objetivo que se pretende alcanzar con esta planta es emplear energía solar de media temperatura para cubrir la demanda energética de los procesos industriales. El equipo desarrollado por INERSUR es un equipo comercial con tecnología de foco lineal fabricado íntegramente en España y específicamente orientado a su aplicación en procesos industriales de media temperatura. La producción energética aproximada de esta instalación es de 63000 kWh anuales.



Figura 5.9. Instalación de concentrador lineal Fresnel, Córdoba, España.

Fuente: INERSUR

4. INSTALACIÓN DE SISTEMA PARA CALOR DE PROCESO. JORDANIA

Planta de evaporación directa para la farmacéutica RAM Pharma en Sahab destinada a reducir el consumo de combustible. El complejo consta de 18 módulos LF11 con una superficie de apertura de 396 m² y una capacidad nominal de 222 kWht, se encuentra instalado en la azotea de la farmacéutica. Se inauguró en mayo de 2015.

Este proyecto se implementó en el marco de la asociación para el desarrollo entre Industrial Solar GmbH y la Sociedad Alemana para la Cooperación internacional 8GIZ.



Figura 5.10. Instalación de concentrador lineal Fresnel, RAM Pharma, Sahab.
Fuente: *Industrial Solar*

CANAL PARABÓLICO

1. FÁBRICA DE MANUFACTURA DE FRITO-LAY. MODESTO. CALIFORNIA. USA. 2008

Planta termosolar con 384 captadores de canal parabólico que ocupan una superficie de 5068 m². La energía térmica disponible se emplea para freír maíz y patatas, la calefacción del equipo y para calentar el agua de los procesos de limpieza y esterilización. Abengoa Solar Inc., a través de Industrial Solar Technologies, ha sido la responsable del diseño y construcción de la planta.



Figura 5.11. Instalación de canal parabólico, Frito-Lay, California.
Fuente: *American Energy Assets, California L.P.*

2. EMPRESA FARMACÉUTICA. PROYECTO EL-NARS. EL CAIRO. EGIPTO. 2004

Instalación solar compuesta por 144 colectores de canal parabólico que ocupan una superficie de 1900 m². Se genera vapor a aproximadamente 175°C que se emplea en los procesos químicos de la farmacéutica EL-NARS.



Figura 5.12. Instalación de canal parabólico, EL-NARS, El Cairo.
Fuente: NREA. EL-Nasr

3. PROYECTO KRAFT FOOD EN BRASIL. 2012

Planta de energía solar térmica que Abengoa Solar ha diseñado y suministrado en las instalaciones de Kraft Foods, en Recife (Brasil), una zona de alta radiación solar.

El sistema solar se compone de 48 módulos de tecnología propia PT-1 con una superficie total de 633 m². Los colectores están instalados en un solo lazo de 150 metros de largo con una separación de 4.9 metros entre las dos filas de colectores de canal parabólicos. En el futuro, la instalación podrá ampliarse si las necesidades del cliente así lo requiriesen.

El tubo absorbedor instalado en el centro de los colectores calienta vapor de agua en un circuito cerrado a una temperatura de 110°C, y transporta este calor al sistema central a través de un intercambiador de calor de paneles de fotograma. El calor generado se utilizará para la limpieza y proceso de pasteurización. En este proyecto, Abengoa Solar ha contado con un socio local, Elios Soluciones Integradas, para la instalación y puesta en marcha del sistema.



Figura 5.13. Instalación de canal parabólico, Kraft Food, Recife.
Fuente: Kraft Food. Abengoa Solar

4. MINERA EL TESORO. DESIERTO DE ATACAMA. CHILE

Planta termosolar integrada en la mina de cobre operada por Minera El Tesoro filial de Antofagasta Mineral. Abengoa ha sido la empresa encargada del diseño, ingeniería y puesta en marcha. Dispone de un campo solar de 1280 colectores de canal parabólico que suministran vapor industrial necesario para actividades mineras. Incorpora almacenamiento de energía térmica, lo que le permite suministrar energía térmica durante los periodos nublados y tras la puesta de sol.

La instalación ahorra más del 50% anual del combustible diesel empleado tradicionalmente y reduce la emisión de 10000 toneladas de CO₂ a la atmósfera.



Figura 5.14. Instalación de canal parabólico, Minera El Tesoro, Chile.
Fuente: Minera El Tesoro. Abengoa Solar.

5. LESA. ENGADIN. SUIZA

La instalación proyectada para la empresa LESA emplea el modelo PolyTrough 1200 de canal parabólico de tamaño reducido. El fluido de transferencia térmica del campo solar se calienta hasta 200°C. La energía térmica que se produce en el campo solar se aprovecha para generar vapor que se inyecta en la red de vapor ya existente en el cliente final, LESA, una fábrica de procesamiento de leche.



Figura 5.15. Instalación de canal parabólico, LESA, Engadin.
Fuente: <http://www.lesa.ch>

6. EMMI. SAIGNELÉGIER. SUIZA

La instalación proyectada para la empresa suiza procesadora de leche Emmi emplea el modelo PolyTrough 1800 de canal parabólico de tamaño reducido. La energía térmica generada mediante la instalación solar se emplea en el proceso de calefacción de la industria. Esta instalación comenzó a funcionar en el año 2012.



Figura 5.16. Instalación de canal parabólico, Emmi, Saignelégier.

Fuente: <http://www.green-foods.eu/best-practice/fromagerie-de-saignelegier-switzerland/>

OTROS DESARROLLOS

1. CLIMATIZACIÓN DE AEROPUERTO. GINEBRA. SUIZA.

Campo solar de 282 colectores de tubo de vacío con concentrador parabólico compuesto UHV de SRB Energy sobre una superficie de 1200 m² que proporciona parte del calor y el frío necesario para la climatización de las terminales del aeropuerto. Utiliza como fluido calorportador aceite sintético que se calienta hasta 130°C. Energía anual producida en forma de calor: 70 MWh - Energía anual producida en forma de frío: 300 MWh.



Figura 5.17. Captadores empleados en el aeropuerto de Ginebra.

Fuente: SRB Energy.



Figura 5.18. Instalación de captadores de tubos de vacío, aeropuerto de Ginebra.
Fuente: SRB Energy.

2. EMPRESA DE DISTRIBUCIÓN FARMACÉUTICA HEFAME. PROYECTO MEDICOOL. FRÍO SOLAR. MURCIA. ESPAÑA

Iniciativa enmarcada en el programa LIFE+ de la Unión Europea con la que se pretende demostrar la viabilidad y las ventajas de una planta de frío solar como solución sostenible para climatizar el almacén central de productos farmacéuticos HEFAME. Permite un ahorro de energía de 1.25 GWh cada año, siendo capaz de producir 1.8 MWh de frío y 2.2 MWh de calor, evitando la emisión de más de 728 toneladas de CO₂ durante el primer año. El proyecto Medicool (LIFE10 ENV/ES/456) se ha desarrollado entre los años 2011 y 2014 a través del consorcio formado por HEFAME, EuroVértice Consultores y ARGEM.

La instalación está formada por la tecnología de tubos de vacío, se ubica sobre la cubierta del almacén y tiene una superficie de captación de 3600 m².



Figura 5.19. Instalación de captadores de tubos de vacío, farmacéutica HEFAME.
Fuente: Medicool.

3. PLANTA PARA CALENTAR BETÚN ASFÁLTICO. COLAS SWISS HOLDING SA. GINEBRA. SUIZA.

Campo solar compuesto por 20 colectores UHV de SRB Energy instalados en la planta de fabricación de asfaltos para calentar sus depósitos de betún asfáltico. Utiliza como fluido caloportador aceite térmico que alcanza una temperatura de 180°C. Con un área de apertura de 80 m² tiene una producción anual solar de 26 MWh.



Figura 5.20. Instalación de captadores de tubos de vacío, Colas Swiss Holding SA, Ginebra.
Fuente: SRB Energy.

5.4 SOFTWARE

Actualmente existen en el mercado un gran número de aplicaciones informáticas destinadas a la simulación del comportamiento de las instalaciones solares. En este apartado se describen muy brevemente aquellas que se consideran más relevantes y que se emplean con mayor frecuencia.

1. SYSTEM ADVISOR MODEL [23]

El software de simulación *System Advisor Model* (SAM) ha sido desarrollado por NREL tomando como base el modelo EXCELERGY. Se trata de un software de distribución gratuita y cuyas tareas de mantenimiento y actualización lleva a cabo NREL. SAM proporciona un marco para el análisis de los costes y del comportamiento de sistemas termosolares de receptor central, canal parabólico, concentrador lineal Fresnel y disco parabólico además de sistemas fotovoltaicos con y sin concentración, sistemas de captadores planos, eólicos, geotérmicos e incluso sistemas con biomasa. SAM combina modelos de simulación horaria con modelos financieros y de comportamiento basado en correlaciones, funciones analíticas o factores que describen los diferentes procesos físicos que tienen lugar. Entre las ventajas de este software destaca la herramienta que presenta para el análisis de resultados y realización de análisis paramétricos, la rapidez en la realización de simulaciones y la amplia base de datos radiométricos y meteorológicos de la que dispone.

2. TRNSYS [24]

Se trata de un software empleado para simular el comportamiento de sistemas transitorios. Aunque la mayoría de las simulaciones se centran en la evaluación del funcionamiento de los sistemas de energía térmica y eléctrica, es un programa con múltiples opciones que con el paso del tiempo ha llegado a convertirse en el software más empleado por profesionales e investigadores. Ofrece una alta flexibilidad en la elección y disposición de los componentes del sistema, permite construir el sistema que se desee mediante la elección, la conexión de los componentes individuales y la definición de los mecanismos de control. En definitiva, se trata de un software que presenta grandes posibilidades y que sirve tanto para el modelado de componentes individuales como para la simulación del comportamiento global de una planta.

3. TRANSOL [25]

Software para el diseño, cálculo y optimización de sistemas de energía solar térmica que pone al alcance del usuario la potencia y precisión de cálculo del motor TRNSYS. Esta herramienta nace de un proyecto ejecutado entre la empresa AIGUASOL y el centro de investigación francés Centre Scientifique du Bâtiment (CSTB). TRANSOL incorpora una extensa base de datos de referencias climáticas y un sistema de interpolación que permite simular el comportamiento de un sistema solar térmico en cualquier punto del mundo. El programa permite seleccionar los componentes del sistema que se desee simular entre una extensa base de datos de captadores, acumuladores o calderas. Entre las ventajas que presenta este software de simulación destaca que permite definir perfiles de consumo muy detallados, incluso a nivel horario. Entre las novedades que incorpora la última versión de este software destaca la posibilidad que ofrece de controlar la temperatura de los diferentes sistemas, lo que permite al usuario optimizar el sistema que se analiza.

4. OPENMODELICA [26]

Software de libre distribución basado en Modelica. Permite la creación de modelos que simulan sistemas físicos, eléctricos, mecánicos o térmicos entre otros, empleados tanto en entornos industriales como académicos. OpenModelica dispone de una interfaz que permite crear y editar modelos de sistemas dinámicos, acceder a los modelos predefinidos en librerías, interconectar distintos modelos entre sí, simular el comportamiento de los modelos establecidos y representar gráficamente los resultados de los modelos simulados. Entre las librerías del software destaca “*Bulding Fluid Solar Collectors*” que contiene modelos para la simulación de sistemas solares térmicos, captadores planos, de tubo de vacío y de concentración.

5. POLYSUN [27]

El software de simulación Polysun está disponible en el mercado desde el año 1992 cuando comenzó su desarrollo por parte del Institut für Solartechnik (SPF). Se trata de un software que permite diseñar instalaciones fotovoltaicas, de bombas de calor y térmicas. Entre éstas últimas se encuentran aquellas en las que se emplean los captadores de tubos de vacío. Ya que reúne en un mismo software la posibilidad de simular el comportamiento de diferentes tecnologías, una de las principales ventajas que ofrece es la posibilidad de diseñar y simular el comportamiento de instalaciones híbridas. La interfaz del usuario, intuitiva y fácil de usar, permite adaptar los esquemas ya predeterminados a las exigencias particulares de un proyecto o bien crear esquemas propios.

6. IPSEPRO [28]

IPSEpro es un conjunto de módulos que se compilan en un único software que permite la creación y simulación de modelos relacionados con diferentes procesos. Las aplicaciones que se pueden explorar con el software IPSEpro abarcan los campos de la energía térmica, geotérmica, solar por concentración, desalinización, refrigeración, combustión o gasificación de biomasa. IPSEpro ofrece la posibilidad de implementar y resolver nuevos modelos dentro de un editor gráfico de diagramas de flujo, simplemente conectando modelos de componentes con corrientes. Entre las ventajas de IPSEpro destacan la rapidez de las simulaciones y la facilidad que ofrece tanto en el uso de la interfaz como para la integración de nuevos componentes en un sistema ya existente.

7. SICAR [29]

El software SICAR es fruto del convenio de colaboración entre Gas Natural y el Grupo de Termotecnia de la Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía, en el marco de un proyecto de I+D+i financiado por la Corporación Tecnológica de Andalucía. El programa SICAR tiene como objetivo el cálculo del comportamiento energético de un sistema de producción de frío para climatización mediante una unidad de absorción asistida por energía solar. Permite hacer una estimación de alguno de los parámetros del proceso antes de definir el sistema completo con la herramienta *Pre – proceso*. Dado que el interés del programa se centra en el sistema de climatización, basado en la unidad de absorción, la definición del edificio se realiza de forma simplificada, mediante la agrupación de una serie de módulos que permiten considerar por separado las diferentes partes del edificio con sus respectivas características geométricas, constructivas y operacionales.

5.5 ESTUDIOS PREVIOS

A continuación se exponen los aspectos fundamentales de los proyectos o estudios, tanto nacionales como internacionales, que durante los últimos años se han desarrollado con un objetivo común al estudio que aquí se desarrolla, evaluar y promover las posibilidades de la energía solar en el sector industrial.

1. Solar Process Heat for Production and Advanced Applications (2015)[6]

El objetivo fundamental de este documento es poner de manifiesto posibles enfoques para la integración de la energía solar en los procesos industriales. Como parte de la tarea 49 se ha llevado a cabo una encuesta en la que se identifican 164 aplicaciones, sin embargo, solo 135 de estas aplicaciones tienen datos suficientes para ser publicadas. Para definir los principales objetivos es necesario subdividir el contenido en tres subtareas. La primera de ellas se centra en la caracterización y mejora de los colectores empleados en las instalaciones solares que proporcionan calor de proceso. La segunda subtarea se centra en el análisis de la integración de las instalaciones solares en los procesos industriales. En la última subtarea destaca el análisis del despliegue del mercado y la elaboración de dos herramientas de simulación PinCH y SOCO para lo que se lleva a cabo una evaluación detallada de las herramientas actualmente disponibles. Como conclusión se proponen 4 áreas donde enfatizar esfuerzos si se pretende salvar las diferencias entre el diseño de la planta solar y la integración en procesos industriales para obtener el máximo provecho de las sinergias entre ambos campos.

2. Solar Heat for Industrial Processes (2015) [30]

A lo largo de este documento se analiza el estado de desarrollo de las tecnologías que permiten llevar a cabo el aprovechamiento de la energía solar en los entornos industriales, centrado especialmente en el sector correspondiente a la baja y la media temperatura. En primer lugar, se analiza el estado de la tecnología repasando la situación actual de la calefacción y refrigeración mediante energía solar, el estado de desarrollo de los colectores solares para los rangos de baja y media temperatura. Por último, en este apartado se aborda el tema de la integración de la energía solar en los procesos industriales.

A continuación, y para evaluar los posibles mercados en los que resulta de interés, se lleva a cabo una revisión de los rangos de temperaturas de los diferentes procesos industriales y se repasan algunos de los proyectos realizados. En relación al estado actual de los costes de las tecnologías solares destaca que la inversión que es necesario llevar a cabo por parte de una industria depende en gran medida de la temperatura que es necesaria alcanzar, de la continuidad o no en la necesidad de calor, del tamaño del proyecto y del nivel de radiación. Se recopilan además los costes de captadores de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto, disco parabólico, canal parabólico y concentrador lineal Fresnel a nivel global para Europa o a nivel más particular para China, India o México. Destacan como

principales barreras para un mayor despliegue del calor de proceso industrial solar y sistemas de refrigeración los altos costes de inversión, falta de financiación, conciencia pública y el hecho de que en muchos países los precios de la energía a partir de combustibles fósiles cuentan con un importante descuento.

3. Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial. Estudio técnico PER 2011-2020. (2011) [31]

En este documento se evalúa el potencial de aplicación de la energía solar térmica en España en un horizonte temporal que abarca hasta el año 2020. Se hace especial hincapié en el análisis de los captadores planos, de tubos de vacío y con concentrador parabólico compuesto. Partiendo de datos estadísticos sobre el consumo energético en el sector industrial se realizó un análisis detallado de los diversos procesos utilizados en cada sector, con el objetivo de descomponer el consumo energético en cada sector por niveles de temperaturas y según los diferentes procesos. Se definieron también empresas modelos representativas para cada sector. Posteriormente se determinó el potencial de aplicación en esas empresas modelo y por extrapolación en el conjunto del sector. Se analizaron en detalle 32 sectores y sub-sectores de las industrias alimentaria, textil, madera y corcho, papelera, química, caucho y materias plásticas, construcción de maquinaria y equipos mecánicos, equipos eléctricos y electrónicos, materiales de transporte e industrias manufactureras diversas.

Los resultados más significativos de este estudio son los siguientes:

- * La demanda de la industria a baja y media temperatura (hasta una temperatura de suministro de 250°C) representa el 40.9% del total de la demanda industrial de calor.
- * El potencial de aplicación técnico-económico teórico de la energía solar térmica es de 68.2 GW. De este potencial total, 14.7 GW son para aplicaciones a baja temperatura, 36.8 GW para aplicaciones a media temperatura y 16.6 GW adicionales para aplicaciones a media temperatura incluyendo frío solar.
- * Una parte importante del potencial de la energía solar térmica está concentrada en la industria alimentaria. Otros sectores que presentan un alto potencial son la industria de construcción de maquinaria, la industria química, la industria del caucho y materias plásticas y la industria de la madera y el corcho.
- * En cuanto a la distribución geográfica, el potencial de aplicación se concentra en las provincias con mayor presencia del sector industrial y que disponen de un nivel medio o alto de radiación solar, en primer lugar Madrid, Barcelona y Valencia y en segundo lugar Alicante, Murcia, Sevilla y Málaga. En estas siete provincias se concentra el 44% del total del potencial de aplicación a nivel nacional.

4. Solar Heat for Industrial Processes (SHIP). (2010) [32]

El objetivo de este estudio fue proporcionar una visión general del estado de desarrollo de la energía solar como medio para proporcionar calor en procesos industriales. Se describen las aplicaciones principales existentes en todo el mundo y, en particular, en la región del Mediterráneo con un especial

énfasis en la situación de Marruecos, Túnez, Egipto y Turquía. Se elaboran además una serie de recomendaciones basadas en el conocimiento adquirido que pretenden fomentar el uso de las energías renovables.

El documento elaborado recorre exhaustivamente los componentes de los sistemas solares utilizados para la generación de calor en procesos industriales dividiendo en tres subsistemas, colectores, controladores y sistemas de almacenamiento. Posteriormente desarrolla las posibilidades de integración de estos sistemas en los procesos industriales y propone una metodología para el diseño de las instalaciones. También resume el mercado potencial por sectores con una breve descripción general de los costes de las instalaciones por subsistema y un análisis de las instalaciones existentes particularmente para el sur de Europa.

Como conclusiones expone una serie de barreras que actualmente limitan la integración de las instalaciones solares térmicas en la industria y recomendaciones para superarlas.

5. Solar thermal process heating coupled with heat recovery technologies in industrial applications (PROCESOL II), (2002) [33]

El objetivo de este proyecto fue proporcionar conocimientos básicos del diseño de plantas de energía solar térmica para la generación de calor de proceso combinado con medidas de recuperación de calor. Se pretende hacer llegar esta información a sectores tan diversos como diseñadores, empresas instaladoras o empresas de producción de los países que participaron en este estudio (Austria, Bélgica, Francia, Alemania, Grecia, Portugal y España). Una de las principales conclusiones que se obtuvieron de este estudio fue la falta de directrices para el diseño y el mantenimiento de instalaciones solares participantes en un proceso industrial. La elaboración de estas directrices para el diseño y mantenimiento para la instalación y operación de plantas de energía solar térmica para proporcionar calor de proceso se convirtió en una de las principales tareas del proyecto. Para alcanzar el objetivo planteado se realizaron las siguientes fases:

- 1.- Elaboración de directrices de diseño para plantas de energía solar térmica combinada con medidas de recuperación de calor en diferentes procesos industriales.
- 2.- Elaboración de directrices de diseño para plantas de energía solar térmica combinada con medidas de recuperación de calor para diferentes ramas de la industria.
- 3.- Emisión de un folleto con las directrices de diseño y mantenimiento.
- 4.- Evaluación de las directrices de diseño mediante el control de una instalación existente.

5.- Presentación de los resultados del proyecto a los grupos destinatarios.

El objetivo a largo plazo que se planteó con este proyecto fue aumentar el número de plantas de calor de proceso de energía solar térmica en combinación con las posibles medidas de recuperación de calor mediante el uso de la experiencia y conocimientos adquiridos en el proyecto.

6. The Potential of Solar Heat for Industrial Processes (POSHIP), (2001) [34]

El proyecto POSHIP fue subvencionado por la Unión Europea en el 5º Programa Marco. Se trata de uno de los estudios pioneros en el estudio del potencial de aplicación de calor solar en procesos industriales para España y Portugal. Se trató de un proyecto coordinado por AIGUASOL INGENIERÍA en colaboración con IDAE e ICAEN (España), INETI y SPES (Portugal), ZAE Bayern y DLR (Alemania).

En este proyecto se analizó una muestra representativa de industrias en España y Portugal, llevándose a cabo estudios de casos prácticos de sistemas solares para industrias que presentaban unas condiciones especialmente favorables. En una primera fase el estudio analizó distintos sectores industriales, identificó sus procesos y valoró el potencial de aplicación de calor solar. En una segunda fase revisó la tecnología solar existente en el mercado y comparó sus prestaciones para los diferentes procesos industriales.

Los principales resultados de este proyecto pueden resumirse en que a raíz de este proyecto se dispone de información detallada acerca de la demanda industrial de calor a media temperatura en la Península Ibérica. Los datos que se obtuvieron confirmaron la tendencia que existía en otros países que ya dejaban ver un gran potencial de aplicación de la energía solar en los sectores industriales, especialmente industria alimentaria, industria del papel y textil. Por otra parte se evaluaron los problemas que debían ser resueltos con el fin de llegar a una correcta introducción en el mercado. Se marcaron también las directrices para la evaluación de la viabilidad técnica y económica del proyecto.

5.6 FIABILIDAD TÉCNICA DE INSTALACIONES SOLARES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA

Asegurar la fiabilidad de las instalaciones en las que se emplean las tecnologías solares de concentración de media temperatura es un aspecto decisivo para el desarrollo del sector, ya que éste se puede ver gravemente deteriorado si se realiza una instalación solar que, a posteriori, no cumple con las previsiones de producción de energía térmica.

En este sentido, en el sector de la energía solar térmica de baja temperatura existe una amplia experiencia ya que se han realizado instalaciones que no han satisfecho las previsiones, en unas ocasiones

como consecuencia de una información no demasiado clara y en otras muchas, por un funcionamiento incorrecto de las instalaciones. Para evitar que estas situaciones se repitan, en el sector de la energía solar térmica de baja temperatura se han establecido unas normas que afectan tanto a los productos como a las propias instalaciones además de implantar en muchas situaciones inspecciones periódicas previas a recibir cualquier ayuda económica.

Las instalaciones solares de concentración de media temperatura no son sencillas ni inmediatas de realizar, además en su adecuada fiabilidad y durabilidad influyen numerosos factores que pueden incidir muy decisivamente en su comportamiento no solo en la fase de construcción sino también en la de operación y mantenimiento, viéndose modificados parámetros claves como la eficiencia, la fiabilidad, la durabilidad e incluso, la seguridad.

No se ha encontrado en este trabajo normativa específica aplicada a instalaciones de tecnologías solares de concentración de media temperatura que permita garantizar el comportamiento de la instalación, ni exigencia de requisitos específicos a las empresas instaladoras de este tipo de instalaciones en España, excepto en el campo de captadores de tubo de vacío. En el campo de centrales termosolares para producción de energía eléctrica existe una norma con la que se pretende verificar las prestaciones de este tipo de instalaciones, *Ensayos para la verificación de las prestaciones de las centrales termosolares con tecnología de captadores cilindroparabólicos* (UNE 206010:2015).

Por otra parte, como se ha indicado en la introducción, cuando una instalación deja de funcionar resulta complejo disponer de información detallada acerca de los fallos que han dado lugar al abandono de la misma. Para evitar esta tendencia e intentar detectar y subsanar todos los problemas que pudieran surgir durante la operación se considera adecuado que la empresa instaladora garantice durante al menos 5 años el funcionamiento de la instalación mediante una eficiencia y/o producción mínima. Este aspecto se considera un requisito muy importante para el impulso de esta tecnología. Por ello, sería importante que la plataforma tecnológica *Solar Concentra* o cualquier otra entidad disponga de un pliego técnico consensuado que permita proteger tanto a los usuarios de problemas técnicos derivados de la instalación como a las empresas de exigencias técnicas no contempladas por la instalación.

5.7 MARCO NORMATIVO

Aunque no se existe un marco normativo y detallado en el que se incluya de manera específica a las instalaciones en las que emplee alguna de las tecnologías solares de concentración de media temperatura analizadas en este documento, a continuación se enumeran algunas normas que pueden resultar de interés.

Normativas específica sector solar:

- * ISO 9806:2013: Es la norma que sustituye a UNE-EN-12975 y en la que se especifican los métodos de ensayo y los requisitos de durabilidad, fiabilidad y seguridad de los captadores solares de calentamiento de líquidos y aire, y que puede ser utilizada en este sector y que incluye captadores con concentración solar. Actualmente es de obligado cumplimiento en el campo de captadores planos por Orden de 28 de julio de 1980 actualizado por Orden ITC/71/2007 y Orden IET/401/2012.
- * UNE 206010:2015: El propósito de esta norma es proporcionar procedimientos y directrices para la realización de ensayos a centrales termosolares completas basadas en la tecnología del captador de canal parabólico, a fin de verificar sus prestaciones con el nivel de incertidumbre de acuerdo con el Informe UNE-ISO/IEC GUÍA 98-3N. Esta norma establece la instrumentación y las técnicas de medición adecuadas para la determinación de los parámetros requeridos para la verificación de prestaciones de la central termosolar completa. Esta norma no contempla otros parámetros que caracterizan las prestaciones de la central termosolar a nivel de sistema.

Normativa general en instalaciones térmicas:

- * La principal norma sobre instalaciones térmicas en España es el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), aunque su campo de aplicación está reservado a las instalaciones de bienestar y no a las industriales. Alrededor de ésta se están desarrollando una serie de guías de interés y que en gran medida pudieran ser extrapolables a las instalaciones solares, como por ejemplo, la guía técnica de Contabilización de consumos, la guía técnica de diseño y cálculo el aislamiento térmico de conducciones, aparatos y equipos, todas ellas por realizadas por el IDAE.
- * Otras normas que pueden afectar a las instalaciones en algunos subconjuntos de ellas son por ejemplo el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y el Reglamento de equipos a presión e instrucciones técnicas complementarias.

6. POTENCIAL EN ESPAÑA Y APLICACIONES TIPO EN EL ÁMBITO DE LAS TECNOLOGÍAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN DE MEDIA TEMPERATURA

El apartado anterior se ha centrado en contextualizar la situación actual de las tecnologías solares de concentración de media temperatura, prestando especial atención a sus aplicaciones en el sector industrial. A lo largo de este apartado se realiza un estudio eminentemente práctico cuya finalidad es determinar el coste asociado a la generación de energía térmica mediante tres tecnologías solares de concentración de media temperatura, captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto, concentrador lineal Fresnel y canal parabólico. Para ello se describe la configuración de la instalación considerada y se detalla la información necesaria para realizar este estudio, incluyendo desde la justificación de los emplazamientos seleccionados hasta aspectos técnicos o económicos característicos de estas tecnologías. Recopilada esta información se procede a evaluar su potencial a lo largo del territorio nacional. Por último, se lleva a cabo un análisis económico cuyos resultados permitirán realizar ciertas recomendaciones con el objetivo de alcanzar la integración de las tecnologías consideradas en el mercado nacional.

6.1 DATOS PREVIOS

La información que se detalla a continuación se puede agrupar en tres grandes bloques:

En el primero se identifican las zonas climáticas en las que se divide el territorio nacional, se seleccionan los emplazamientos objeto de estudio de este documento y se resumen los datos meteorológicos y radiométricos más relevantes.

En el segundo bloque se describe la configuración de la instalación que se evalúa y se aporta información acerca del rendimiento térmico de las tecnologías solares consideradas.

Por último, en el tercer bloque, se describen los costes asociados tanto a dichas tecnologías como a las fuentes energéticas convencionales más empleadas.

6.1.1 Zonas climáticas y selección de emplazamientos

Como ya se ha mencionado el objetivo fundamental de este estudio es determinar el coste asociado a la generación de energía térmica mediante tecnologías solares de concentración de media temperatura. Ya que no se puede particularizar este estudio para todas las localidades del territorio nacional,

se ha optado por seleccionar aquellas con las que se considera que se van a alcanzar unos resultados lo suficientemente representativos. Para no escoger estos emplazamientos de manera aleatoria, se emplea la información proporcionada por el *Código Técnico de la Edificación* [35] en el que se establecen cinco zonas climáticas en función de la radiación global horizontal media diaria recibida. Se han tomado dos capitales de provincia para cada zona climática a las que además se añaden dos ciudades de las Islas Baleares y Canarias, Palma de Mallorca y Santa Cruz de Tenerife respectivamente. En la Figura 6.1 se puede observar cómo se distribuyen en España estas zonas climáticas.

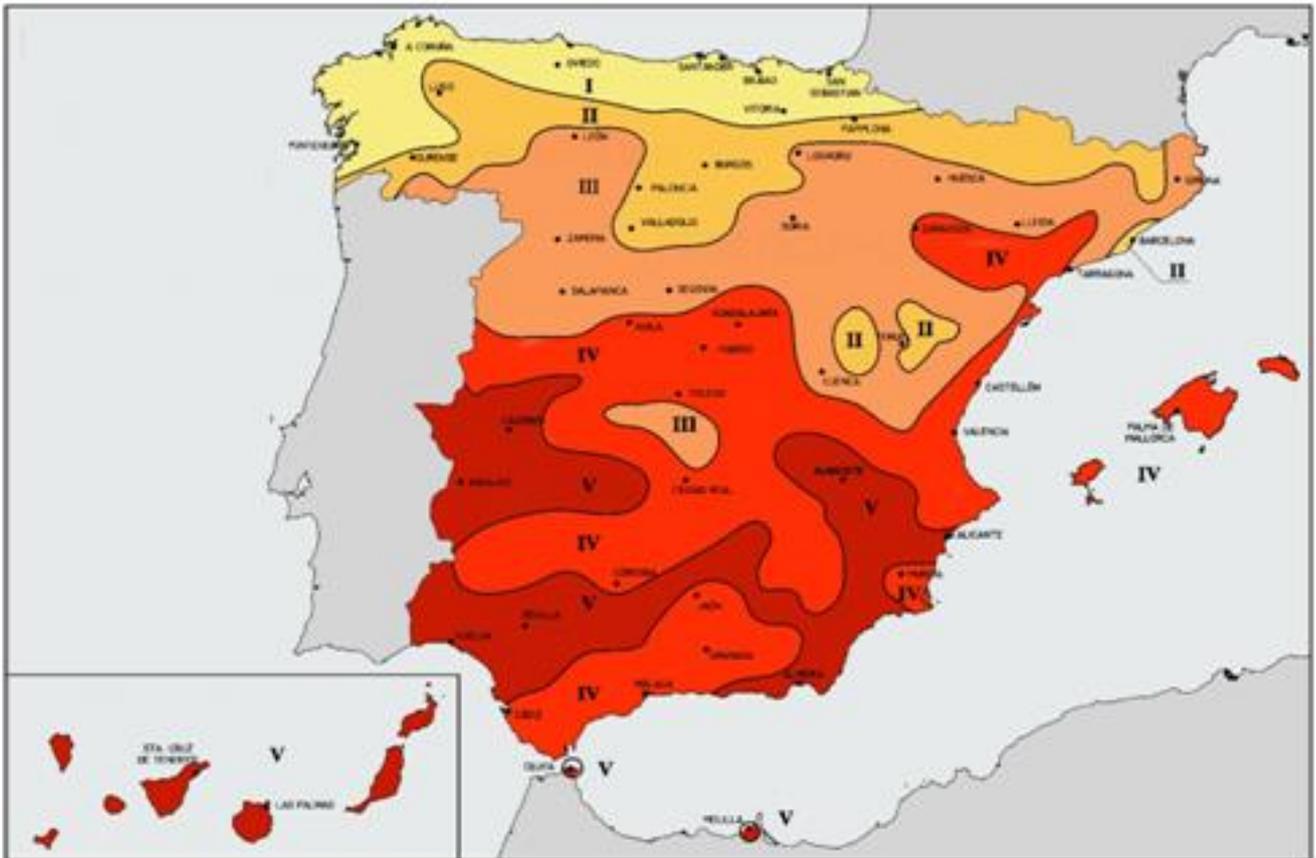


Figura 6. 1. Zonas climáticas de España según Código Técnico de la Edificación.
Fuente: INM.

Cada una de estas zonas climáticas queda caracterizada por un par de valores límite entre los que se encuentra la radiación global horizontal media diaria, esta información se resume en la Tabla 6.1.

RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL MEDIA DIARIA (kWh/m ² ·día)		
Zona	Mínimo	Máximo
I	-	3.8
II	3.8	4.2
III	4.2	4.6
IV	4.6	5.0
V	5.0	-

Tabla 6. 1. Radiación global horizontal media diaria según zona climática.
Fuente: Código Técnico de la Edificación.

En la Tabla 6.2 se enumeran los emplazamientos seleccionados para este estudio, especificando en cada caso el nombre de la ciudad, zona climática a la que pertenece, latitud, longitud y altura sobre el nivel del mar.

CIUDAD	ZONA CLIMÁTICA	LATITUD (°)	LONGITUD (°)	ALTURA (m)
La Coruña	I	43.367	-8.417	67
Vitoria		42.850	-2.670	550
Barcelona	II	41.283	2.067	6
Valladolid		41.650	-4.767	739
Salamanca	III	40.970	-5.670	823
Teruel		40.260	-1.105	954
Jaén	IV	37.770	3.800	697
Palma de Mallorca		39.550	2.617	8
Valencia		39.480	-0.380	13
Cáceres		39.467	-6.333	405
Sevilla	V	37.410	-6.010	7
Santa Cruz de Tenerife		28.450	-16.250	36

Tabla 6. 2. Emplazamientos seleccionados.

6.1.2 Año solar representativo

Para llevar a cabo el ejercicio que se pretende en este estudio es necesario disponer de una base de datos lo suficientemente amplia o de un año solar representativo en el que se incluyan las variables radiométricas y meteorológicas que permitan caracterizarla climatología de los emplazamientos seleccionados. Las variables imprescindibles para este estudio son la radiación global horizontal, radiación directa normal y temperatura ambiente. La resolución temporal de la serie de datos disponible debe ser, al menos, horaria. Dada la dificultad existente para disponer de esta información, especialmente en el caso de las series de radiación directa normal, se opta por emplear el software *Meteonorm* (Versión V.7.1.4), del cual se extraen las series de datos correspondientes al año solar representativo para cada emplazamiento que incluye la siguiente información: radiación global horizontal (I_{g0}), radiación global a la latitud de cada emplazamiento (I_{glat}), radiación directa normal (I_{bn}), radiación directa horizontal (I_{b0}) y temperatura ambiente (T_a). En las Tablas 6.3 y 6.4 se recopilan las acumuladas mensuales de radiación global horizontal y directa normal para cada emplazamiento.

		RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL (kWh/m ²)											
		MES											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
EMPLAZAMIENTO	Sevilla	85	95	151	182	222	240	257	227	170	127	95	76
	Barcelona	64	83	131	162	194	202	217	184	139	104	67	56
	Cáceres	68	91	142	173	205	225	240	211	154	110	74	54
	Jaén	84	93	143	180	212	240	261	229	166	121	93	76
	La Coruña	43	68	109	138	168	185	191	172	130	83	48	38
	Palma de Mallorca	67	84	137	168	203	219	220	195	143	106	69	59
	Salamanca	60	81	132	163	199	222	239	205	155	102	65	53
	Santa Cruz de Tenerife	107	112	153	182	214	218	229	206	166	142	109	95
	Teruel	67	84	133	164	201	220	249	211	158	116	76	59
	Valencia	67	91	135	167	188	203	209	179	137	110	72	60
	Valladolid	51	80	128	158	182	223	229	200	146	97	57	44
	Vitoria	43	62	105	127	163	178	187	157	125	83	47	38

Tabla 6. 3. Acumuladas mensuales de radiación global horizontal
Fuente: Meteonorm.

		RADIACIÓN DIRECTA NORMAL (kWh/m ²)											
		MES											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
EMPLAZAMIENTO	Sevilla	146	122	174	192	224	250	298	276	196	158	159	134
	Barcelona	104	108	141	157	180	174	213	166	146	124	94	88
	Cáceres	101	132	170	183	200	225	261	239	185	135	110	72
	Jaén	142	124	156	187	211	265	31	280	199	147	162	132
	La Coruña	61	80	101	115	137	161	173	157	132	91	61	51
	Palma de Mallorca	95	98	146	153	188	202	217	184	149	122	84	90
	Salamanca	103	111	156	178	185	234	270	234	191	120	91	83
	Santa Cruz de Tenerife	125	106	144	155	191	194	212	179	151	133	128	128
	Teruel	101	111	152	165	199	229	292	237	197	156	119	104
	Valencia	97	126	144	153	170	178	195	152	139	134	94	92
	Valladolid	78	108	146	157	167	239	247	221	166	115	75	58
	Vitoria	48	63	93	109	141	154	153	144	127	94	48	46

Tabla 6. 4. Acumuladas mensuales de radiación directa normal.
Fuente: Meteonorm.

En las Figuras 6.2 y 6.3 se muestra la evolución anual de las acumuladas mensuales de radiación global horizontal y directa normal. Como se puede observar la variabilidad tanto espacial como temporal de la radiación solar es más acentuada en el caso de la componente directa.

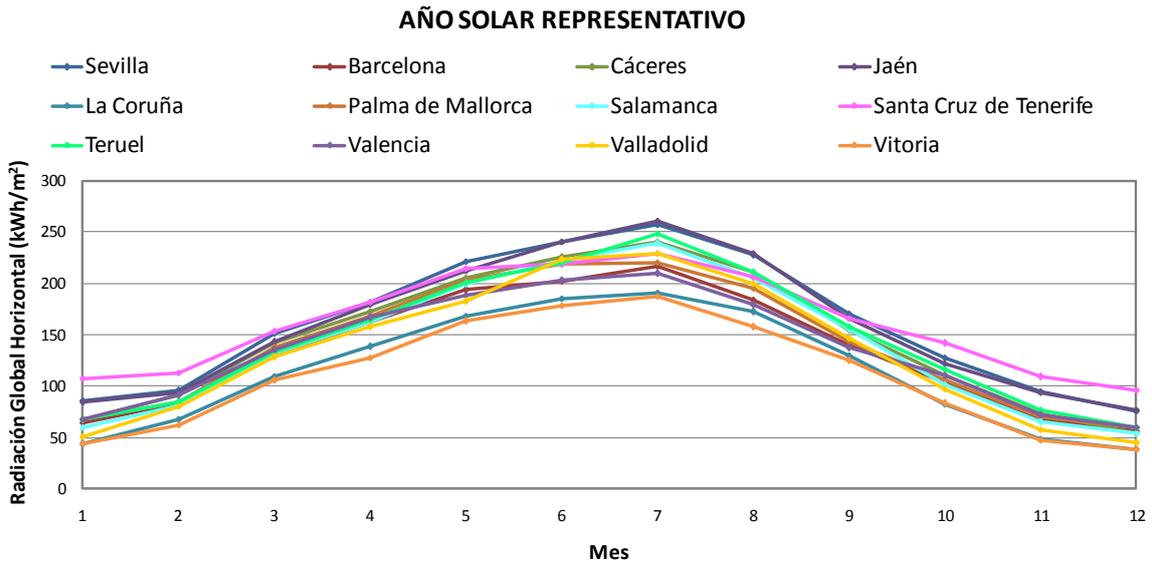


Figura 6. 2. Evolución anual de radiación global horizontal.

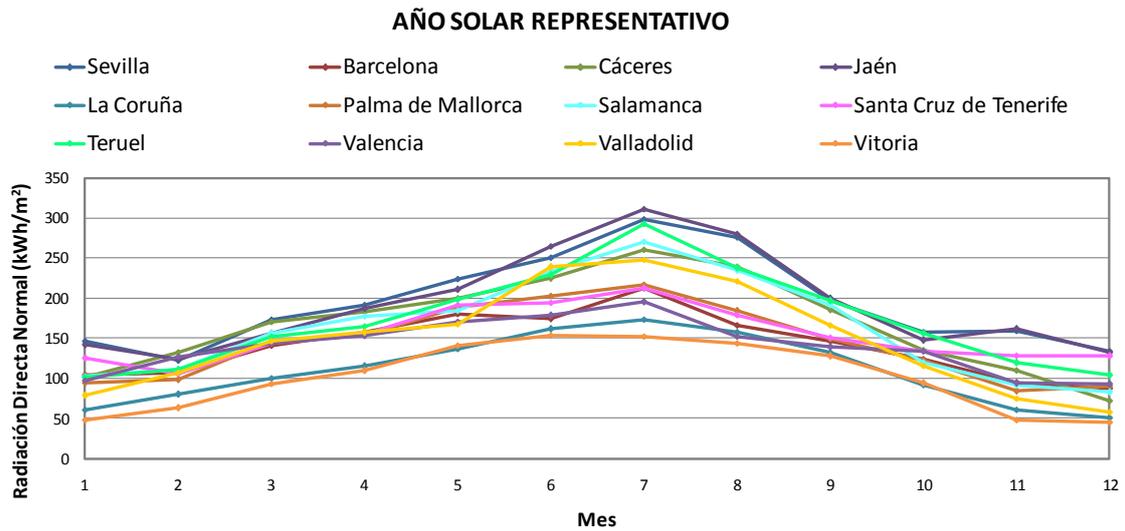


Figura 6. 3. Evolución anual de radiación directa normal.

Por último, en las Figuras 6.4 y 6.5 se muestran sendos diagramas de barras en los que se comparan las acumuladas anuales de radiación global horizontal y directa normal para cada emplazamiento.

ACUMULADA ANUAL RADIACIÓN GLOBAL HORIZONTAL

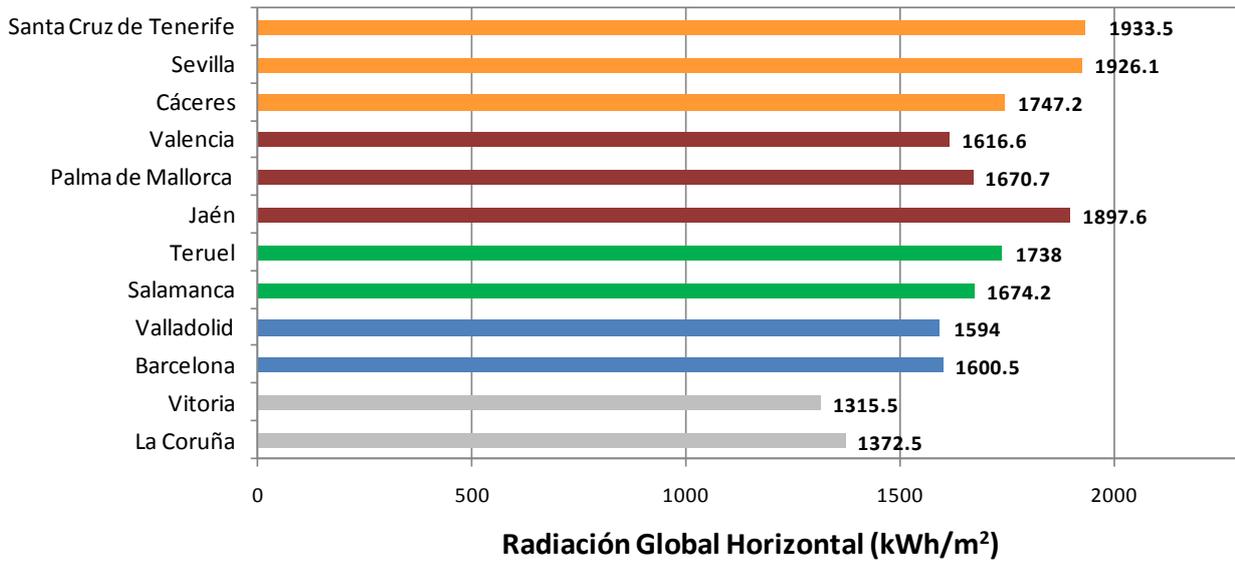


Figura 6. 4. Acumuladas anuales de radiación global horizontal.

ACUMULADA ANUAL RADIACIÓN DIRECTA NORMAL

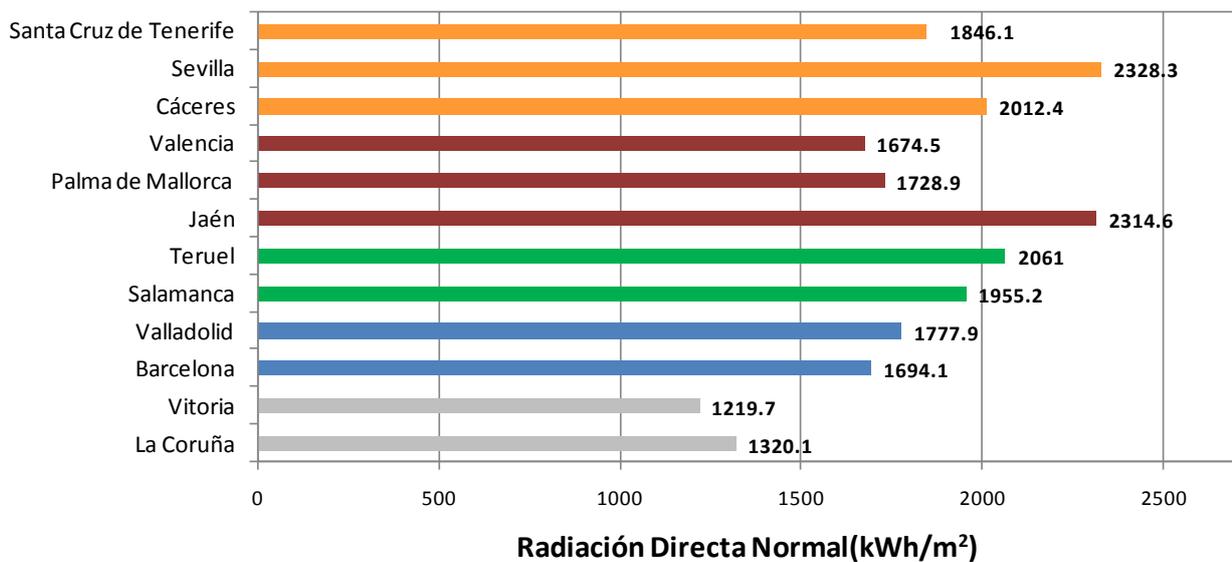


Figura 6. 5. Acumuladas anuales de radiación directa normal.

Entre las variables meteorológicas que proporciona el software *Meteonorm* destaca por su influencia en este análisis la temperatura ambiente. En la Tabla 6.5 se resumen los valores mensuales promedio para cada emplazamiento, en la Figura 6.6 se representa su evolución a lo largo del año.

		TEMPERATURA AMBIENTE PROMEDIO (°C)											
		MES											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
EMPLAZAMIENTO	Sevilla	11.3	13.2	16.1	17.8	22.1	26.5	28.8	28.7	24.8	20.9	14.9	12.0
	Barcelona	9.0	9.9	12.2	14.0	17.5	21.5	24.2	24.5	21.3	18.1	12.6	9.5
	Cáceres	7.8	9.6	12.7	14.0	18.9	24.7	26.9	26.9	22.7	17.4	11.2	8.3
	Jaén	5.9	8.5	11.6	13.5	18.2	23.9	26.3	25.6	20.8	16.2	9.7	6.8
	La Coruña	10.8	10.9	12.3	12.5	14.9	17.4	18.9	19.3	18.1	16.2	12.8	11.0
	Palma de Mallorca	9.6	10.2	12.5	14.7	18.7	22.8	25.4	25.7	21.9	19.3	13.9	10.9
	Salamanca	3.5	5.0	8.3	10.0	14.8	19.7	21.2	20.8	16.7	12.8	6.7	4.1
	Sta. Cruz de Tenerife	18.0	18.0	19.0	19.4	21.0	22.8	25.3	25.6	24.5	23.6	20.8	19.3
	Teruel	4.0	5.6	9.1	11.1	15.9	21.9	24.6	23.8	19.0	13.7	7.4	4.3
	Valencia	9.9	11.1	13.8	15.5	19.1	23.3	26.0	26.1	22.6	19.2	13.6	10.9
	Valladolid	3.8	5.3	8.7	10.5	14.8	20.2	22.0	21.6	17.6	12.9	7.0	4.2
	Vitoria	5.2	5.9	8.6	10.1	14.0	17.9	19.3	19.4	16.3	13.3	8.2	5.3

Tabla 6. 5. Valor mensual promedio de la temperatura ambiente.
Fuente: *Meteonorm*.

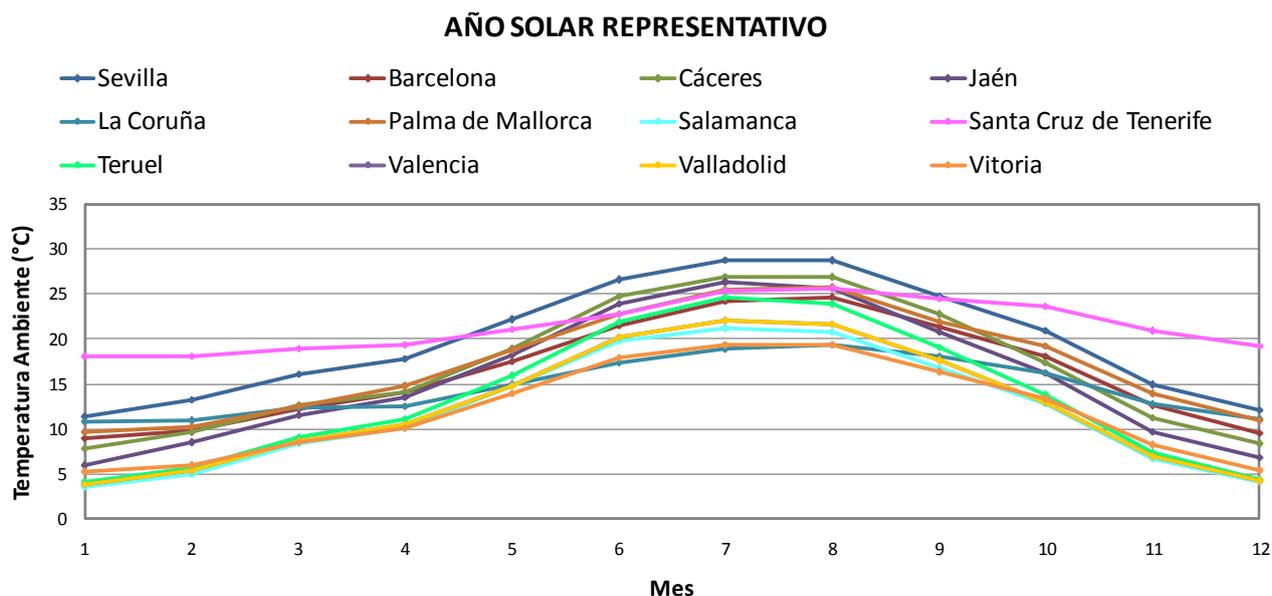


Figura 6. 6. Evolución anual temperatura ambiente.

Para verificar la validez de los datos obtenidos a partir del software *Meteonorm V.7.1.4* se procede a comparar estos datos con la información disponible en el *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMESAT* [36]. En este documento se especifican únicamente los valores medio diarios mensuales de radiación global y directa horizontal, sin hacer mención a los datos de radiación directa normal. Ya que *Meteonorm* proporciona una serie de datos horarios, se realizan los cálculos necesarios para que la información proporcionada por ambas fuentes sea comparable.

En las gráficas que se añaden a continuación se muestran los resultados de esta comparación para todos los emplazamientos de la Tabla 6.2.

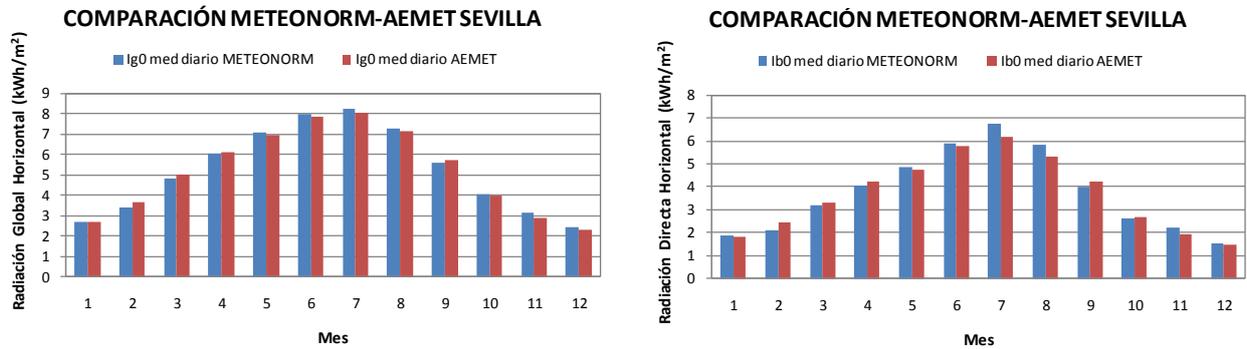


Figura 6. 7. Comparación METEONORM-AEMET Sevilla

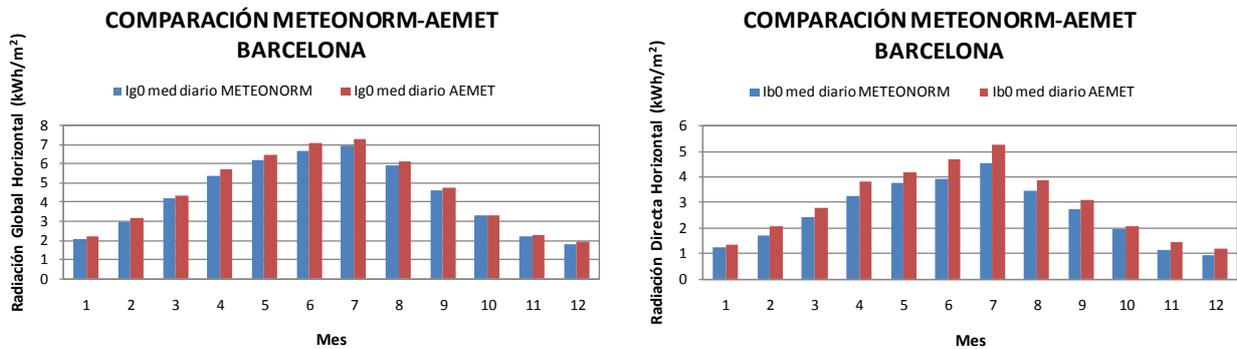


Figura 6. 8. Comparación METEONORM-AEMET Barcelona

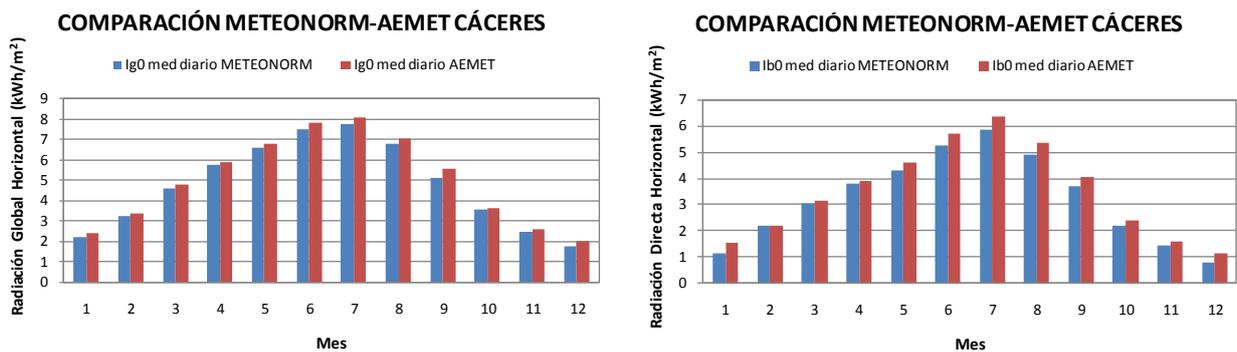


Figura 6. 9. Comparación METEONORM-AEMET Cáceres

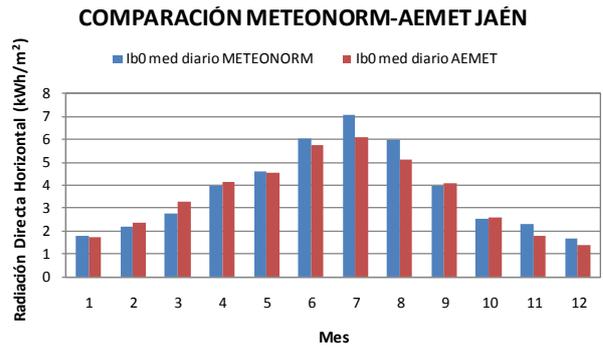
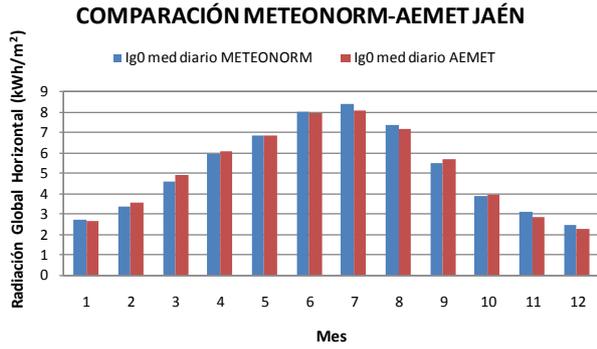


Figura 6. 10. Comparación METEONORM-AEMET Jaén

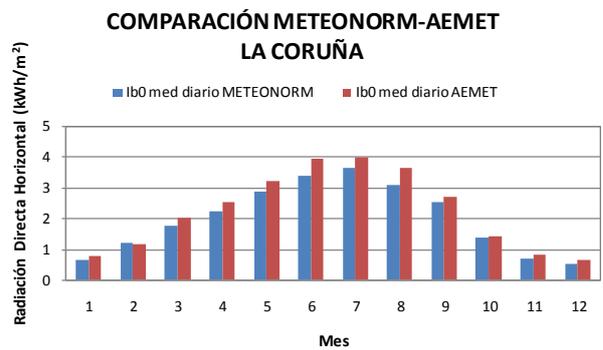
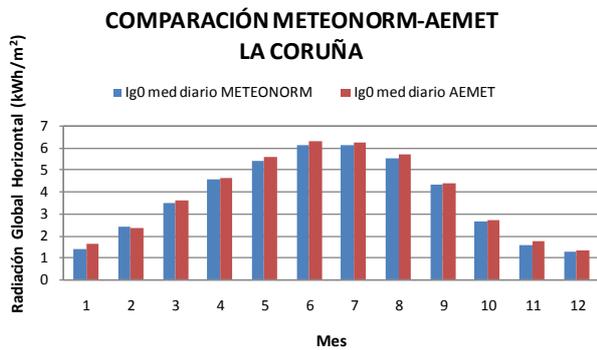


Figura 6. 11. Comparación METEONORM-AEMET La Coruña

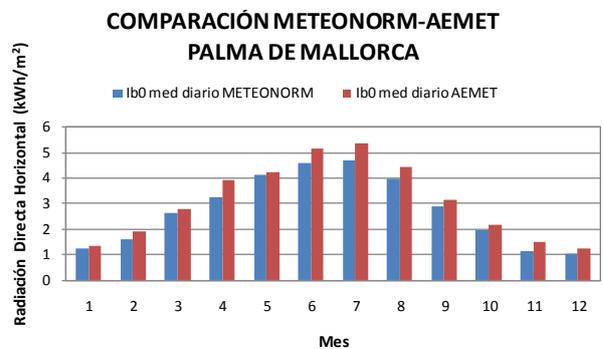
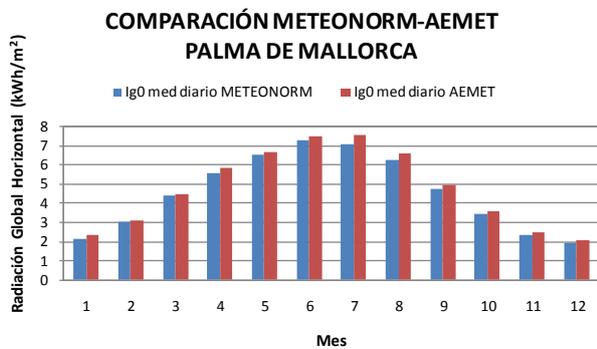


Figura 6. 12. Comparación METEONORM-AEMET Palma de Mallorca

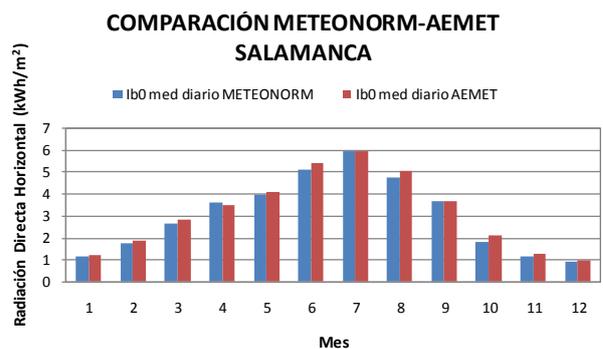
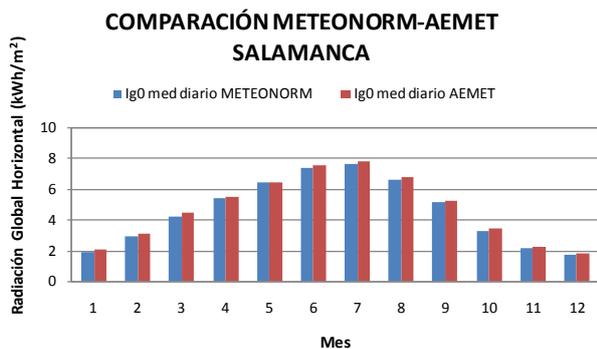


Figura 6. 13. Comparación METEONORM-AEMET Salamanca

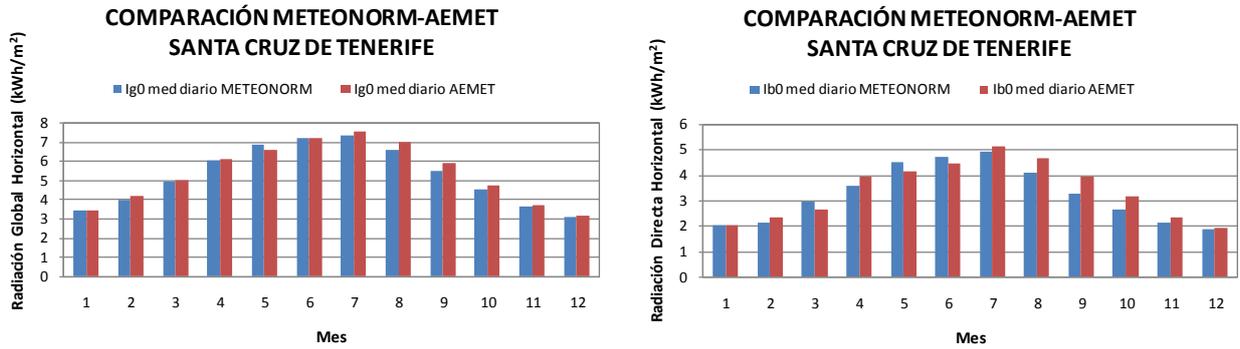


Figura 6. 14. Comparación METEONORM-AEMET Santa Cruz de Tenerife

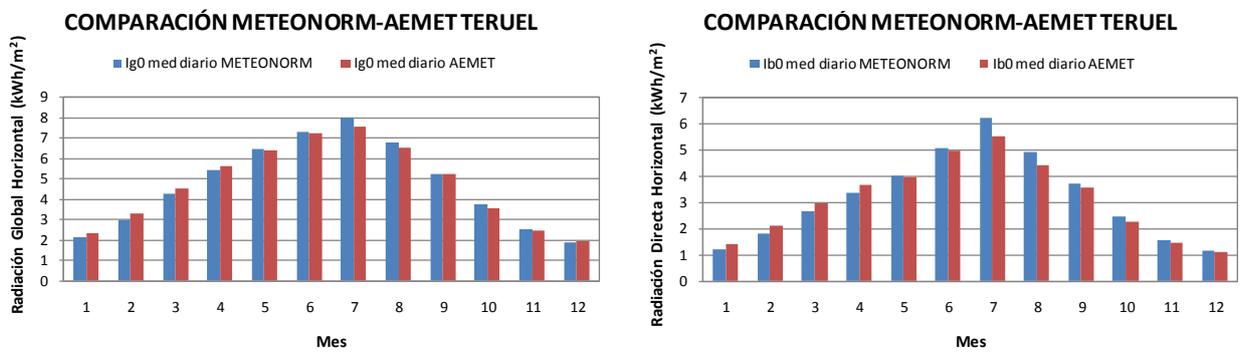


Figura 6. 15. Comparación METEONORM-AEMET Teruel

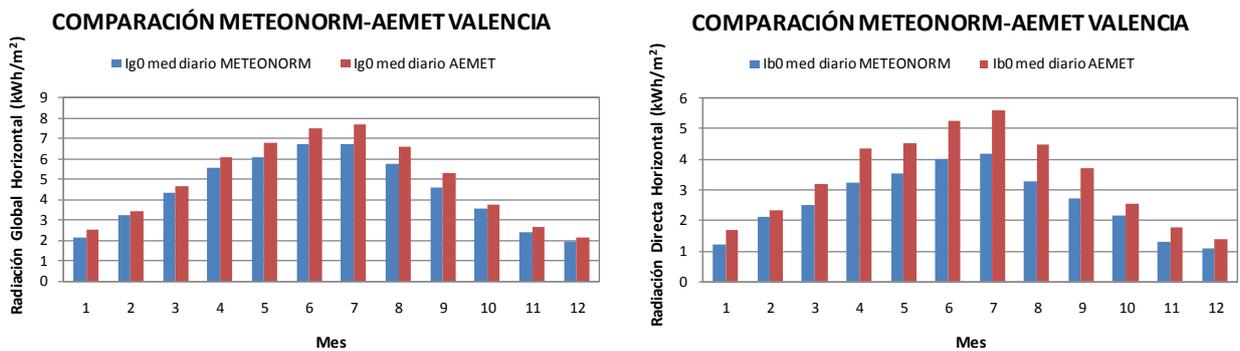


Figura 6. 16. Comparación METEONORM-AEMET Valencia

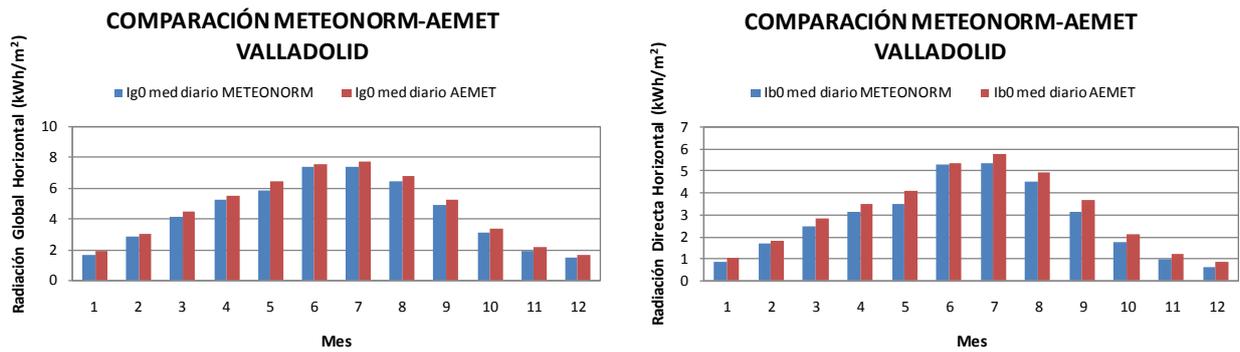


Figura 6. 17. Comparación METEONORM-AEMET Valladolid

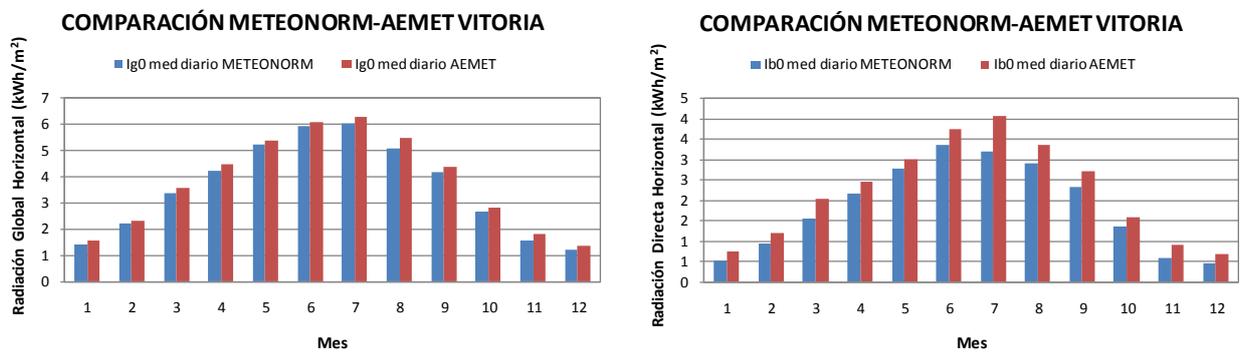


Figura 6. 18. Comparación METEONORM-AEMET Vitoria

En la siguiente tabla se muestran las diferencias porcentuales entre las acumuladas anuales procedentes de la serie de datos de *Meteonorm* y del *Atlas de Radiación* para todos los emplazamientos estudiados.

	METEONORM (kWh/m ²)		ATLAS DE RADIACIÓN AEMET (kWh/m ²)		DIFERENCIA (%)	
	Ig0	Ib0	Ig0	Ib0	Ig0	Ib0
Sevilla	1926	1382	1912	1471	0.73	-6.08
Barcelona	1601	951	1666	1227	-3.95	-22.49
Cáceres	1747	1177	1823	1387	-4.17	-15.16
Jaén	1898	1367	1892	1434	0.29	-4.72
La Coruña	1372	731	1413	958	-2.89	-23.63
Palma de Mallorca	1671	1010	1746	1271	-4.32	-20.57
Salamanca	1674	1116	1727	1272	-3.07	-12.29
Santa Cruz de Tenerife	1934	1182	1974	1385	-2.06	-14.64
Teruel	1738	1168	1728	1273	0.58	-8.18
Valencia	1617	953	1800	1377	-10.19	-30.75
Valladolid	1594	1015	1705	1252	-6.49	-18.91
Vitoria	1316	677	1389	944	-5.27	-28.27

Tabla 6. 6. Diferencias porcentuales Meteonorm-Atlas de Radiación.

La tendencia general observada en los datos proporcionados por AEMET es que sobrestiman el recurso solar disponible con respecto a los valores proporcionados por *Meteonorm V.7.1.4*. Las diferencias entre ambas fuentes se incrementan en el caso de la radiación directa horizontal, presentando valores máximos para las ciudades de Valencia y Vitoria, 31% y 28% respectivamente.

Por otra parte, se compara para Sevilla la acumulada anual de radiación directa normal del año solar representativo extraído del software *Meteonorm* (Figura 6.5) con el estudio elaborado por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER) de la Universidad de Sevilla [37]. Aquí se recogen tanto las acumuladas anuales de radiación directa normal medidas en el periodo 2000-2012 como la correspondiente al año solar representativo.

AÑO	RADIACIÓN DIRECTA NORMAL(kWh/m ²)
2000	2132.3
2001	1987.8
2002	1939.6
2003	2031.7
2004	2069.9
2005	2228.9
2006	1968.7
2007	2076.4
2008	2145.5
2009	2121.1
2010	1953.4
2011	2057.7
2012	2230.2
ASR	2072.6

Tabla 6. 7. Acumuladas anuales de radiación directa normal y ASR para Sevilla.

Como se puede comprobar al observar la tabla 6.7 la acumulada anual que *Meteonorm* proporciona para el año solar representativo de Sevilla, 2328.3 kWh/m², es un valor que no se ha alcanzado durante los trece años considerados y supera en aproximadamente un 11% al año solar representativo elaborado por el GTER.

Para subsanar los posibles errores derivados del empleo de los datos obtenidos mediante el software *Meteonorm* al finalizar el caso base se realiza un análisis de sensibilidad en función del recurso solar.

6.1.3 Configuración de la instalación

A lo largo de este estudio se evalúa la viabilidad de incorporar a una instalación industrial ya existente una instalación solar a partir de la cual emplear la energía térmica procedente del Sol en un determinado proceso industrial. En la Figura 6.19 se muestra, a modo de ejemplo, el esquema de la configuración que se analiza en este estudio para el caso en que se emplean captadores de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Esta configuración se corresponde con el esquema de una conexión en serie de un intercambiador de calor externo para un producto de calefacción o proceso medio [7]. Este esquema se puede aplicar a cualquiera de las tres categorías de consumidores de calor, esto es, precalentamiento, calentamiento o mantenimiento de la temperatura de fluidos.

La parte industrial no es objeto de estudio de este documento y puede representar a cualquier proceso en el que sea necesario emplear energía térmica teniendo en cuenta someter la elección del tipo de colectora la temperatura de trabajo requerida por el proceso. De acuerdo con este esquema se realizan dos hipótesis, la industria emplea energía a un solo nivel térmico y por otro lado no existe recuperación de calor de otros procesos.

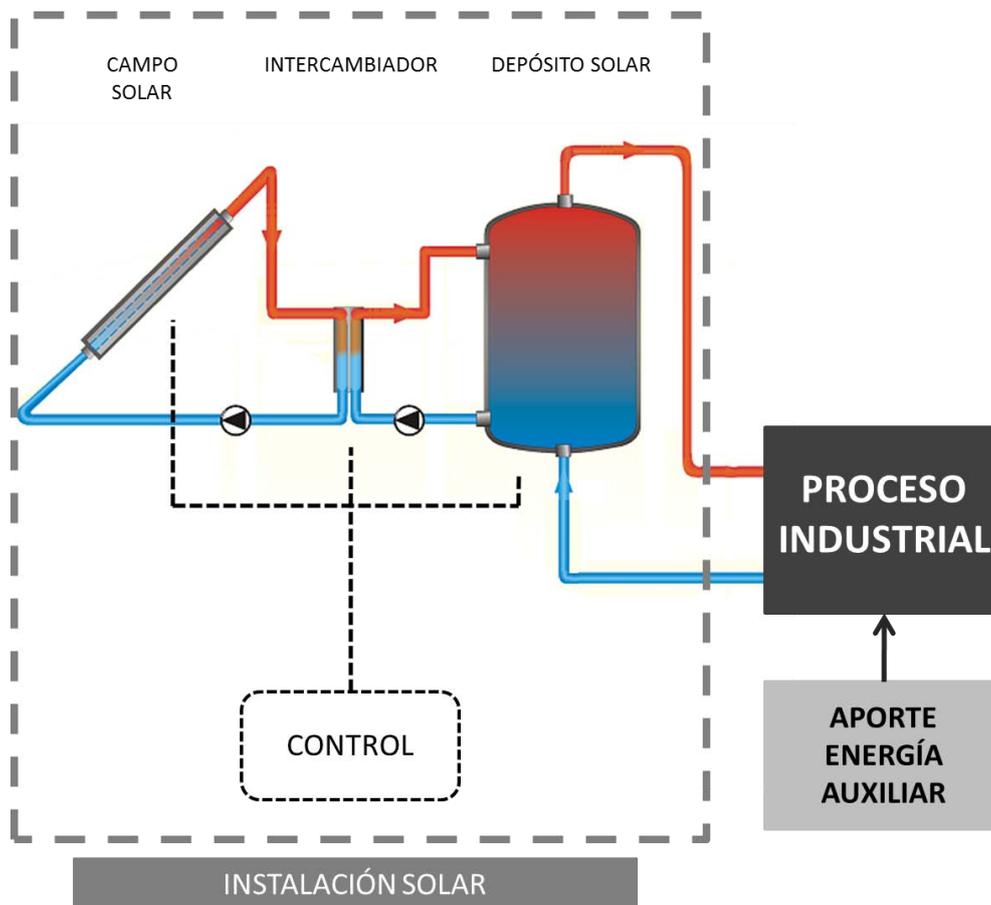


Figura 6. 19. Esquema de la configuración analizada.

La parte solar de la instalación está compuesta por el campo solar, el intercambiador de energía térmica y el sistema de almacenamiento. En cuanto al campo solar se debe destacar que se analizan tres tecnologías, captadores de tubos de vacío, Fresnel y canal parabólico.

TECNOLOGÍA	RANGO DE TEMPERATURAS	CARACTERÍSTICAS
Captador de tubos de vacío	100°C -150°C	Concentrador parabólico
Fresnel	150°C -300°C	Receptor único Generación directa de vapor
Canal parabólico	100°C -400°C	Generación directa de vapor Aceite térmico como fluido de transferencia

Tabla 6. 8. Rango de temperaturas y características en función de la tecnología solar.

En el apartado 6.1.4 se realiza una revisión de las curvas de rendimiento térmico instantáneo para cada una de las tecnologías, este rendimiento se corresponde únicamente con el característico del campo solar, para el intercambiador y el sistema de almacenamiento se considera un rendimiento del 90%. En el apartado 6.1.5 se estiman los costes asociados a la instalación solar, para este estudio se ha fijado el parámetro de la superficie de captación como referencia del tamaño de la instalación.

Aunque en este estudio se ha empleado, en la medida de lo posible, una configuración similar a la de la Figura 6.19, existe una amplia gama de posibilidades que modifican esta configuración en función de los requerimientos del propio proceso industrial. En el documento “Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial” citado anteriormente [31] se recogen algunas de estas configuraciones, en las Figuras 6.20 y 6.21 se muestran dos ejemplos. En el primer caso el esquema representa una instalación en la que existe aprovechamiento de energía térmica residual procedente del proceso industrial, además la operación de este proceso requiere dos niveles de energía térmica.

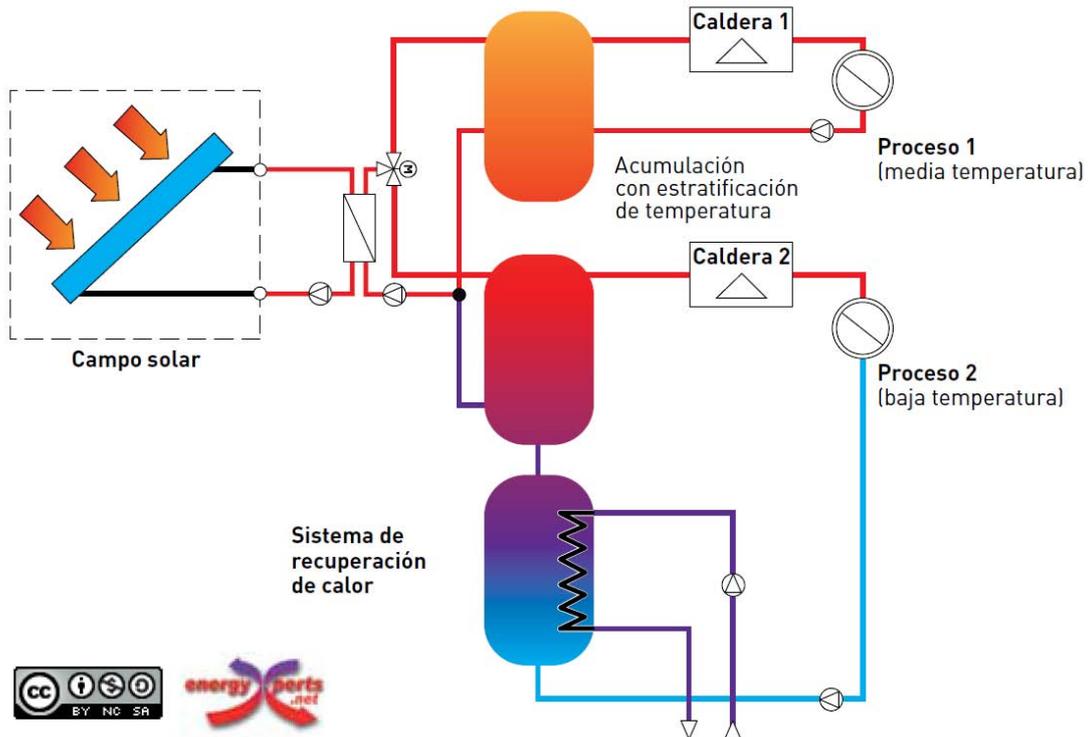


Figura 6. 20. Principio de funcionamiento de un sistema solar térmico para calentamiento indirecto de líquidos.
Fuente: IDAE.

En la Figura 6.21 se muestra otra configuración en la que se dispone tanto de una caldera auxiliar como de un sistema de recuperación de calor del proceso industrial.

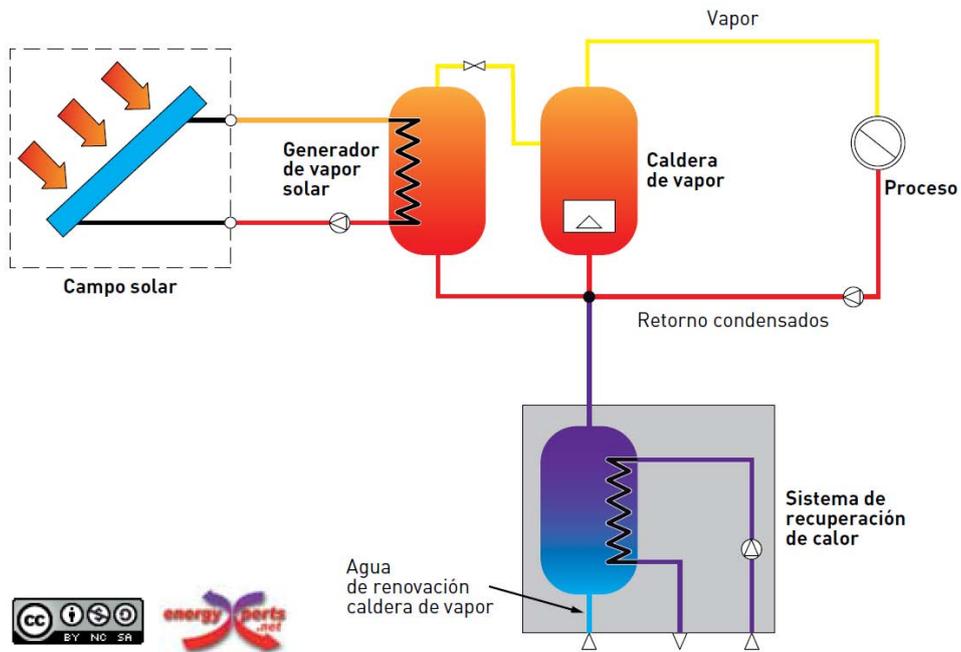


Figura 6. 21. Principio de funcionamiento de un sistema solar térmico para generación indirecta de vapor con caldera auxiliar y sistema de recuperación de calor.
Fuente: IDAE.

6.1.4 Curvas de rendimiento

A continuación se definen las curvas de rendimiento térmico instantáneo que se van a emplear para cada una de las tecnologías solares de concentración de media temperatura seleccionadas.

6.1.4.1 Captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto

La ecuación característica de la curva de rendimiento térmico de este tipo de captadores presenta la siguiente forma:

$$\eta = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{\Delta T}{I_g} - a_2 \cdot \frac{\Delta T^2}{I_g}$$

Donde:

η_0 : Rendimiento óptico.

a_1 : Coeficiente de pérdida de calor a_1 [W/m²·K].

a_2 : Coeficiente de pérdida de calor a_2 [W/m²·K²].

ΔT : Diferencia entre la temperatura media del colector y la temperatura ambiente [°C].

I_g : Radiación global [W/m²].

Para obtener los parámetros que definen esta curva se analiza la información proporcionada por diversos fabricantes del sector, en la Tabla 6.9 se resume la información recopilada.

	PARÁMETROS DE LA CURVA DE RENDIMIENTO		
	η_0	a_1	a_2
Captador 1	0.642	0.885	0.001
Captador 2	0.641	0.850	0.010
Captador 3	0.605	0.850	0.010

Tabla 6. 9. Curvas de rendimiento de captadores de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto.

Fuente: Catálogos comerciales.

En la Figura 6.22 se representan las curvas de rendimiento que se obtienen al emplear los parámetros recogidos en la tabla anterior. A estas curvas experimentales se añade la curva denominada “Promedio” calculada de manera teórica y que será la que se emplee en el análisis posterior.

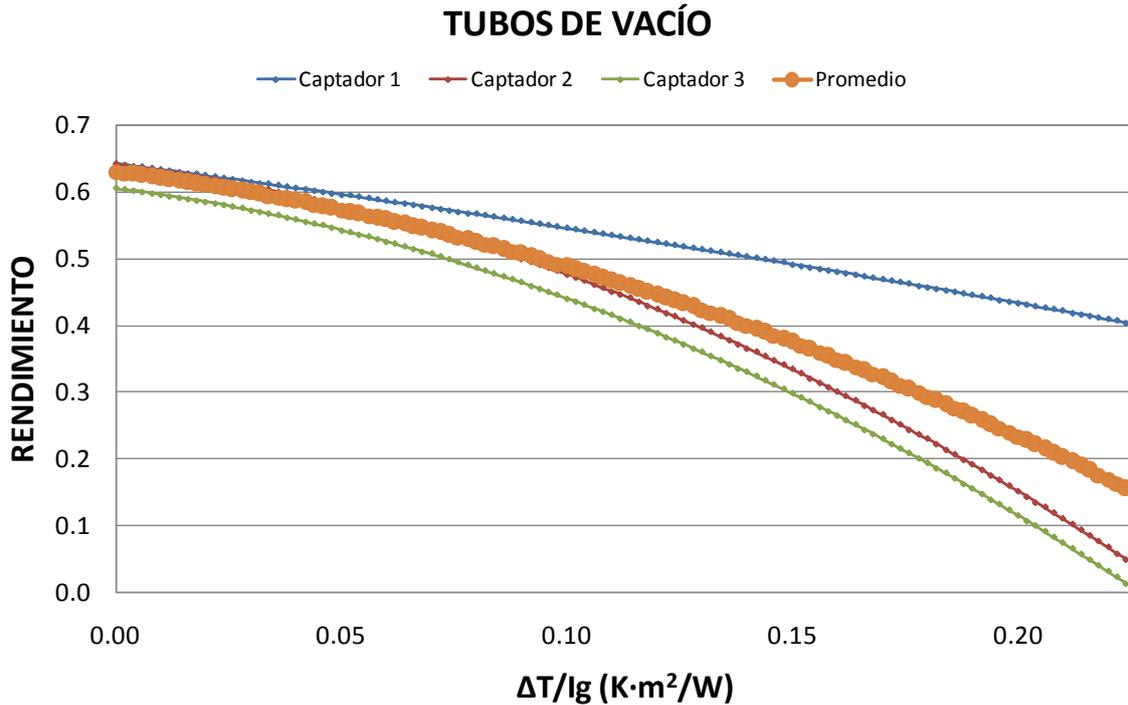


Figura 6. 22. Curvas de rendimiento de captadores de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto.

6.1.4.2 Concentrador lineal Fresnel

La madurez tecnológica y el nivel de penetración en el mercado que hoy en día presentan los captadores de tubo de vacío se alejan bastante de la situación en la que se encuentra la tecnología Fresnel, es por ello que la información disponible es bastante más escasa. La ecuación que representa el rendimiento instantáneo de este tipo de captador presenta la siguiente estructura [31]:

$$\eta = \eta_0 - [c_1 + c_2 \cdot \Delta T] \cdot \frac{\Delta T}{I_{bc}}$$

Donde:

η_0 : Rendimiento óptico.

c_1 : Coeficiente lineal de pérdida de calor [$W/m^2 \cdot K$].

c_2 : Coeficiente cuadrático de pérdida de calor [$W/m^2 \cdot K^2$].

ΔT : Diferencia entre la temperatura media del fluido (T_m) y la temperatura ambiente (T_a) [K].

I_{bn} : Radiación directa normal incidente en el captador [W/m^2].

PARÁMETROS DE LA CURVA DE RENDIMIENTO CONSIDERADA(*)		
η_0	a_1	a_2
0.576	0.000	0.0004

Tabla 6. 10. Curva de rendimiento concentrador lineal Fresnel, generación directa de vapor.

Fuente: IDAE.

(*) Es de destacar que estos coeficientes pueden ir sufriendo modificaciones de acuerdo al progreso tecnológico y al acceso a mayores datos suministrados por los fabricantes.

En la Figura 6.23 se muestra la curva de rendimiento propuesta para el concentrador lineal Fresnel, considerando generación directa de vapor, una temperatura ambiente de 20°C y radiación incidente en el captador de 1000W/m².

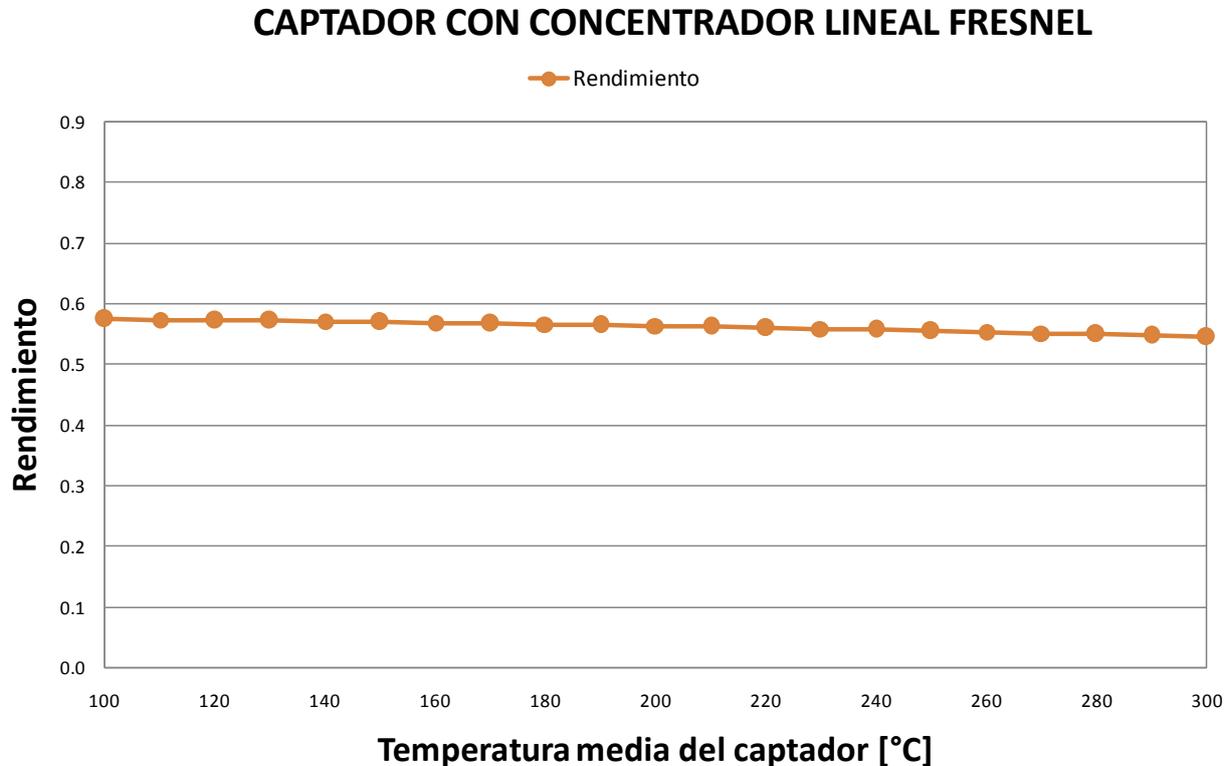


Figura 6. 23. Curva de rendimiento de captador con concentrador lineal Fresnel, generación directa de vapor, temperatura ambiente 20°C e irradiancia incidente en el captador de 1000 W/m².

Es importante destacar que para calcular el rendimiento del captador Fresnel se emplea la radiación directa normal corregida en función del ángulo de incidencia.

6.1.4.3 Canal parabólico

En los casos anteriores ha sido posible definir una curva que representa el rendimiento térmico instantáneo de la instalación a la salida del campo solar, en el caso del canal parabólico al tratarse de una tecnología significativamente más compleja no es recomendable emplear un ajuste de este tipo. En este caso se realiza un balance energético que permite conocer para cada intervalo de tiempo la energía térmica a la salida del campo solar a partir de la radiación solar incidente. Las pérdidas implicadas en el proceso de transformación de la radiación solar en energía térmica se dividen en geométricas, ópticas y térmicas [38].

Actualmente se tiene información bastante fiable de los canales parabólicos utilizados para producción eléctrica, con temperaturas del fluido térmico en el entorno de 400°C y en algunos casos estos

canales se han utilizado en producción de calor (Minería, Chile). Lo más frecuente es utilizar canales más pequeños con geometrías incluso muy diferentes de unos a otros y parámetros distintos.

Como el nivel térmico de análisis para la aplicación de canal parabólico ha sido de 350°C se ha optado por utilizar los datos de los canales parabólicos para producción eléctrica. Las variaciones de las diferentes geometrías y parámetros de los canales parabólicos se consideran que están dentro de la sensibilidad que se ha realizado a los costes de $\pm 30\%$ y del objeto e hipótesis del presente documento.

Pérdidas geométricas:

Son aquellas que están asociadas a la geometría de los sistemas de canal parabólico. Este tipo de pérdidas se divide a su vez en dos grupos, las debidas a la posición relativa de los canales entre sí y las inherentes a cada canal. Las pérdidas incluidas en el primer grupo son las llamadas pérdidas por sombras y están causadas por la sombra parcial que algunos canales pueden proyectar en los adyacentes. Las pérdidas inherentes a cada canal están causadas por el hecho de que estos dispositivos tienen un sistema de seguimiento en un solo eje. Esto da lugar a la existencia del ángulo de incidencia que es el ángulo formado por la radiación solar directa que incide sobre el plano de apertura del captador y la normal a dicho plano. Este ángulo de incidencia depende de la hora y del día del año y provoca que se produzca una pérdida de superficie reflectante útil. Cuando el ángulo de incidencia es distinto de cero no solo se reduce el área efectiva de captación, sino que también se ven afectados los valores de reflectancia, absortancia y transmitancia, parámetros que presentan un valor mínimo cuando el ángulo de incidencia es 0. El efecto del ángulo de incidencia en el rendimiento del canal se cuantifica mediante un parámetro que se denomina modificador por ángulo de incidencia [39].

Pérdidas ópticas:

Las imperfecciones de los elementos que constituyen el canal parabólico provocan que solo una parte de la radiación solar directa que incide sobre la superficie del concentrador parabólico llegue al fluido que circula por el interior del tubo absorbedor. Los cuatro parámetros que influyen en estas pérdidas son la reflectancia de los espejos, la absortancia y transmitancia del tubo absorbedor y el factor de interceptación del tubo sobre los espejos. Al producto de los cuatro parámetros anteriores se les denomina rendimiento óptico pico.

Pérdidas térmicas:

Este tipo de pérdidas se producen principalmente en el tubo absorbedor y en las tuberías de fluido térmico, destacando en importancia la primera de ellas. Las pérdidas asociadas al tubo absorbedor se pueden dividir en pérdidas de calor por conducción a través de los soportes de los tubos absorbedores, pérdidas por radiación, convección y conducción desde el tubo absorbedor hacia la cubierta de vidrio y pérdidas por convección y radiación desde el tubo de vidrio al ambiente.

La expresión a partir de la cual se calcula la energía térmica a la salida del campo solar es la siguiente:

$$E_{salida_campo_solar} = E_{solar_incidente} \cdot F_{sombra} \cdot F_{ensuciamiento} \cdot k_{mod} \cdot \eta_{\acute{o}pt,pico} \cdot \eta_{t\acute{e}rmico} \cdot \Delta t$$

$$E_{solar_incidente} = S_c \cdot I_{bn} \cdot \cos \phi \quad F_{sombra} = \left| \sin \left(\frac{\pi}{2} - teta_{track} \right) \right| \cdot \frac{L_{ec}}{aper_{ccp}} \quad \eta_{\acute{o}pt,pico} = \rho \cdot \alpha \cdot \tau \cdot \gamma$$

$$k_{mod} = \left[1 - 2.23073 \cdot 10^{-4} \cdot \phi - 1.1 \cdot 10^{-4} \cdot \phi^2 + 3.18596 \cdot 10^{-6} \cdot \phi^3 - 4.8509 \cdot 10^{-8} \cdot \phi^4 \right]$$

Donde:

$E_{salida_campo_solar}$: Energía a la salida del campo solar [Wh].

$E_{solar_incidente}$: Radiación solar incidente [W].

F_{sombra} : Factor de sombra [°/1].

$F_{ensuciamiento}$: Factor de ensuciamiento [°/1].

k_{mod} : Modificador por ángulo de incidencia [°/1].

$\eta_{\acute{o}pt,pico}$: Rendimiento óptico pico [%].

$\eta_{t\acute{e}rmico}$: Rendimiento térmico [%].

Δt : Intervalo de tiempo considerado [h].

S_c : Área de apertura de la superficie reflectiva [m²].

I_{bn} : Radiación directa normal [W/m²].

ϕ : Ángulo de incidencia [°].

$teta_{track}$: Ángulo de giro del captador de canal parabólico [°].

L_{ec} : Distancia entre filas de captadores de centro a centro [m].

$aper_{ccp}$: Ancho de apertura de los captadores [m].

ρ : Reflectancia [°/1].

α : Factor de interceptación [°/1].

τ : Transmitancia [°/1].

γ : Absortancia [°/1].

Para avanzar en el análisis que se pretende realizar en este estudio se estima un rendimiento térmico de 0.93 y se toman los valores aproximados de las siguientes variables [31]:

- Reflectancia de los espejos: 0.92 [°/1].
- Transmitancia de la cubierta: 0.965 [°/1].

- Absortancia del receptor: 0.96 [°/1].
- Factor de interceptación: 0.95 [°/1].
- Factor de ensuciamiento: 0.95 [°/1].

6.1.5 Costes asociados a la instalación solar

El objetivo de este apartado es determinar el coste de inversión de las instalaciones de captadores de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto, concentrador lineal Fresnel y canal parabólico. Se trata de una tarea compleja ya que los datos económicos no suelen estar disponibles, y de aquellos disponibles no se asegura su fiabilidad, si están actualizados o hasta donde abarcan (si está incluido o no ingeniería y proyecto, calidad de la instalación, acondicionamientos de terreno o cubiertas, energía auxiliar, trazados internos asociados al propio proceso, etc.). El nivel de dificultad se incrementa al pretender obtener los costes en función del tamaño de la instalación puesto que los costes conocidos generalmente se corresponden con el tamaño de las instalaciones de referencia. En resumen, los costes de la instalación que se van a utilizar son costes referenciados al año 2015 y sólo de la instalación solar (equipos asociados al campo solar, control solar, sistema de intercambio térmico, sistema de almacenamiento solar y montaje, éste último incluye el acondicionamiento del terreno en el caso de tecnología Fresnel y canal parabólico pero no el acondicionamiento de cubiertas para el caso de captadores de tubos de vacío). En ningún caso se han incluido los costes asociados a la energía auxiliar o al propio proceso productivo de la industria.

6.1.5.1 Captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto

Existen varios estudios que proporcionan información acerca de los costes asociados a las instalaciones de captadores de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto [30][31]. En el primero de los estudios consultados se indica que el coste del captador varía entre 400€/m² y 800€/m², representando este intervalo un valor promedio para todo el mercado europeo. En el segundo caso se evalúa el coste asociado a la instalación completa y se indica que varía de 857 €/m² a 730 €/m² al ampliarse la superficie de captación de 50 a 5000 m², se especifica además que se trata de costes promedios que varían en función de las calidades y rendimientos de la instalación. Además de la información proporcionada por estas dos fuentes se ha consultado a expertos del sector que indican que en ambos casos estos costes reflejan situaciones puntuales y que en un mercado con una demanda representativa, para tamaños superiores a 50m² y para precios actualizados a 2015 (donde estos equipos están alcanzando precios muy competitivos), los costes son significativamente menores. A partir de las opiniones recabadas se ha estimado que el coste asociado a una instalación completa evoluciona desde 325€/m² hasta aproximadamente 225€/m² al variar la superficie desde 50m² a 2000m², una vez alcanzado este tamaño el coste por unidad de superficie de captación se mantiene constante. En la Tabla 6.11 se resume esta información:

	Superficie de captación (m2)	Coste de la instalación solar (€/m2)
Instalación de tamaño reducido	50	325
Instalación de gran tamaño	2000	225

Tabla 6. 11. Costes instalación captadores de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto.

Como se puede observar al incrementar la superficie de captación los costes pueden llegar a reducirse alrededor del 30%.

Los costes de operación y mantenimiento anual considerados para este tipo de instalaciones se han estimado en el 2.5% sobre la inversión inicial para instalaciones con superficie de captación de 50 m² y 1.5% sobre la inversión inicial para 2000 m².

6.1.5.2 Captador con concentrador lineal Fresnel

En este caso se emplean dos estudios encontrados en los que se evalúan los costes de los componentes principales [31][40]. Aunque los mismos tienen como objetivo último la generación de energía eléctrica se ha utilizado como referencia la parte asociada a la instalación solar. En el primer estudio se presenta el coste de inversión total de una central de referencia de 30 MW de generación directa de vapor saturado desglosado en subsistemas con el fin de mostrar la repercusión que cada uno de ellos representa en el coste total, 107 M€ aproximadamente.

DESGLOSE DEL COSTE TOTAL DE INVERSIÓN

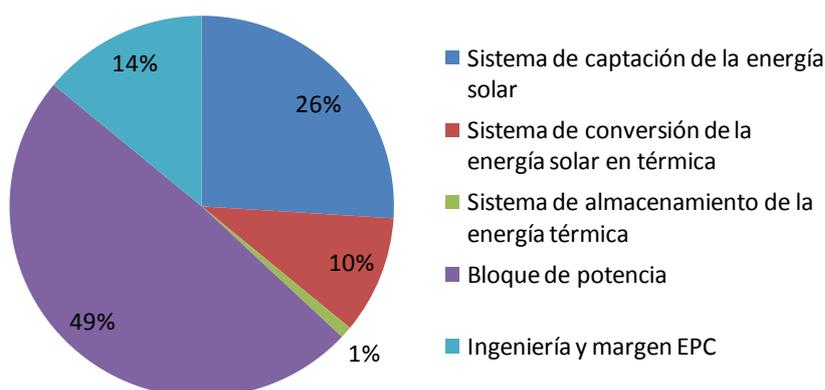


Figura 6. 24. Desglose del coste total de inversión, tecnología Fresnel.

Como se puede observar en la figura anterior, los costes de inversión asociados a los sistemas de captación de la energía solar y conversión de ésta a energía térmica son relativamente pequeños en comparación con la inversión total necesaria. En la siguiente tabla se resumen numéricamente los costes de cada uno de los sistemas considerados:

SISTEMA	COSTE (M€)
Sistema de captación de la energía solar	27.37
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	11.19
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	0.60
Bloque de potencia	51.98
Ingeniería y margen EPC	15.40
TOTAL	106.55

Tabla 6. 12. Desglose del coste total de inversión, tecnología Fresnel. Fuente: IDAE.

Descartado el bloque de potencia destaca el sistema de captación de la energía solar que representa a aproximadamente el 26% del coste total. Éste está compuesto por los espejos y estructuras que forman los concentradores y por los sistemas necesarios para el posicionamiento de los espejos que permite concentrar la radiación solar. El coste de inversión del sistema de captación de la energía solar incluye los costes relacionados con la construcción. En la siguiente figura se muestra el desglose de estos costes:

SISTEMA DE CAPTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR

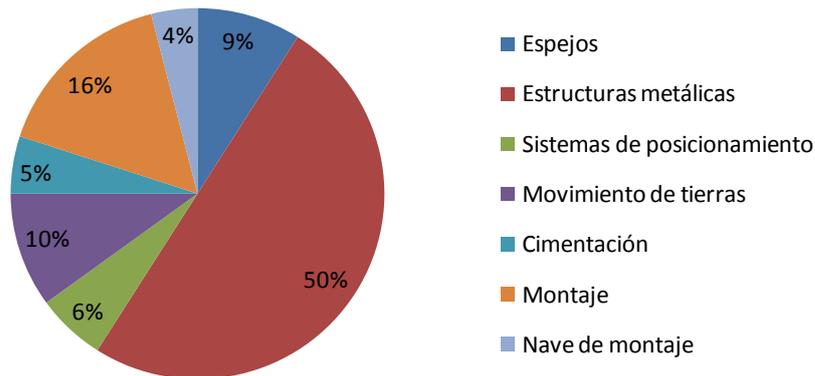


Figura 6. 25. Reparto de costes del sistema de captación de la energía solar, tecnología Fresnel.

El sistema de conversión de la energía solar en energía térmica empleado en el caso de concentradores lineales Fresnel es menos complejo que en otras tecnologías, con lo que el coste asociado también se reduce, resultando ser el 11% del total. El coste principal dentro de este sistema está asociado a los tubos absorbedores. En la siguiente figura se presenta el desglose de los costes de este sistema en función de sus componentes principales:

SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN TÉRMICA

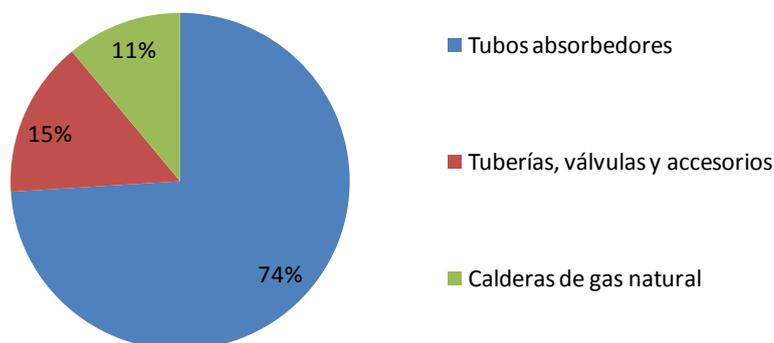


Figura 6. 26. Desglose de costes del sistema de conversión de energía solar en térmica, tecnología Fresnel.

Este estudio también estima la evolución de los costes asociados a cada sistema planteando dos escenarios, uno optimista y otro conservador. Para el año 2015 se estiman los costes asociados a cada sistema tomando un valor promedio de ambos escenarios, lo que se traduce en una reducción del 85% para el caso del sistema de captación de energía solar y del 92% para el sistema de conversión de energía solar a térmica. Teniendo en cuenta esta información los costes asociados a la instalación Fresnel son los que se muestran en la Tabla 6.13:

SISTEMA	COSTE (€/m ²)	
	Año 2011	Año 2015
Sistema de captación de la energía solar	127	108
Sistema de conversión de la energía solar a térmica	52	48

Tabla 6. 13. Desglose de costes tecnología Fresnel [31].

En el segundo estudio considerado se hace referencia al modelo económico implementado en el software de simulación *System Advisor Model* [23], se extrae la siguiente información:

SISTEMA	COSTE (€/m ²)
Adecuación del terreno	18.5
Campo solar	166.3
Sistema de fluido de transferencia térmica	32.3

Tabla 6. 14. Desglose de costes tecnología Fresnel, generación directa de vapor [23].

Ya que el desglose de costes proporcionados por ambas fuentes no coincide se comparan los costes totales de los sistemas de captación y conversión de energía solar en térmica, la diferencia resultante entre ambas fuentes es de 61 €/m², Tabla 6.15:

Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica [31]	156€/m ²
History, current state and future of linear Fresnel concentrating solar collector [40]	217€/m ²

Tabla 6. 15. Comparación costes promedio por unidad de superficie de captación, tecnología Fresnel.

Ya que en ninguno de los estudios se dispone de información acerca de los costes asociados al sistema de almacenamiento, el coste de éste se estima en 100€/m², en base a la información obtenida para el caso de canal parabólico 55 y 155€/m² en función de la fuente consultada.

En la siguiente tabla se muestran los costes asociados a una instalación de tamaño reducido y otra de gran tamaño. En este estudio se considera que una instalación de tecnología Fresnel es de gran tamaño cuando ocupa una superficie igual o superior a 15000m². Al tratarse de instalaciones destinadas a la generación de energía térmica para un determinado proceso industrial la superficie ocupada no es comparable con aquellas instalaciones solares cuyo objetivo es la generación de energía eléctrica. Para definir estos costes se ha optado por emplear la información proporcionada en el primer estudio ya que el análisis que se realiza se centra en el mercado nacional y se aporta información acerca de la evolución de los costes en el tiempo, mientras que el segundo estudio simplemente aporta valores promedios a nivel internacional. Se estima que el coste correspondiente a la instalación de menor tamaño se incrementa aproximadamente un 60% en base a las propias estructuras porcentuales de costes analizadas, al incremento significativo del coste unitario de acondicionamiento de terreno, coste de montaje y costes de las redes de distribución del campo solar. Además, en menor medida, existe un incremento de los propios costes de los elementos unitarios de la instalación solar al pasar de 15000m² a 100m² de superficie de captación.

	Superficie de captación (m ²)	Coste de la instalación solar (€/m ²)
Instalación de tamaño reducido	100	425
Instalación de gran tamaño	15000	260

Tabla 6. 16. Costes instalación con tecnología Fresnel, generación directa de vapor.

Los costes de operación y mantenimiento anuales se estiman para un caso conservador en el 5% de los costes de capital para una instalación de 100m² y de 4% de los costes de capital para una instalación de 15000m² [30], considerando que los emplazamientos o incluso la propia actividad del proceso industrial no obligue a una limpieza frecuente del campo solar.

6.1.5.3 Canal parabólico

Para evaluar los costes asociados a las instalaciones de canal parabólico se consultan tres estudios [31][41][42]. En el primero se presenta el coste de inversión y su desglose por subsistemas considerando una central de referencia de 50MW con 160 lazos y 6 horas de almacenamiento de energía térmica. El coste total de inversión resultante para la central de referencia es de aproximadamente 316M€. En la siguiente figura se muestra el porcentaje que el coste de inversión de cada uno de los principales sistemas representa en la inversión total.

DESGLOSE DEL COSTE TOTAL DE INVERSIÓN

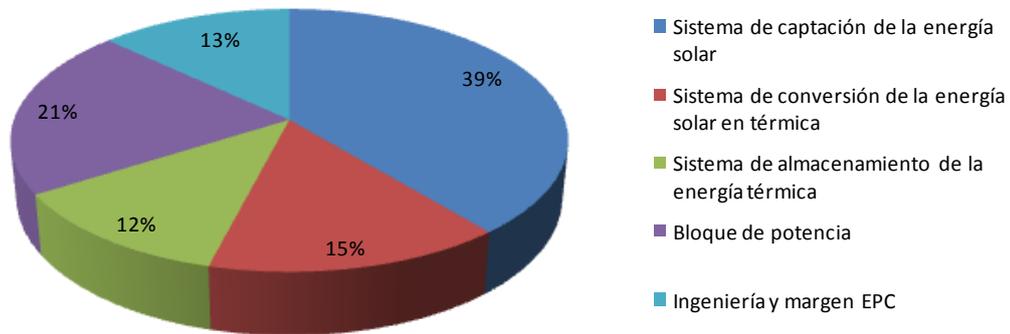


Figura 6. 27. Desglose del coste total de inversión, canal parabólico.

Como puede observarse, los subsistemas directamente relacionados con componentes específicos de la tecnología termosolar suponen más de la mitad del coste completo. En la siguiente tabla se presentan de forma numérica los costes de cada uno de los subsistemas.

SISTEMA	COSTE (M€)
Sistema de captación de la energía solar	122.45
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	46.62
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	38.29
Bloque de potencia	66.00
Ingeniería y margen EPC	42.73
TOTAL	316.11

Tabla 6. 17. Desglose del coste total de inversión, canal parabólico.

Fuente: IDAE.

El sistema con mayor repercusión en la inversión total es el sistema de captación de la energía solar, éste está formado básicamente por los espejos que forman el captador, por la estructura metálica y por los sistemas de posicionamiento que permiten el seguimiento del Sol.

SISTEMA DE CAPTACIÓN DE ENERGÍA SOLAR

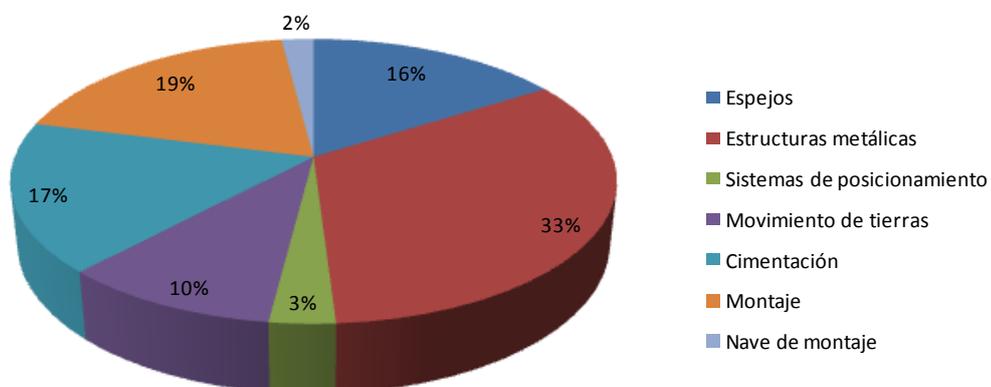


Figura 6. 28. Desglose del coste del sistema de captación de energía solar, canal parabólico.

El sistema de conversión de energía solar en energía térmica es otro de los subsistemas cuya repercusión resulta significativa, alcanzando en este caso el 15% con respecto al total de la inversión. Las partes fundamentales de este subsistema son los tubos absorbedores y el aceite térmico, se añaden además de estos dos componentes los costes asociados a la infraestructura necesaria que comprende, entre otros, los elementos necesarios para la unión de tubos absorbedores. En la Figura 6.29 se muestra el desglose de costes.

SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN TÉRMICA

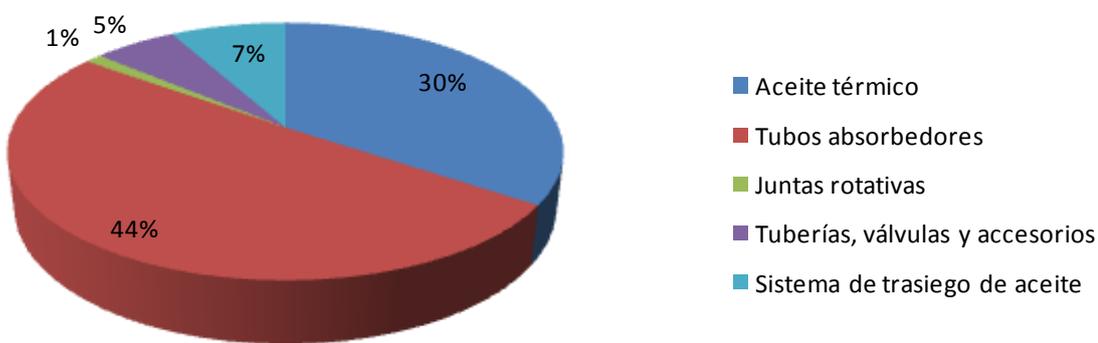


Figura 6. 29. Desglose del coste del sistema de conversión de energía solar en térmica, canal parabólico.

En cuanto al sistema de almacenamiento de energía térmica representa aproximadamente el 12% de la inversión total. Los elementos principales de este sistema son los tanques de sales fundidas, las propias sales fundidas y el sistema de trasiego de las mismas. En la Figura 6.30 se desglosan los costes asociados al sistema de almacenamiento.

SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA

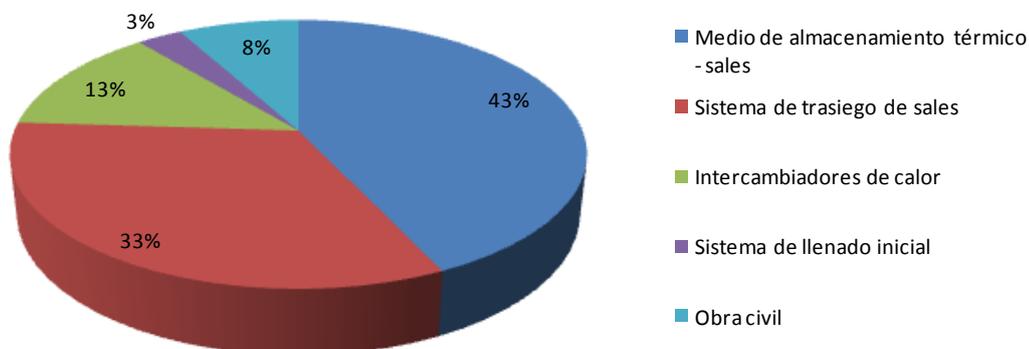


Figura 6. 30. Desglose del coste del sistema de almacenamiento de energía térmica, canal parabólico.

En este estudio, al igual que se hacía para el caso del concentrador Fresnel, se estima la evolución de los precios asociados a cada subsistema planteando un escenario optimista y otro conservador. Para el año 2015 se determinan los costes asociados a cada sistema tomando un valor promedio de ambos escenarios. Se resume en la Tabla 6.18:

SISTEMA	COSTE (€/m ²)	
	Año 2011	Año 2015
Sistema de captación de la energía solar	221	200
Sistema de conversión de la energía solar térmica	84	75
Sistema de almacenamiento de energía térmica	70	55

Tabla 6. 18. Desglose de costes canal parabólico,[31].

En el segundo estudio considerado se especifican los siguientes costes:

SISTEMA	COSTE (€/m ²)
Campo solar	275.3
Sistema de fluido de transferencia térmica	83.1
Sistema de almacenamiento de energía térmica	154.3

Tabla 6. 19. Desglose de costes canal parabólico, [41].

De nuevo, tal y como ocurría en el caso del concentrador Fresnel, el desglose de costes proporcionados por ambas fuentes no coincide por lo que se comparan los costes totales de los sistemas de captación, conversión de energía solar en térmica y sistema de almacenamiento:

Evaluación del potencial de energía solar termoelectrica [31]	330€/m²
Line-Focus Solar Power Plant Cost Reduction Plan - NREL [41]	512€/m²

Tabla 6. 20. Comparación costes promedio por unidad de superficie de campo solar.

En la siguiente tabla y de manera análoga al procedimiento seguido en el caso de captador Fresnel, se muestran los costes asociados a dos superficies representativas de captación, 100 y 15000 m². Se ha optado también y por las mismas razones que en el caso anterior por emplear la información proporcionada en el primero de los estudios considerados. Se estima que el coste correspondiente a la instalación de menor tamaño se incrementa aproximadamente un 70% incrementándose en un 10% con respecto a la tecnología Fresnel como consecuencia de la mayor complejidad del sistema de seguimiento y proceso de montaje de los espejos.

	Superficie de captación (m ²)	Coste de la instalación solar (€/m ²)
Instalación de tamaño reducido	100	560
Instalación de gran tamaño	15000	330

Tabla 6. 21. Costes instalación canal parabólico.

Los datos considerados están por lo tanto dentro del margen aportado por el último estudio analizado [42] en el que se indica que el coste del captador por unidad de superficie oscila entre 190€/m² y 440€/m².

Los costes de operación y mantenimiento anuales se estiman en el 5.5% de los costes de capital para una instalación de 100m² y de 4.5% de los costes de capital para una instalación de 15000m². Al igual que en el caso de la tecnología Fresnel estos costes son válidos siempre que el emplazamiento en que se ubica la instalación solar o que el proceso industrial no obligue a una limpieza frecuente del campo solar.

6.1.6 Tarifas de fuentes energéticas convencionales

A lo largo de este apartado se lleva a cabo una revisión de las tarifas relacionadas con las fuentes energéticas tradicionalmente empleadas en los procesos industriales, incluyendo en este grupo a gas natural, electricidad, gasóleo y fueloil. No se incluye el carbón en este estudio ya que se trata de un combustible que se encuentra en un progresivo estado de abandono, estando incluso prohibido su uso a nivel doméstico [43]. Para el resto de combustibles mencionados se muestra la evolución de los precios durante los últimos años y se realiza una previsión de los mismos para los próximos diez años, estableciendo tres escenarios:

- * **Escenario medio:** La evolución de los precios mantiene la pendiente de los últimos años.
- * **Escenario bajo:** La pendiente de la evolución de los precios es la mitad del caso base.
- * **Escenario alto:** La pendiente de la evolución de los precios es el doble del caso base.

Gas Natural

Las tarifas de gas natural vigentes en la actualidad varían en función de los peajes de acceso, que dependen de la presión a la que el usuario final esté conectado y del consumo anual. Los usuarios domésticos generalmente se encuentran conectados a la red de distribución de gas natural a 4 bares de presión, variando los peajes de acceso y por lo tanto tipos de tarifas en función del consumo anual. Las tarifas de gas natural que ofrecen las comercializadoras en el mercado conectados a la red de distribución de gas natural de 4 bares de presión, que se pueden consultar vía web [44], son las siguientes:

- * **Tarifa 3.1:** Usuarios con un consumo inferior a 5000 kWh/año.
- * **Tarifa 3.2:** Usuarios con un consumo entre 5000 y 50000 kWh/año.
- * **Tarifa 3.3:** Usuarios con un consumo entre 50000 y 100000 kWh/año.
- * **Tarifa 3.4:** Usuarios con un consumo superior a 100000 kWh/año.

Existen usuarios más específicos, principalmente industrias, a los que se aplican otros grupos de tarifas que varían de nuevo en función de su presión de distribución. En la mayoría de estos casos el coste asociado al gas natural depende de las condiciones particulares de cada industria, por lo que no se

dispone de información acerca de estas tarifas, se recurre por ello a emplear la información proporcionada por la *Oficina Europea de Estadística, Eurostat* [45]. Este organismo proporciona una serie de datos bianuales de los precios del gas natural considerando tres niveles, que como se verá más adelante se mantienen para el caso de la electricidad:

- * Precios sin impuestos ni gravámenes.
- * Precios sin IVA y otros impuestos recuperables.
- * Precios con todos los impuestos incluidos.

Para este estudio se emplean los datos proporcionados a partir del segundo semestre de 2007 ya que en esta fecha se produce un cambio en la metodología de cálculo de los valores de precios bianuales¹. La clasificación de los consumidores industriales de gas natural desde dicha fecha es la siguiente:

Grupo	Consumo anual
Grupo I1	inferior a 1.000 GJ
Grupo I2	entre 1.000 GJ y 10.000 GJ
Grupo I3	10.000 GJ y 100.000 GJ
Grupo I4	100.000 GJ y 1.000.000 GJ
Grupo I5	1.000.000 GJ y 4.000.000 GJ
Grupo I6	superior a 4.000.000 GJ

Tabla 6. 22. Clasificación de consumidores industriales, gas natural. Fuente: Eurostat.

A continuación, se compara la evolución del coste del gas natural en España con respecto al promedio europeo:

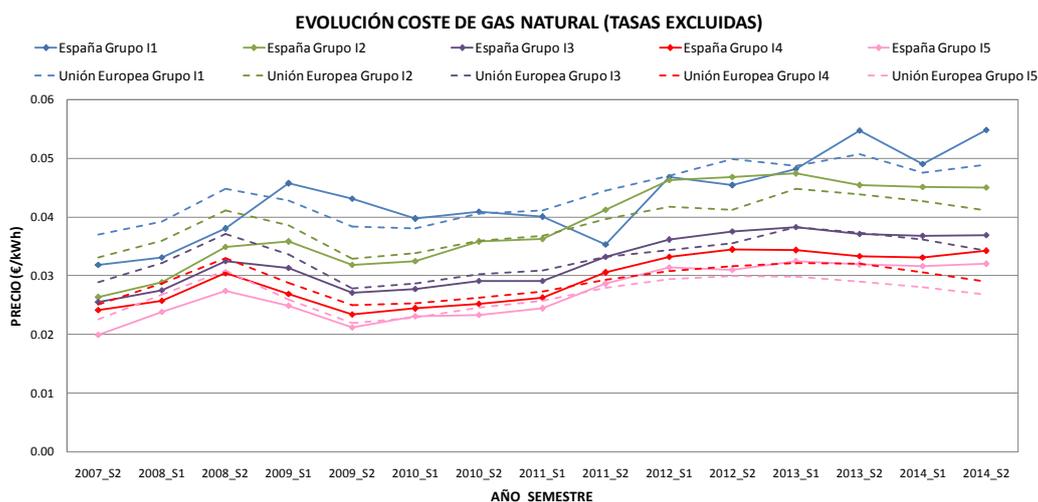


Figura 6. 31. Evolución del precio final del gas natural para consumidores industriales sin ningún tipo de tasas o gravámenes y su correspondiente promedio para los países miembros.

¹ Los precios a partir del segundo semestre de 2007 se corresponden al valor medio nacional pagado por los consumidores industriales finales durante los seis meses anteriores. [Directiva Europea 2008/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo]

En las Figuras 6.32 - 6.33 se representan los precios del kWht para los dos semestres del año 2014, lo que permite apreciar las diferencias existentes entre las tarifas aplicadas a los diferentes grupos de consumidores.

PRECIO DEL GAS NATURAL - PRIMER SEMESTRE 2014

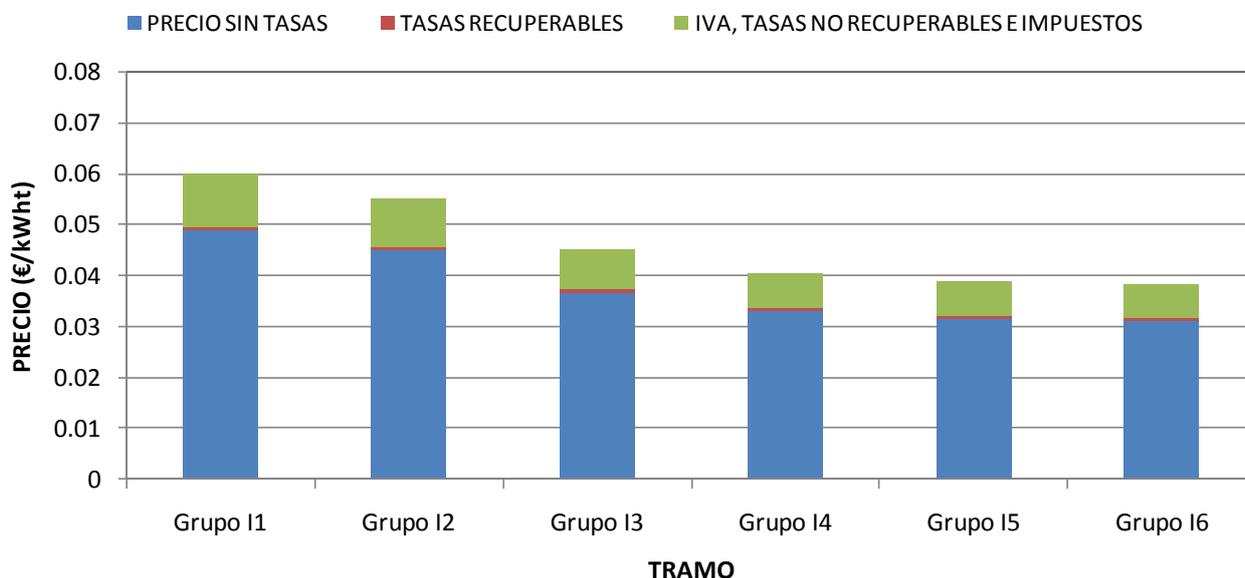


Figura 6. 32. Precio del gas natural para el primer semestre de 2014 para cada grupo de consumidor industrial.

PRECIO DEL GAS NATURAL - SEGUNDO SEMESTRE 2014

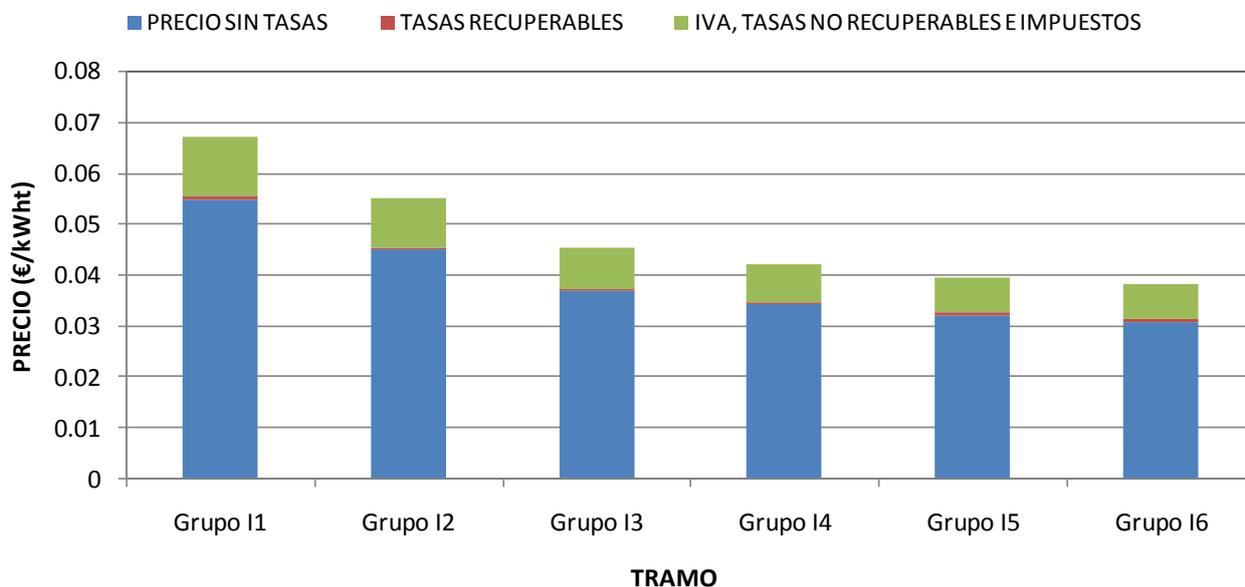


Figura 6. 33. Precio del gas natural para el segundo semestre de 2014 para cada grupo de consumidor industrial.

Por último, y teniendo en cuenta los tres escenarios descritos al inicio de este apartado, se realiza una estimación del precio del kWht de gas natural sin IVA y sin tasas reembolsables para cada uno de los seis tramos de consumidores industriales. En este apartado se añaden a modo de ejemplo las gráficas correspondientes a los grupos I1 e I6. El resto se puede consultar en el Anexo I.

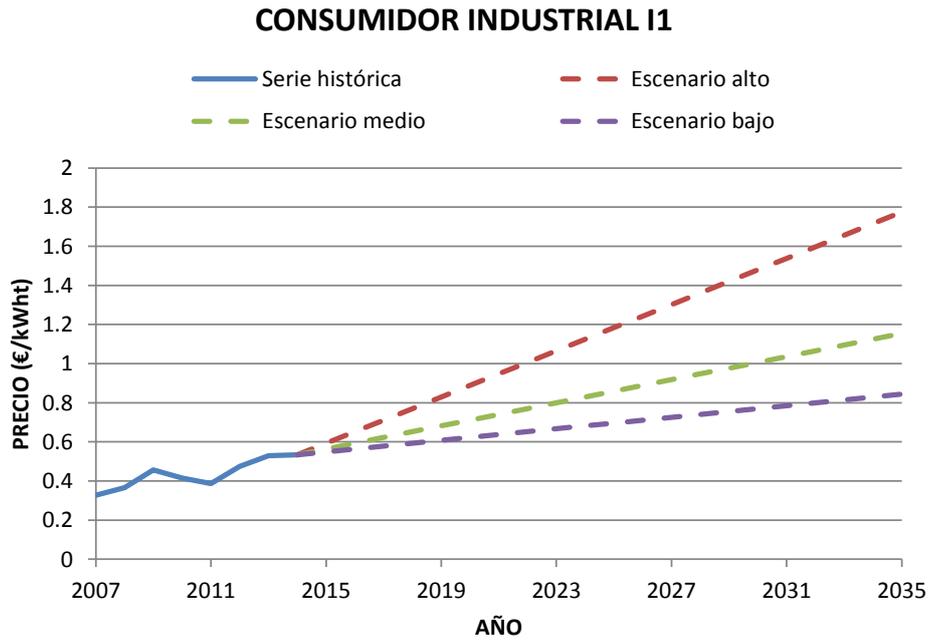


Figura 6. 34. Evolución y estimación del precio del gas natural desde 2007 hasta 2025, Grupo I1.

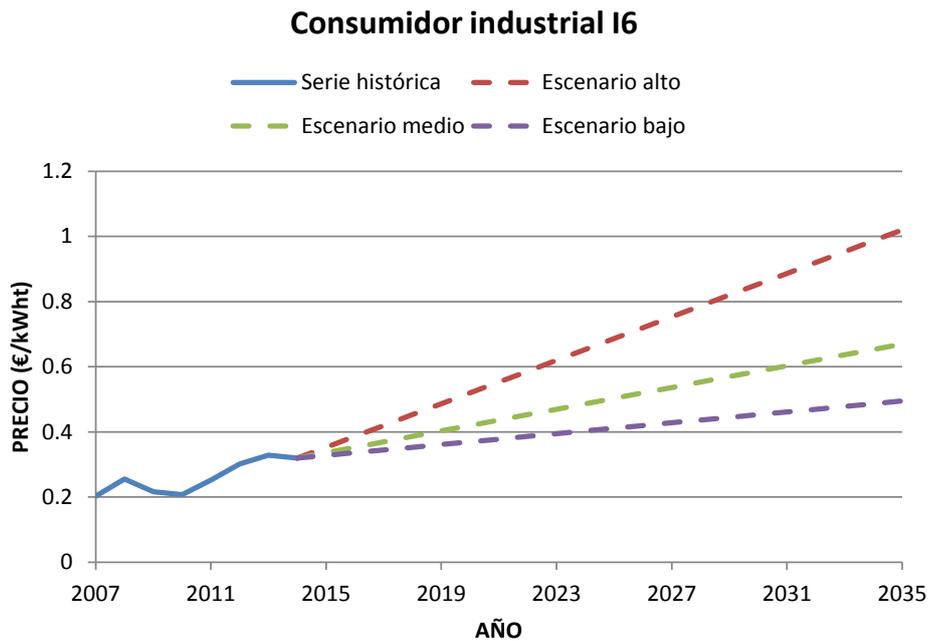


Figura 6. 35. Evolución y estimación del precio del gas natural desde 2007 hasta 2025, Grupo I6.

En la Tabla 6.23 se muestra numéricamente la previsión del precio del kWh de gas natural sin IVA y tasas reembolsables para los años 2025 y 2035.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL	ESCENARIO	PRECIO (€/kWh)		
		2015	2025	2035
Grupo I1	Alto	0.0576	0.1151	0.1725
	Medio	0.0548	0.0835	0.1122
	Bajo	0.0533	0.0677	0.0821
Grupo I2	Alto	0.0504	0.1040	0.1576
	Medio	0.0477	0.0745	0.1013
	Bajo	0.0464	0.0598	0.0732
Grupo I3	Alto	0.0401	0.0725	0.1050
	Medio	0.0385	0.0547	0.0709
	Bajo	0.0377	0.0458	0.0539
Grupo I4	Alto	0.0364	0.0637	0.0910
	Medio	0.0350	0.0487	0.0623
	Bajo	0.0343	0.0412	0.0480
Grupo I5	Alto	0.0352	0.0692	0.1032
	Medio	0.0335	0.0505	0.0675
	Bajo	0.0327	0.0412	0.0497
Grupo I6	Alto	0.0343	0.0667	0.0992
	Medio	0.0327	0.0489	0.0651
	Bajo	0.0319	0.0400	0.0481

Tabla 6. 23. Estimación del precio del kWh a partir de gas natural sin IVA y tasas reembolsables, 2015-2035.

Electricidad

Las tarifas eléctricas que se aplican a los usuarios vienen definidas por la potencia contratada en el suministro. Ya que de nuevo resulta complejo disponer de esta información para el caso de los consumidores industriales, se vuelven a emplear los datos procedentes de *Eurostat*. Se dispone de las mismas tres series de datos en función de las tasas e impuestos aplicados y también al igual que en el caso anterior, se emplean los datos proporcionados a partir del segundo semestre del año 2007. La clasificación de los consumidores industriales para el caso de la electricidad es la que se muestra en la Tabla 6.24.

Grupo	CONSUMO ANUAL
Grupo IA	inferior a 20MWh
Grupo IB	entre 20 MWh y 500 MWh
Grupo IC	500 MWh y 2.000 MWh
Grupo ID	2.000 MWh y 20.000 MWh
Grupo IE	20.000 MWh y 70.000 MWh
Grupo IF	70.000 MWh y 150.000 MWh
Grupo IG	mayor a 150.000 MWh

Tabla 6. 24. Distribución de usuarios industriales, electricidad, Eurostat.

Fuente: Eurostat.

A continuación, se observa la evolución de los precios de la electricidad a partir del segundo semestre del año 2007 correspondientes a los grupos IA e IG.

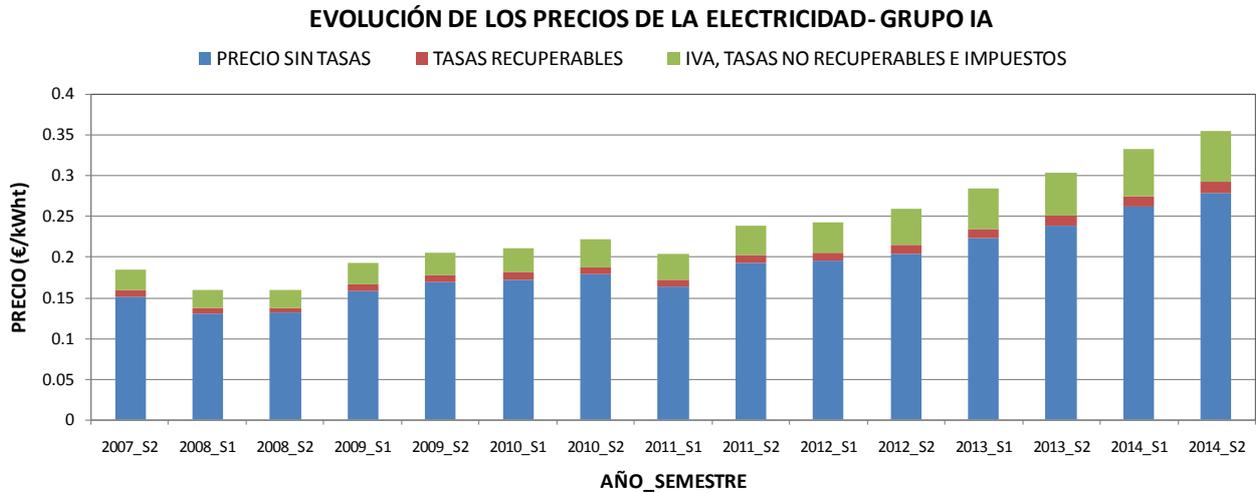


Figura 6. 36. Evolución de los pecios de la electricidad, Grupo IA.

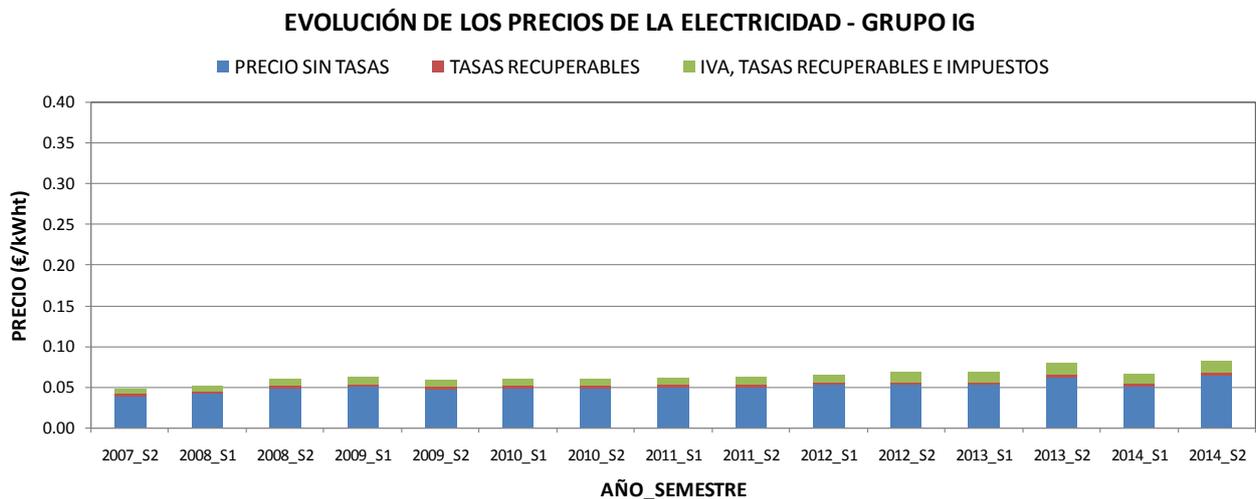


Figura 6. 37. Evolución de los pecios de la electricidad, Grupo IG.

Se observa un aumento del precio final del kWh a partir de 2010 debido, además del aumento del precio del kWh, a un aumento del IVA, que pasa del 16% al 18% en 2010 y al 21% en el segundo semestre de 2012. Las gráficas correspondientes al resto de los consumidores industriales se encuentran en el Anexo I.

Para poder apreciar la diferencia entre las tarifas aplicadas a los diferentes consumidores industriales en las siguientes gráficas se representan los precios del kWh para los dos semestres del año 2014.

PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA EL PRIMER SEMESTRE DE 2014

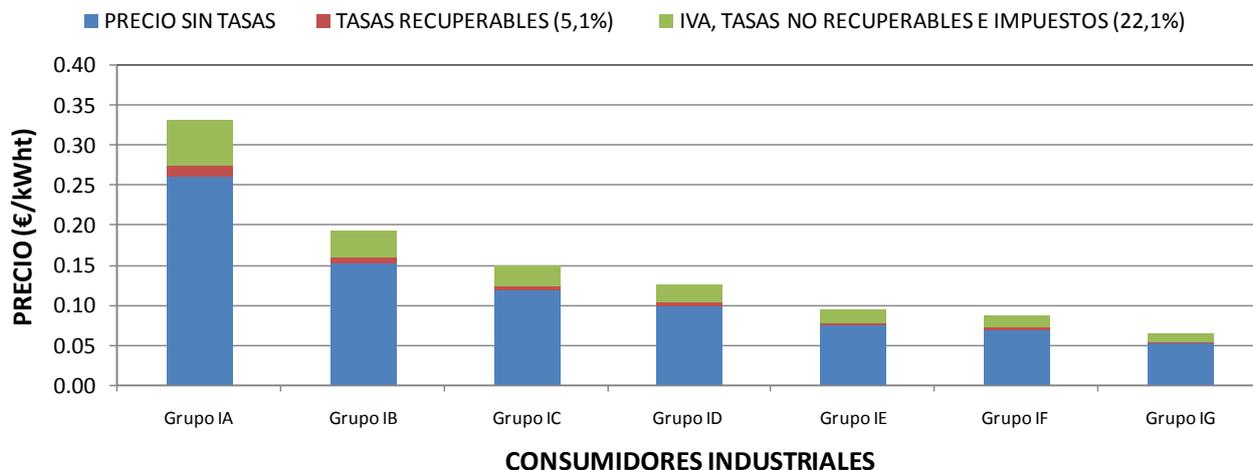


Figura 6. 38. Precio de la electricidad para el primer semestre de 2014 para cada grupo de consumidor industrial.

PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA EL SEGUNDO SEMESTRE DE 2014

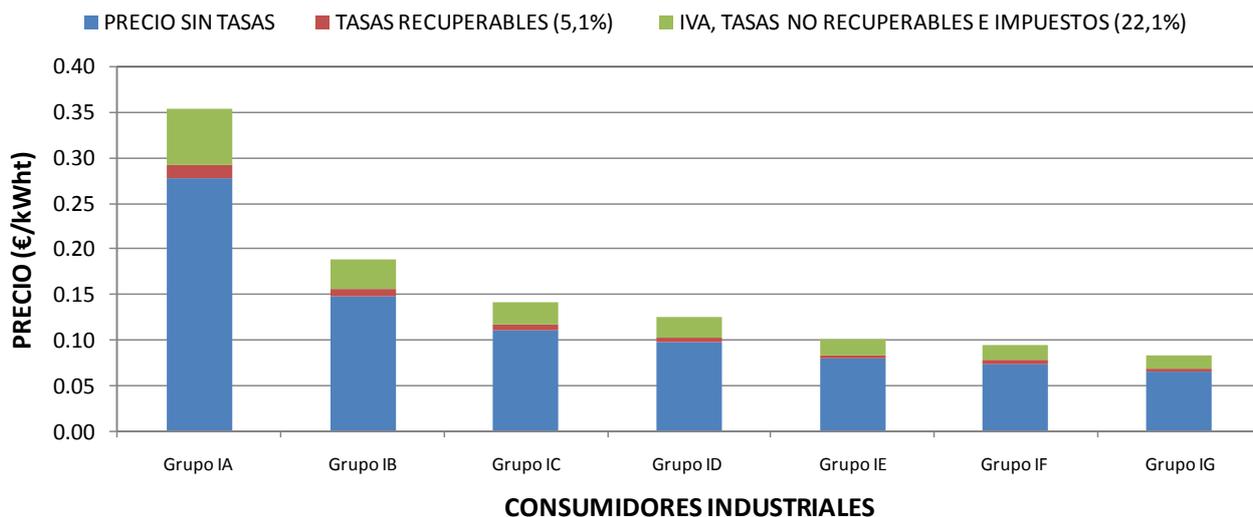


Figura 6. 39. Precio de la electricidad para el segundo semestre de 2014 para cada grupo de consumidor industrial.

Al igual que en el caso del gas natural se realiza una estimación del precio del kWh para cada uno de los tres escenarios considerados. Se muestran a modo de ejemplo las gráficas correspondientes a los grupos IA e IG.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL GRUPO IA

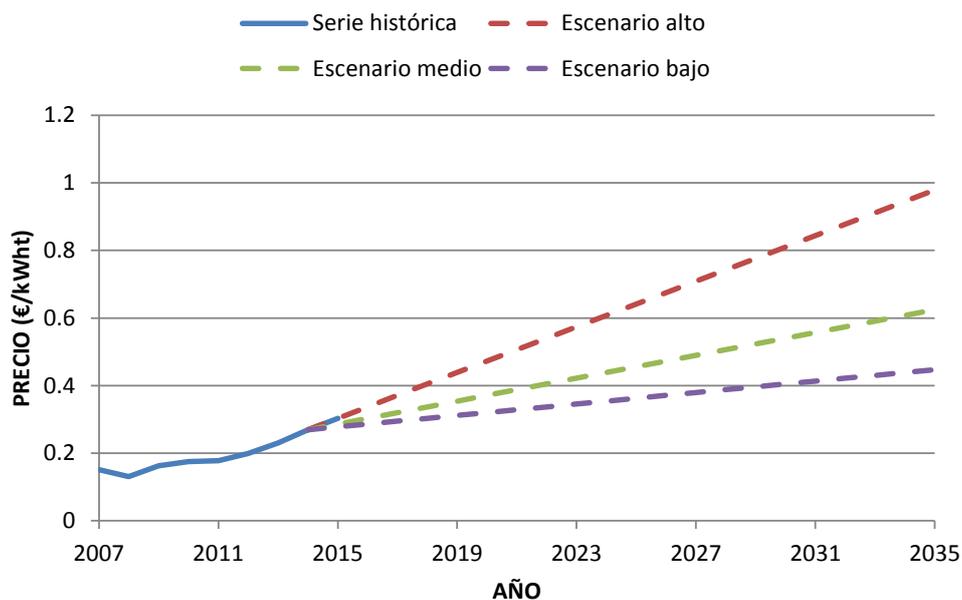


Figura 6. 40. Evolución y estimación del precio de la electricidad desde 2007 hasta 2035, Grupo IA.

Consumidor industrial I6

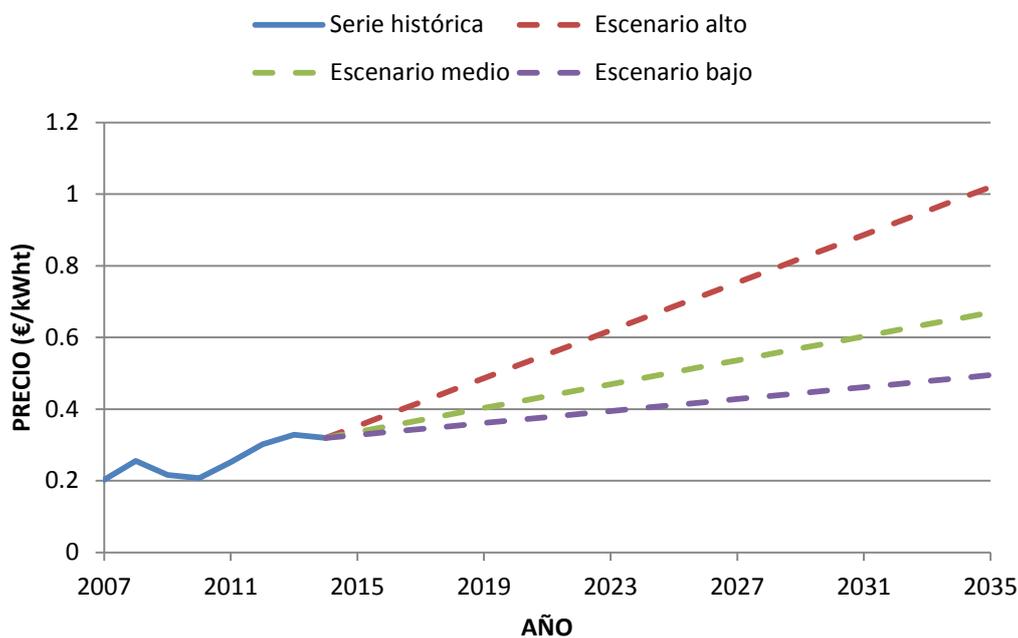


Figura 6. 41. Evolución y estimación del precio de la electricidad desde 2007 hasta 2035, Grupo IG.

En la siguiente tabla se expone numéricamente la previsión del precio del kWh en los años 2025 y 2035 para cada tipo de usuario industrial y para cada escenario considerado.

Consumidor Industrial	ESCENARIO	Precio del kWh (€)		
		2015	2025	2035
Grupo IA	Alto	0.3034	0.6413	0.9792
	Medio	0.2865	0.4555	0.6244
	Bajo	0.2781	0.3626	0.4470
Grupo IB	Alto	0.1614	0.2746	0.3877
	Medio	0.1558	0.2123	0.2689
	Bajo	0.1529	0.1812	0.2095
Grupo IC	Alto	0.1215	0.1888	0.2561
	Medio	0.1181	0.1518	0.1854
	Bajo	0.1164	0.1333	0.1501
Grupo ID	Alto	0.1038	0.1579	0.2121
	Medio	0.1011	0.1281	0.1552
	Bajo	0.0997	0.1132	0.1268
Grupo IE	Alto	0.0801	0.1109	0.1418
	Medio	0.0785	0.0940	0.1094
	Bajo	0.0778	0.0855	0.0932
Grupo IF	Alto	0.0760	0.1276	0.1792
	Medio	0.0734	0.0992	0.1250
	Bajo	0.0721	0.085	0.0979
Grupo IG	Alto	0.0633	0.1168	0.1702
	Medio	0.0607	0.0874	0.1141
	Bajo	0.0593	0.0727	0.0861

Tabla 6. 25. Estimación del precio del kWh a partir de electricidad 2025-2035.

Derivados del petróleo

El precio del petróleo depende de múltiples factores entre los que destacan las decisiones políticas, estrategias de mercado de los países productores o la interacción oferta/demanda, lo que hace que tanto su precio como el de sus productos derivados presente una gran variabilidad en el tiempo. Entre los derivados del petróleo, en este estudio se van a emplear fuel oil y gasóleo C. Actualmente en España se aplican sobre los carburantes dos tipos de impuestos [46]:

- Impuesto Especial de Hidrocarburos.
- IVA (21 % desde septiembre 2012).

El primero de los impuestos mencionados es una cantidad fija establecida por litro o tonelada. El 6 de julio del año 2015 estas tasas son de 16.59€/t para el fuel oil y 87.71€/1000l para el gasóleo C.

Fuel oil

Para obtener la serie histórica de los precios del fuel oil se ha recurrido a la información proporcionada por el *Oil Bulletin* de la Comisión Europea[47] en el que se pueden encontrar los precios de dicho

combustible desde el 3 de enero del año 2005 hasta la actualidad para todos los países miembros de la Unión Europea. En la siguiente gráfica se puede comparar la evolución del precio del fuel oil en el mercado español y europeo.

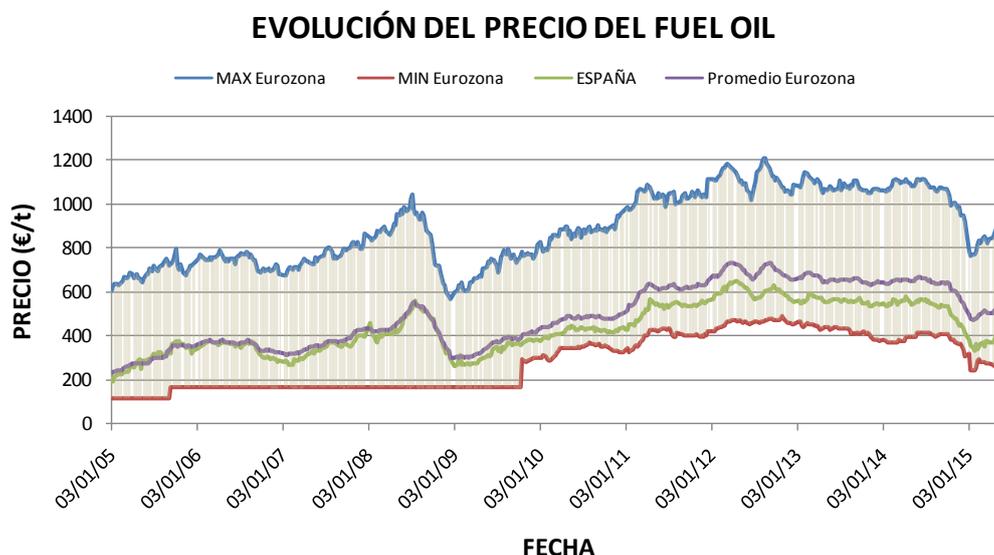


Figura 6. 42. Evolución del precio del fuel oil, 2005-2015.
Fuente: Oil Bulletin

A partir de la información recopilada se realiza una estimación acerca de cómo va a evolucionar el precio del fuel oil en los próximos 20 años, para ello se han empleado de nuevo los tres escenarios ya conocidos.

En la siguiente tabla se expone la previsión para los próximos 20 años de los precios del fuel oil por kWh_t:

	ESCENARIO	PRECIO (€/kWh _t)		
		2015	2025	2035
Fuel Oil	Alto	0,0372 ²	0.084	0.132
	Medio		0.060	0.084
	Bajo		0.049	0.060

Tabla 6. 26. Estimación del precio del fuel oil por kWh_t, 2015-2035.

Gasóleo de calefacción

Para obtener la serie histórica de los precios del gasóleo C se procede de igual forma que en el caso del fuel oil, esto es, empleando la información proporcionada por *Oil Bulletin*:

²Valor medio del fuelóleo del 1 de enero hasta el 8 de junio de 2015[47].

EVOLUCIÓN DEL PRECIO DEL GASÓLEO DE CALEFACCIÓN

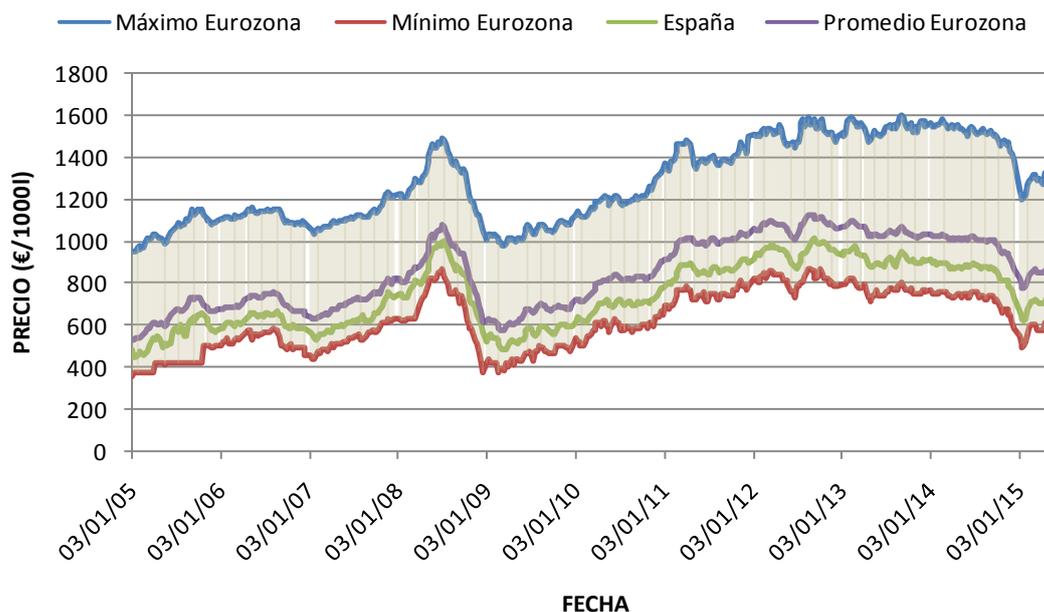


Figura 6. 43. Evolución del precio del gasóleo de calefacción, 2005-2015.

Fuente: Oil Bulletin

Según los datos obtenidos se hace una estimación del precio que va a alcanzar este producto en los próximos 20 años según los tres escenarios considerados en este estudio.

En la siguiente tabla se expone la previsión de los precios del kWh_t a partir de gasóleo C para los próximos 20 años:

	ESCENARIO	PRECIO (€/kWh _t)		
		2015	2025	2035
Gasoleo C	Alto	0.0773 ³	0.146	0.215
	Medio		0.111	0.146
	Bajo		0.094	0.111

Tabla 6. 27. Estimación del precio del gasóleo C 2015-2035.

³Valor medio del precio del gasóleo C del 1 de enero hasta el 8 de junio de 2015[47].

6.2 EVALUACIÓN DE LA ENERGÍA TÉRMICA DISPONIBLE A LA SALIDA DE LA INSTALACIÓN SOLAR

A continuación, se evalúa la energía térmica disponible a la salida de la instalación solar, es decir, en el sistema de almacenamiento de energía térmica para cada tecnología.

6.2.1 Captadores de tubo de vacío con concentrador parabólico compuesto

A continuación, se muestran las gráficas en las que se representa la distribución mensual del rendimiento de la instalación, la energía solar disponible y la energía térmica tanto a la salida del campo solar como en el sistema de almacenamiento. Ya que en el apartado 6.1.4.1 se han proporcionado los costes de este tipo de instalaciones para dos tamaños de superficie de captación, se comienza por evaluar las variables ya mencionadas para ambos casos. Se muestran a modo de ejemplo los resultados correspondientes a la localidad de Sevilla, el resto de resultados se recogen en el Anexo II.

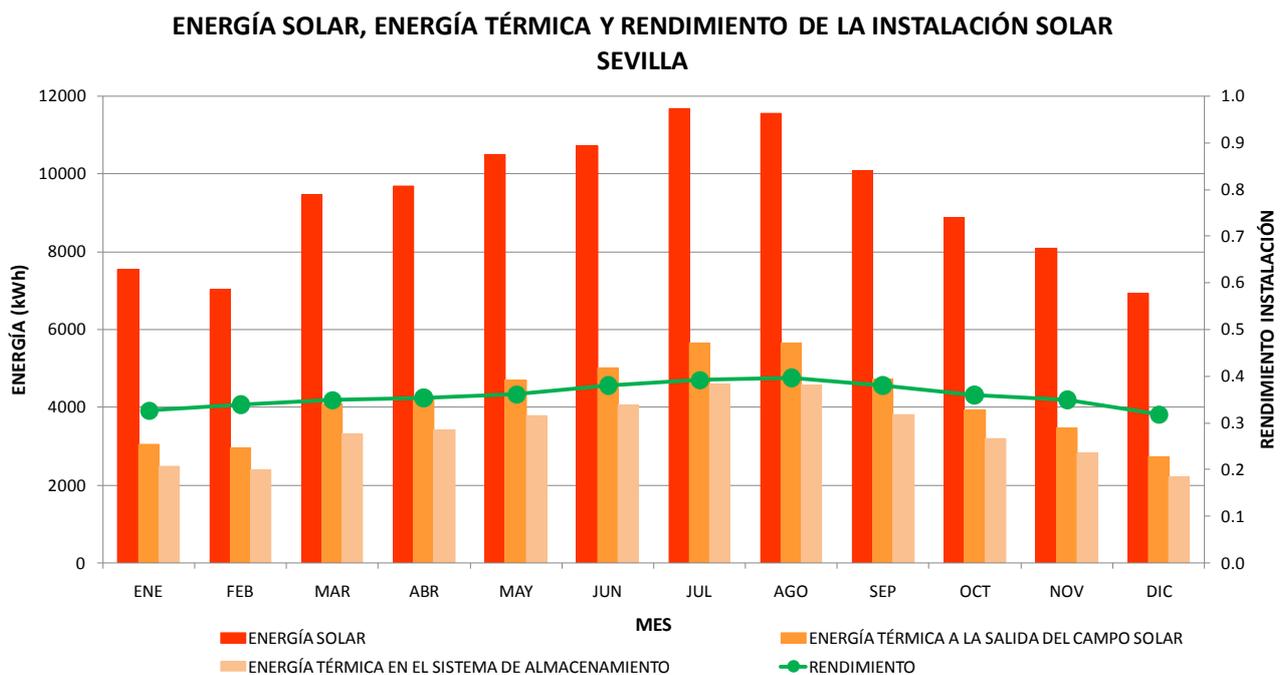


Figura 6. 44. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Sevilla. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SEVILLA

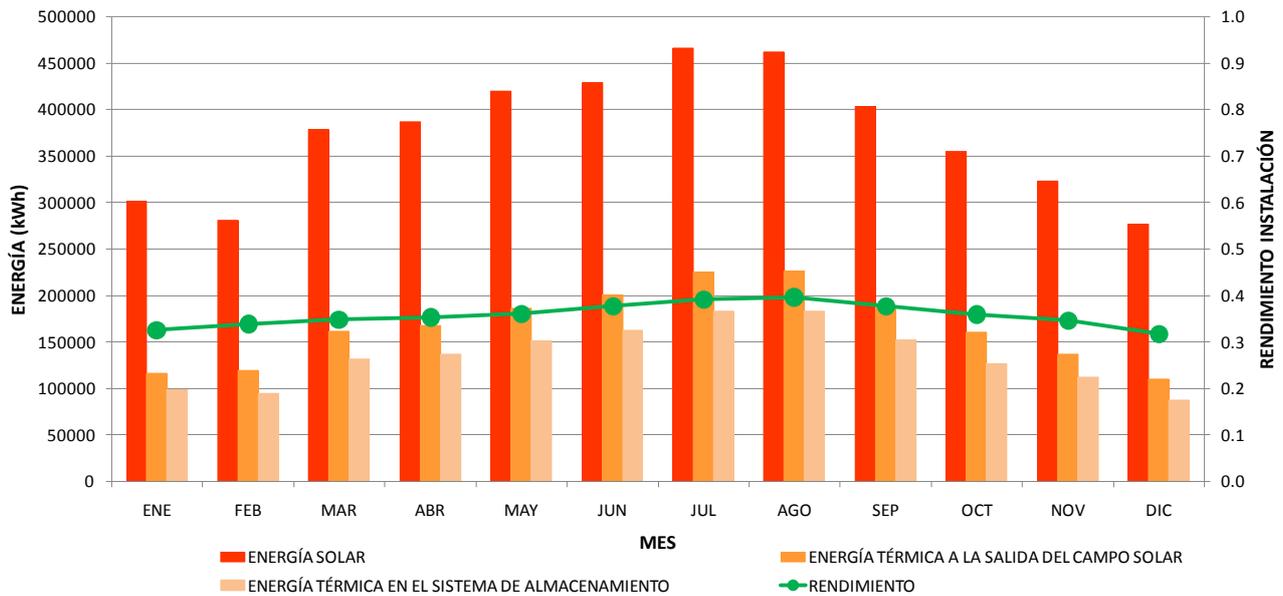


Figura 6. 45. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Sevilla. Superficie de captación 2000m². Temperatura media del captador 100°C.

Si se calcula la acumulada anual de la energía térmica disponible en el sistema de almacenamiento resulta 40.5MW al considerar una superficie de captación de 50m² y 1620MW en el caso de la superficie de captación de 2000m². Como era de esperar la energía anual disponible en el sistema de almacenamiento es directamente proporcional a la superficie de captación, o lo que es lo mismo, directamente proporcional al recurso solar. La energía térmica por unidad de superficie de captación es de 811kWh/m².

En las Figuras 6.46-6.47 se muestran resultados similares a los anteriores, teniendo en cuenta que se modifica la temperatura media del captador, tomando los valores de 125°C y 150°C. Ya que ha quedado comprobado que el parámetro que se pretende analizar no depende de la superficie de captación, se muestran únicamente las gráficas obtenidas para una superficie de captación de 50m².

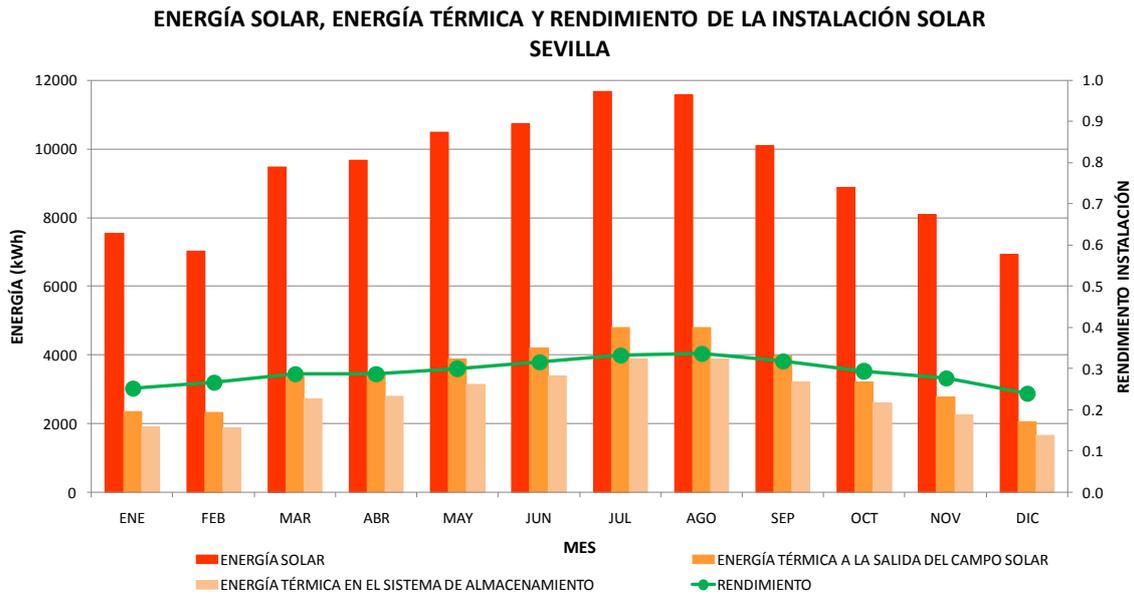


Figura 6. 46. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Sevilla. Superficie de captación de 50m². Temperatura media del captador 125°C.

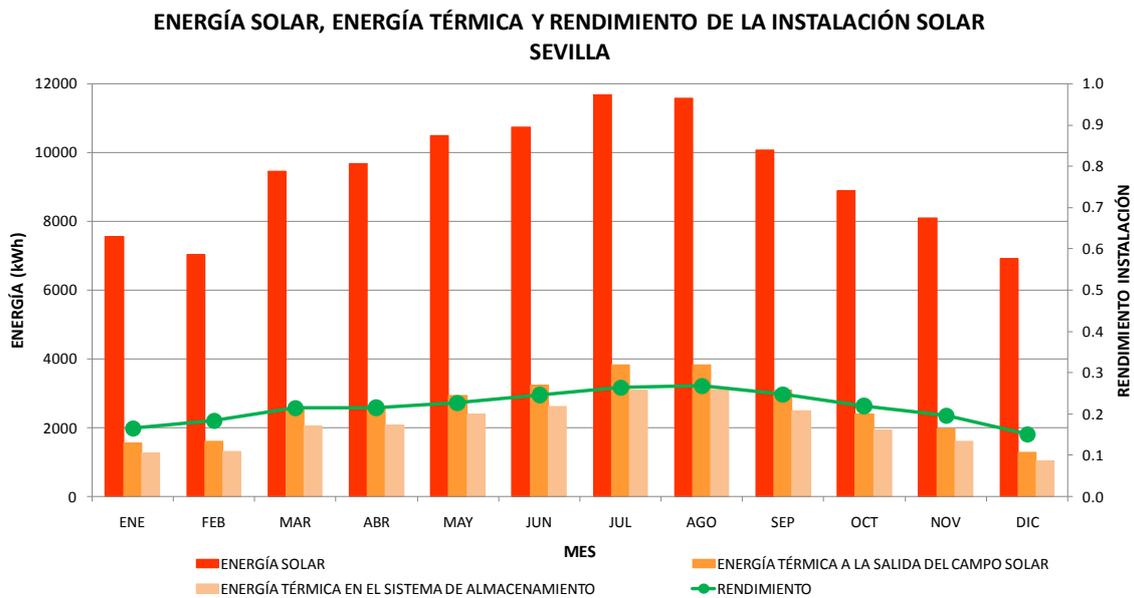


Figura 6. 47. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Sevilla. Superficie de captación de 50m². Temperatura media del captador 150°C.

En la tabla 6.28 se muestra la energía térmica disponible en el sistema de almacenamiento por unidad de superficie de captación en función de la temperatura media del captador:

EMPLAZAMIENTO	ENERGÍA TÉRMICA DISPONIBLE EN EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR SUPERFICIE DE CAPTACIÓN (kWh/m ²)		
	100°C	125°C	150°C
La Coruña	470	356	223
Vitoria	430	322	198
Barcelona	613	481	327
Valladolid	589	464	319
Salamanca	643	510	357
Teruel	683	548	392
Jaén	775	633	468
Palma de Mallorca	643	511	358
Valencia	627	498	347
Cáceres	687	552	395
Sevilla	811	667	499
Santa Cruz de Tenerife	733	594	432

Tabla 6. 28. Energía térmica disponible por unidad de superficie de captación para cada emplazamiento, captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto.

Por último en la Figura 6.50 se muestra la evolución para todos los emplazamientos de la energía térmica en el sistema de almacenamiento por unidad de superficie al modificar la temperatura media del captador.

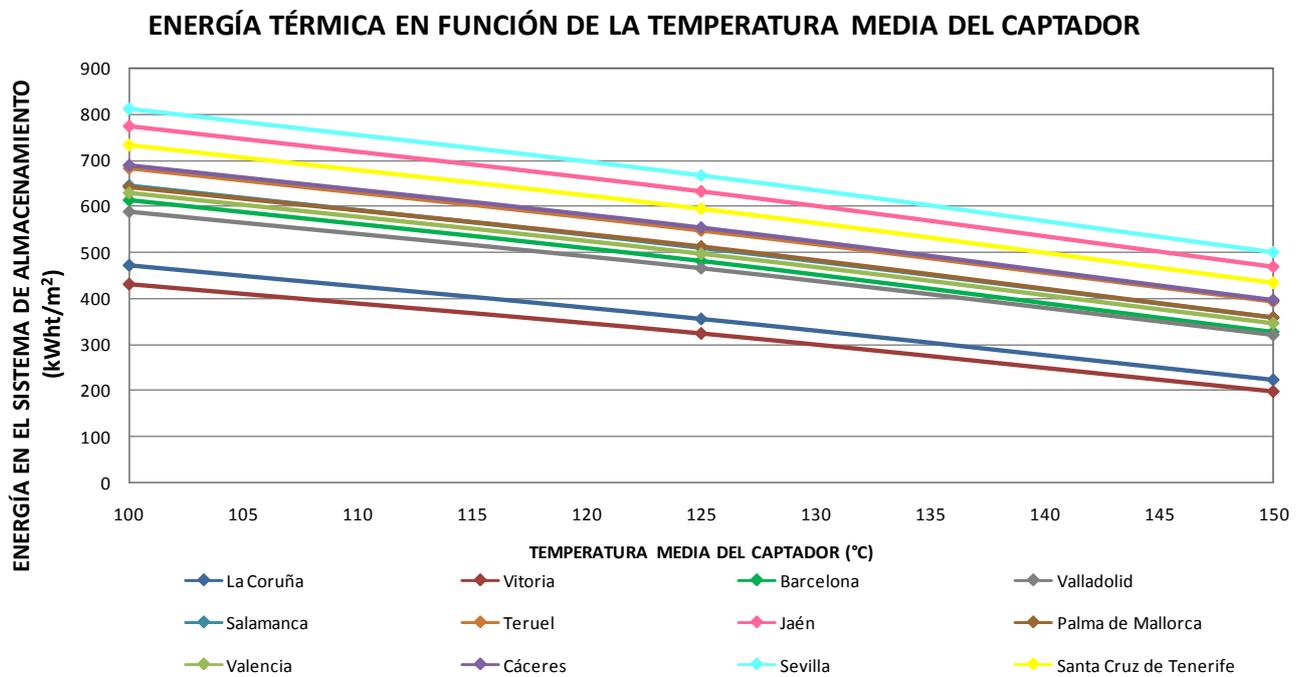


Figura 6. 48. Energía térmica en el sistema de almacenamiento por unidad de superficie de captación en función de la temperatura media del captador.

Como se puede observar en la gráfica anterior el comportamiento de los captadores de tubo de vacío presenta una tendencia similar para todos los emplazamientos, reduciéndose la energía térmica en el sistema de almacenamiento por unidad de superficie de captación a medida que se eleva la temperatura promedio del captador.

6.2.2 Concentrador lineal Fresnel

Al igual que se hizo para el caso de los captadores de tubo de vacío, se muestra la gráfica correspondiente a la localidad de Sevilla en la que se evalúa el rendimiento, energía solar y energía térmica a la salida del campo solar y en el sistema de almacenamiento. Las gráficas correspondientes al resto de emplazamientos se incluyen en el Anexo III.

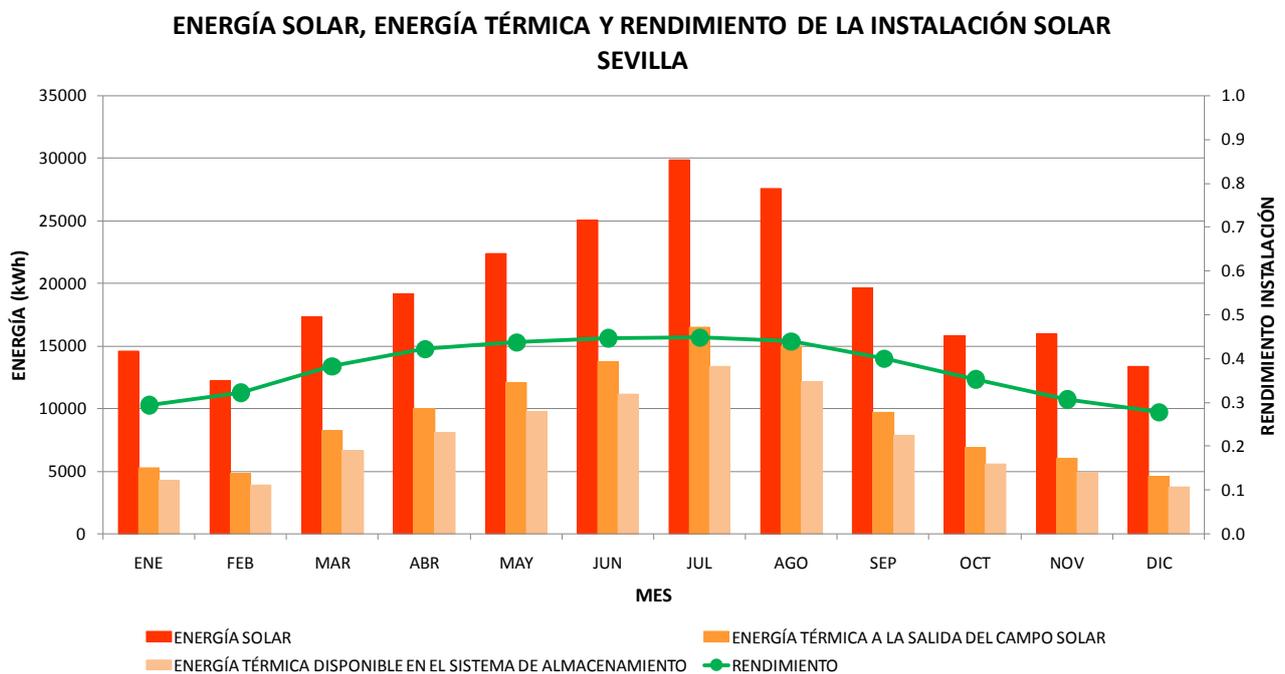


Figura 6. 49. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Sevilla, tecnología Fresnel, generación directa de vapor. Superficie de captación 100m². Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SEVILLA

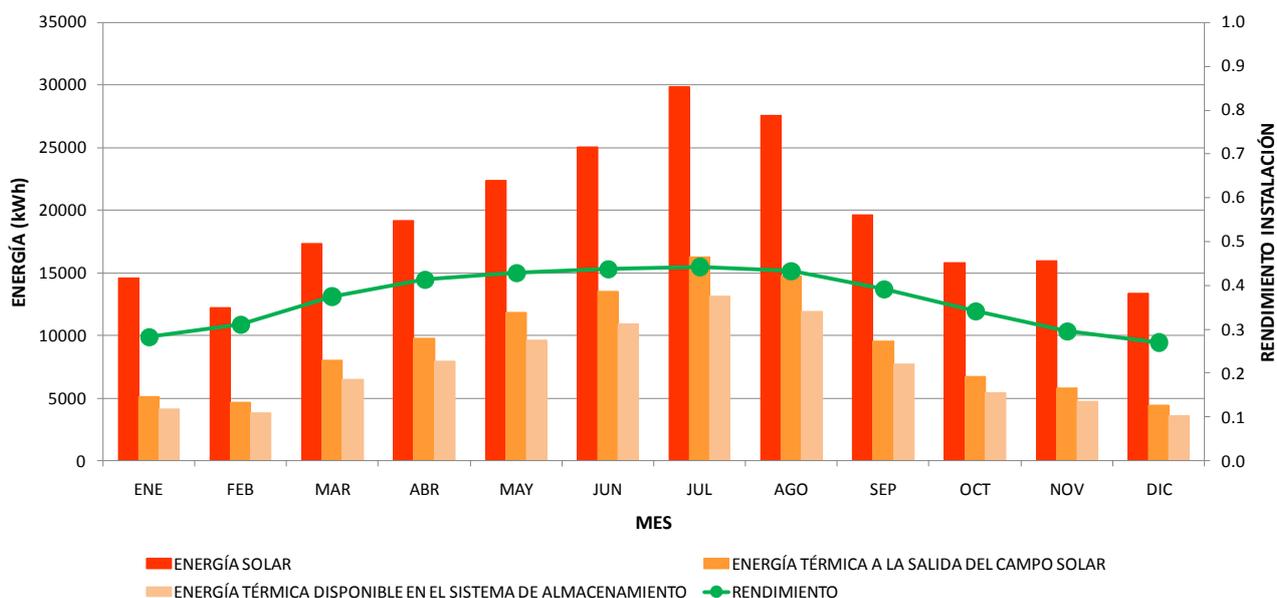


Figura 6. 50. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Sevilla, tecnología Fresnel, generación directa de vapor. Superficie de captación 100m². Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

En las siguientes tablas se muestran los principales resultados para cada uno de los emplazamientos considerados y para los dos niveles térmicos analizados.

EMPLAZAMIENTO	Energía Solar [kWh]	Energía Térmica a la salida del campo solar [kWh]	Energía térmica en el SAT [kWh]	Energía térmica en el SAT por unidad de superficie [kWh/m ²]
La Coruña	132012	58980	47774	478
Vitoria	121975	53917	43673	437
Barcelona	169406	76922	62307	623
Valladolid	177791	83398	67553	676
Salamanca	195515	91903	74442	744
Teruel	206096	98455	79748	797
Jaén	231460	110647	89624	896
Palma de Mallorca	172886	80247	65000	650
Valencia	167453	76768	62182	622
Cáceres	201245	96111	77850	779
Sevilla	232829	112750	91328	913
Santa Cruz de Tenerife	184609	90091	72974	730

Tabla 6. 29. Resultados tecnología Fresnel, GDV. Superficie de captación 100m². Temperatura media del captador 170°C.

EMPLAZAMIENTO	Energía Solar [kWh]	Energía Térmica a la salida del campo solar [kWh]	Energía térmica en el SAT [kWh]	Energía térmica en el SAT por unidad de superficie de superficie [kWh/m ²]
La Coruña	132012	57429	46517	465
Vitoria	121975	52633	42633	426
Barcelona	169406	74948	60708	607
Valladolid	177791	81521	66032	660
Salamanca	195515	89893	72814	728
Teruel	206096	96333	78030	780
Jaén	231460	108270	87699	877
Palma de Mallorca	172886	78226	63363	634
Valencia	167453	74813	60599	606
Cáceres	201245	94036	76169	762
Sevilla	232829	110273	89321	893
Santa Cruz de Tenerife	184609	87964	71251	713

Tabla 6. 30. Resultados tecnología Fresnel, GDV. Superficie de captación 100m². Temperatura media del captador 220°C.

ENERGÍA TÉRMICA DISPONIBLE EN EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR UNIDAD DE SUPERFICIE DE CAMPO SOLAR - FRESNEL

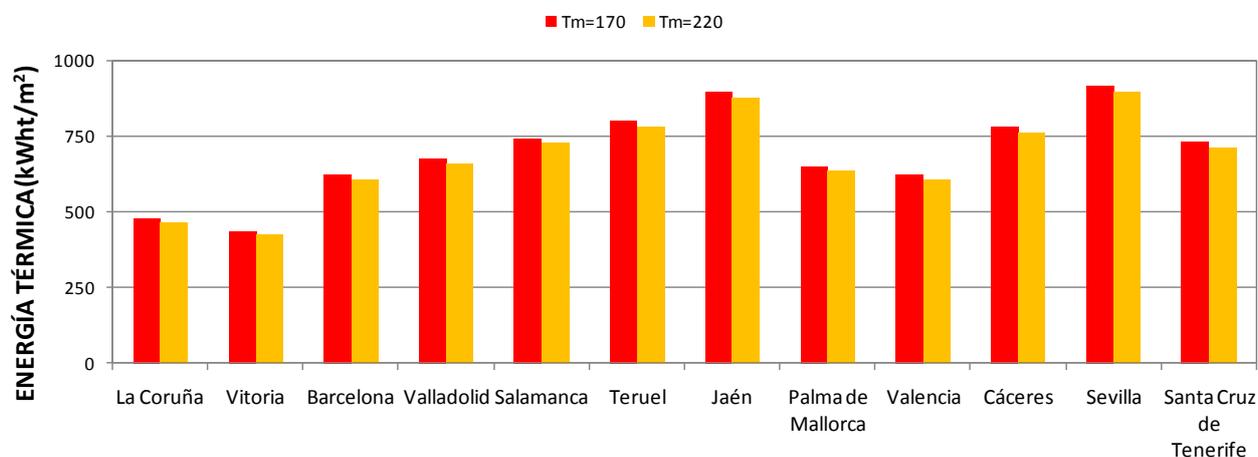


Figura 6. 51. Energía térmica disponible en el sistema de almacenamiento por unidad de superficie.

6.2.3 Canal parabólico

Al igual que en los casos anteriores, se muestra la evolución mensual del rendimiento, energía solar y energía térmica tanto a la salida del campo solar como en el sistema de almacenamiento de energía térmica para la tecnología de canal parabólico en la localidad de Sevilla, el resto de resultados se encuentran en el Anexo IV.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SEVILLA

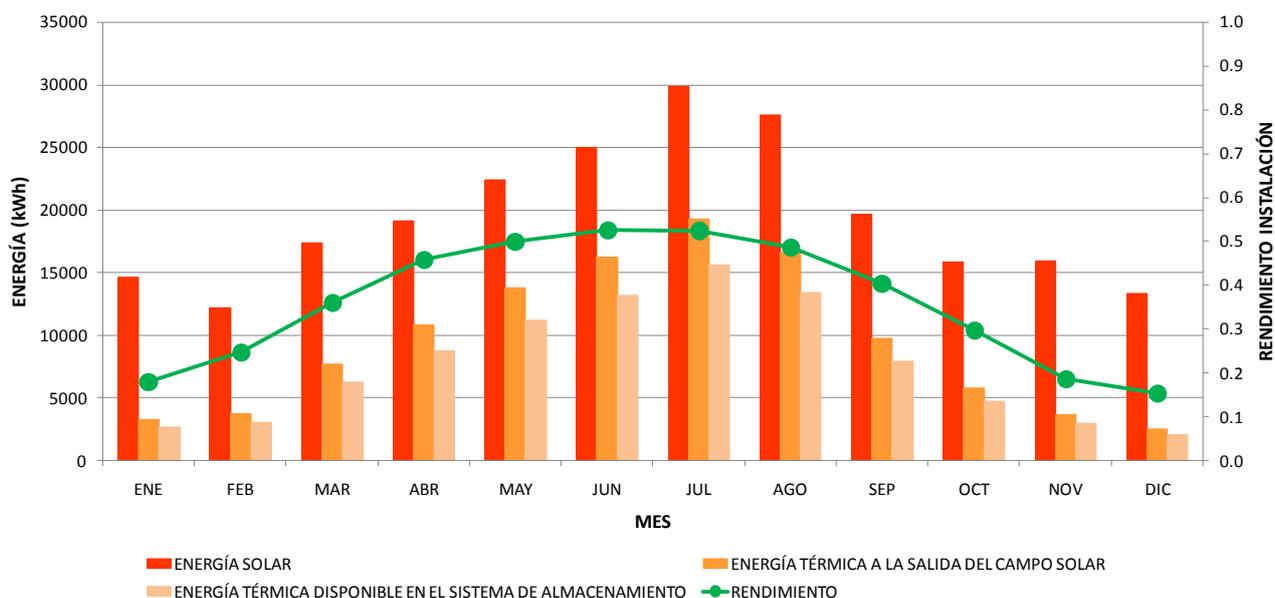


Figura 6. 52. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Sevilla, canal parabólico, superficie de captación 100m².

A continuación, se muestra la tabla resumen en la que se recogen los principales resultados, se representan en la Figura 6.55:

EMPLAZAMIENTO	Energía Solar [kWh]	Energía Térmica a la salida del campo solar [kWh]	Energía térmica en el SAT [kWh]	Energía térmica en el SAT por unidad de superficie [kWh/m ²]
La Coruña	132012	61281	49,638	496
Vitoria	121975	57559	46,623	466
Barcelona	169406	77970	63,156	632
Valladolid	177791	85900	69,579	696
Salamanca	195515	93439	75,685	757
Teruel	206096	97869	79,274	793
Jaén	231460	107302	86,915	869
Palma de Mallorca	172886	83381	67,539	675
Valencia	167453	77568	62,830	628
Cáceres	201245	98055	79,425	794
Sevilla	232829	113347	91,811	918
Santa Cruz de Tenerife	184609	103113	83,521	835

Tabla 6. 31. Resultados canal parabólico. Superficie de captación 100m².

ENERGÍA TÉRMICA DISPONIBLE EN EL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO POR UNIDAD DE SUPERFICIE DE CAMPO SOLAR - CANAL PARABÓLICO

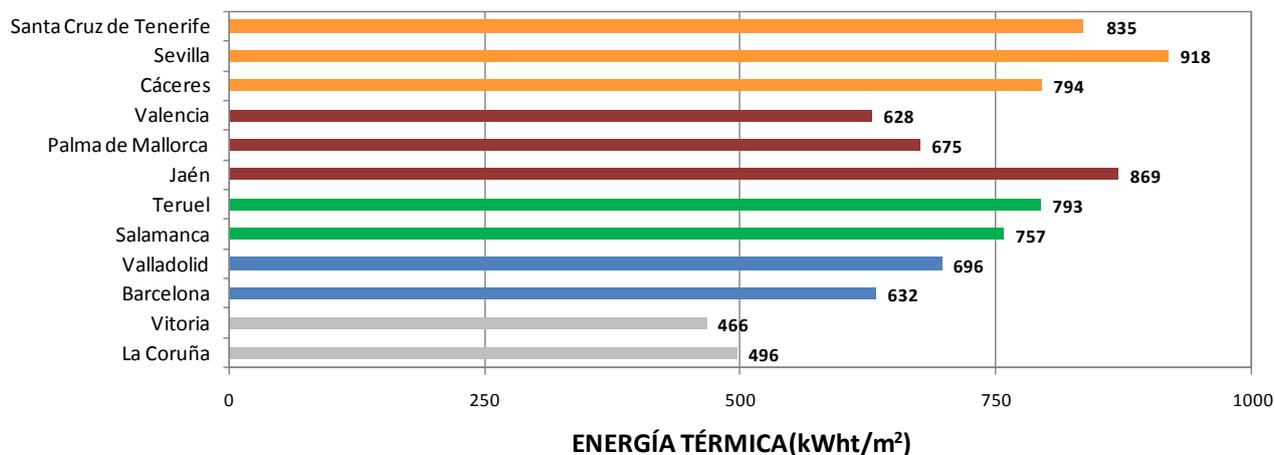


Figura 6. 53. Energía térmica disponible en el sistema de almacenamiento por unidad de superficie de captación, canal parabólico.

6.3 ANÁLISIS ECONÓMICO

El objetivo de este apartado es obtener los parámetros que permitan comparar claramente el coste asociado a la generación de energía térmica empleando una instalación solar de nueva construcción (para cualquiera de las tecnologías solares consideradas) con una instalación convencional ya existente. El parámetro más representativo y que permite realizar esta comparación es el coste por unidad de energía térmica, es decir, €/kWh. Para obtener los resultados que se muestran en las Tablas 6.32 a 6.45 se han establecido las siguientes hipótesis:

- * Se analiza un intervalo de tiempo de 10 años, periodo de amortización de la instalación.
- * En todos los casos se comparan los costes actualizados al año de referencia, 2015.
- * Se toma una tasa de actualización del 3%.
- * No se incluyen costes de reposición de los equipos durante el periodo de 10 años que se analiza.
- * No se han tenido en cuenta otros beneficios fiscales que tengan como objetivo incentivar el uso de las energías renovables como por ejemplo, reducción de IBI.
- * No se han considerado los efectos impositivos que pudieran derivarse de recibir subvenciones por parte de las empresas usuarias de las instalaciones.
- * Se ha despreciado la posible disminución de rendimiento de las instalaciones solares (efecto de degeneración) a lo largo de los 10 años analizados.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 50m². TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 100°C.

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
					APROVECHAMIENTO			100	75	50			
					(€)	(€/año)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	11375	284	13801	23500	235000	176250	117500	5.9	7.8	11.7	Gas Natural - Grupo I1		
	16250	406	19715					8.4	11.2	16.8			
	21125	528	25630					10.9	14.5	21.8			
Vitoria	11375	284	13801	21500	215000	161250	107500	6.4	8.6	12.8	ESCENARIO	Alto	7.5
	16250	406	19715					9.2	12.2	18.3		Medio	6.0
	21125	528	25630					11.9	15.9	23.8		Bajo	5.2
Barcelona	11375	284	13801	30650	306500	229875	153250	4.5	6.0	9.0	Gas Natural - Grupo I6		
	16250	406	19715					6.4	8.6	12.9			
	21125	528	25630					8.4	11.1	16.7			
Valladolid	11375	284	13801	29450	294500	220875	147250	4.7	6.2	9.4	ESCENARIO	Alto	4.4
	16250	406	19715					6.7	8.9	13.4		Medio	3.5
	21125	528	25630					8.7	11.6	17.4		Bajo	3.1
Salamanca	11375	284	13801	32150	321500	241125	160750	4.3	5.7	8.6	Electricidad - Grupo IA		
	16250	406	19715					6.1	8.2	12.3			
	21125	528	25630					8.0	10.6	15.9			
Teruel	11375	284	13801	34150	341500	256125	170750	4.0	5.4	8.1	ESCENARIO	Alto	41.0
	16250	406	19715					5.8	7.7	11.5		Medio	32.0
	21125	528	25630					7.5	10.0	15.0		Bajo	27.5
Jaén	11375	284	13801	38750	387500	290625	193750	3.6	4.7	7.1	Electricidad - Grupo IG		
	16250	406	19715					5.1	6.8	10.2			
	21125	528	25630					6.6	8.8	13.2			
Palma de Mallorca	11375	284	13801	32150	321500	241125	160750	4.3	5.7	8.6	ESCENARIO	Alto	7.8
	16250	406	19715					6.1	8.2	12.3		Medio	6.4
	21125	528	25630					8.0	10.6	15.9		Bajo	5.7
Valencia	11375	284	13801	31350	313500	235125	156750	4.4	5.9	8.8	Gasóleo C		
	16250	406	19715					6.3	8.4	12.6			
	21125	528	25630					8.2	10.9	16.4			
Cáceres	11375	284	13801	34350	343500	257625	171750	4.0	5.4	8.0	ESCENARIO	Alto	9.6
	16250	406	19715					5.7	7.7	11.5		Medio	8.1
	21125	528	25630					7.5	9.9	14.9		Bajo	7.3
Sevilla	11375	284	13801	40550	405500	304125	202750	3.4	4.5	6.8	Fuel oil		
	16250	406	19715					4.9	6.5	9.7			
	21125	528	25630					6.3	8.4	12.6			
Santa Cruz de Tenerife	11375	284	13801	36650	366500	274875	183250	3.8	5.0	7.5	ESCENARIO	Alto	5.3
	16250	406	19715					5.4	7.2	10.8		Medio	4.2
	21125	528	25630					7.0	9.3	14.0		Bajo	3.7

Tabla 6. 32. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C. 10 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 50m2. TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 125°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
					APROVECHAMIENTO			100	75	50			
					(€)	(€/año)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	11375	284	13801	17800	178000	133500	89000	7.8	10.3	15.5	Gas Natural - Grupo I1		
	16250	406	19715					11.1	14.8	22.2			
	21125	528	25630					14.4	19.2	28.8			
Vitoria	11375	284	13801	16100	161000	120750	80500	8.6	11.4	17.1	ESCENARIO	Alto	7.5
	16250	406	19715					12.2	16.3	24.5		Medio	6.0
	21125	528	25630					15.9	21.2	31.8		Bajo	5.2
Barcelona	11375	284	13801	24050	240500	180375	120250	5.7	7.7	11.5	Gas Natural - Grupo I6		
	16250	406	19715					8.2	10.9	16.4			
	21125	528	25630					10.7	14.2	21.3			
Valladolid	11375	284	13801	23200	232000	174000	116000	5.9	7.9	11.9	ESCENARIO	Alto	4.4
	16250	406	19715					8.5	11.3	17.0		Medio	3.5
	21125	528	25630					11.0	14.7	22.1		Bajo	3.1
Salamanca	11375	284	13801	25500	255000	191250	127500	5.4	7.2	10.8	Electricidad - Grupo IA		
	16250	406	19715					7.7	10.3	15.5			
	21125	528	25630					10.1	13.4	20.1			
Teruel	11375	284	13801	27400	274000	205500	137000	5.0	6.7	10.1	ESCENARIO	Alto	41.0
	16250	406	19715					7.2	9.6	14.4		Medio	32.0
	21125	528	25630					9.4	12.5	18.7		Bajo	27.5
Jaén	11375	284	13801	31650	316500	237375	158250	4.4	5.8	8.7	Electricidad - Grupo IG		
	16250	406	19715					6.2	8.3	12.5			
	21125	528	25630					8.1	10.8	16.2			
Palma de Mallorca	11375	284	13801	25550	255500	191625	127750	5.4	7.2	10.8	ESCENARIO	Alto	7.8
	16250	406	19715					7.7	10.3	15.4		Medio	6.4
	21125	528	25630					10.0	13.4	20.1		Bajo	5.7
Valencia	11375	284	13801	24900	249000	186750	124500	5.5	7.4	11.1	Gasóleo C		
	16250	406	19715					7.9	10.6	15.8			
	21125	528	25630					10.3	13.7	20.6			
Cáceres	11375	284	13801	27600	276000	207000	138000	5.0	6.7	10.0	ESCENARIO	Alto	9.6
	16250	406	19715					7.1	9.5	14.3		Medio	8.1
	21125	528	25630					9.3	12.4	18.6		Bajo	7.3
Sevilla	11375	284	13801	33350	333500	250125	166750	4.1	5.5	8.3	Fuel oil		
	16250	406	19715					5.9	7.9	11.8			
	21125	528	25630					7.7	10.2	15.4			
Santa Cruz de Tenerife	11375	284	13801	29700	297000	222750	148500	4.6	6.2	9.3	ESCENARIO	Alto	5.3
	16250	406	19715					6.6	8.9	13.3		Medio	4.2
	21125	528	25630					8.6	11.5	17.3		Bajo	3.7

Tabla 6. 33. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 50m2. Temperatura media del captador 125°C. 10 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 50m2. TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 150°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
					APROVECHAMIENTO			100	75	50			
					(€)	(€/año)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	11375	284	13801	11150	111500	83625	55750	12.4	16.5	24.8	Gas Natural - Grupo I1		
	16250	406	19715					17.7	23.6	35.4			
	21125	528	25630					23.0	30.6	46.0			
Vitoria	11375	284	13801	9900	99000	74250	49500	13.9	18.6	27.9	ESCENARIO	Alto	7.5
	16250	406	19715					19.9	26.6	39.8		Medio	6.0
	21125	528	25630					25.9	34.5	51.8		Bajo	5.2
Barcelona	11375	284	13801	16350	163500	122625	81750	8.4	11.3	16.9	Gas Natural - Grupo I6		
	16250	406	19715					12.1	16.1	24.1			
	21125	528	25630					15.7	20.9	31.4			
Valladolid	11375	284	13801	15950	159500	119625	79750	8.7	11.5	17.3	ESCENARIO	Alto	4.4
	16250	406	19715					12.4	16.5	24.7		Medio	3.5
	21125	528	25630					16.1	21.4	32.1		Bajo	3.1
Salamanca	11375	284	13801	17850	178500	133875	89250	7.7	10.3	15.5	Electricidad - Grupo IA		
	16250	406	19715					11.0	14.7	22.1			
	21125	528	25630					14.4	19.1	28.7			
Teruel	11375	284	13801	19600	196000	147000	98000	7.0	9.4	14.1	ESCENARIO	Alto	41.0
	16250	406	19715					10.1	13.4	20.1		Medio	32.0
	21125	528	25630					13.1	17.4	26.2		Bajo	27.5
Jaén	11375	284	13801	23400	234000	175500	117000	5.9	7.9	11.8	Electricidad - Grupo IG		
	16250	406	19715					8.4	11.2	16.9			
	21125	528	25630					11.0	14.6	21.9			
Palma de Mallorca	11375	284	13801	17900	179000	134250	89500	7.7	10.3	15.4	ESCENARIO	Alto	7.8
	16250	406	19715					11.0	14.7	22.0		Medio	6.4
	21125	528	25630					14.3	19.1	28.6		Bajo	5.7
Valencia	11375	284	13801	17350	173500	130125	86750	8.0	10.6	15.9	Gasóleo C		
	16250	406	19715					11.4	15.2	22.7			
	21125	528	25630					14.8	19.7	29.5			
Cáceres	11375	284	13801	19750	197500	148125	98750	7.0	9.3	14.0	ESCENARIO	Alto	9.6
	16250	406	19715					10.0	13.3	20.0		Medio	8.1
	21125	528	25630					13.0	17.3	26.0		Bajo	7.3
Sevilla	11375	284	13801	24950	249500	187125	124750	5.5	7.4	11.1	Fuel oil		
	16250	406	19715					7.9	10.5	15.8			
	21125	528	25630					10.3	13.7	20.5			
Santa Cruz de Tenerife	11375	284	13801	21600	216000	162000	108000	6.4	8.5	12.8	ESCENARIO	Alto	5.3
	16250	406	19715					9.1	12.2	18.3		Medio	4.2
	21125	528	25630					11.9	15.8	23.7		Bajo	3.7

Tabla 6. 34. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 50m2. Temperatura media del captador 150°C. 10 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 2000m². TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 100°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWht)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWht)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWht)		
					APROVECHAMIENTO			100	75	50			
					(€)	(€/año)	(€)	(kWht/año)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	315000	4725	355305	940000	9400000	7050000	4700000	3.8	5.0	7.6	Gas Natural - Grupo I1		
	450000	6750	507579					5.4	7.2	10.8			
	585000	8775	659853					7.0	9.4	14.0			
Vitoria	315000	4725	355305	860000	8600000	6450000	4300000	4.1	5.5	8.3	ESCENARIO	Alto	7.5
	450000	6750	507579					5.9	7.9	11.8		Medio	6.0
	585000	8775	659853					7.7	10.2	15.3		Bajo	5.2
Barcelona	315000	4725	355305	1226000	12260000	9195000	6130000	2.9	3.9	5.8	Gas Natural - Grupo I6		
	450000	6750	507579					4.1	5.5	8.3			
	585000	8775	659853					5.4	7.2	10.8			
Valladolid	315000	4725	355305	1178000	11780000	8835000	5890000	3.0	4.0	6.0	ESCENARIO	Alto	4.4
	450000	6750	507579					4.3	5.7	8.6		Medio	3.5
	585000	8775	659853					5.6	7.5	11.2		Bajo	3.1
Salamanca	315000	4725	355305	1286000	12860000	9645000	6430000	2.8	3.7	5.5	Electricidad - Grupo IA		
	450000	6750	507579					3.9	5.3	7.9			
	585000	8775	659853					5.1	6.8	10.3			
Teruel	315000	4725	355305	1366000	13660000	10245000	6830000	2.6	3.5	5.2	ESCENARIO	Alto	41.0
	450000	6750	507579					3.7	5.0	7.4		Medio	32.0
	585000	8775	659853					4.8	6.4	9.7		Bajo	27.5
Jaén	315000	4725	355305	1550000	15500000	11625000	7750000	2.3	3.1	4.6	Electricidad - Grupo IG		
	450000	6750	507579					3.3	4.4	6.5			
	585000	8775	659853					4.3	5.7	8.5			
Palma de Mallorca	315000	4725	355305	1286000	12860000	9645000	6430000	2.8	3.7	5.5	ESCENARIO	Alto	7.8
	450000	6750	507579					3.9	5.3	7.9		Medio	6.4
	585000	8775	659853					5.1	6.8	10.3		Bajo	5.7
Valencia	315000	4725	355305	1254000	12540000	9405000	6270000	2.8	3.8	5.7	Gasóleo C		
	450000	6750	507579					4.0	5.4	8.1			
	585000	8775	659853					5.3	7.0	10.5			
Cáceres	315000	4725	355305	1374000	13740000	10305000	6870000	2.6	3.4	5.2	ESCENARIO	Alto	9.6
	450000	6750	507579					3.7	4.9	7.4		Medio	8.1
	585000	8775	659853					4.8	6.4	9.6		Bajo	7.3
Sevilla	315000	4725	355305	1622000	16220000	12165000	8110000	2.2	2.9	4.4	Fuel oil		
	450000	6750	507579					3.1	4.2	6.3			
	585000	8775	659853					4.1	5.4	8.1			
Santa Cruz de Tenerife	315000	4725	355305	1466000	14660000	10995000	7330000	2.4	3.2	4.8	ESCENARIO	Alto	5.3
	450000	6750	507579					3.5	4.6	6.9		Medio	4.2
	585000	8775	659853					4.5	6.0	9.0		Bajo	3.7

Tabla 6. 35. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 2000m². Temperatura media del captador 100°C. 10 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 2000m². TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 125°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWht)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWht)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWht)		
					APROVECHAMIENTO			APROVECHAMIENTO					
					(€)	(€/año)	(€)	(kWht/año)	100 (%)	75 (%)	50 (%)	100 (%)	75 (%)
La Coruña	315000	4725	355305	712000	7120000	5340000	3560000	5.0	6.7	10.0	Gas Natural - Grupo I1		
	450000	6750	507579					7.1	9.5	14.3			
	585000	8775	659853					9.3	12.4	18.5			
Vitoria	315000	4725	355305	644000	6440000	4830000	3220000	5.5	7.4	11.0	ESCENARIO	Alto	7.5
	450000	6750	507579					7.9	10.5	15.8		Medio	6.0
	585000	8775	659853					10.2	13.7	20.5		Bajo	5.2
Barcelona	315000	4725	355305	962000	9620000	7215000	4810000	3.7	4.9	7.4	Gas Natural - Grupo I6		
	450000	6750	507579					5.3	7.0	10.6			
	585000	8775	659853					6.9	9.1	13.7			
Valladolid	315000	4725	355305	928000	9280000	6960000	4640000	3.8	5.1	7.7	ESCENARIO	Alto	4.4
	450000	6750	507579					5.5	7.3	10.9		Medio	3.5
	585000	8775	659853					7.1	9.5	14.2		Bajo	3.1
Salamanca	315000	4725	355305	1020000	10200000	7650000	5100000	3.5	4.6	7.0	Electricidad - Grupo IA		
	450000	6750	507579					5.0	6.6	10.0			
	585000	8775	659853					6.5	8.6	12.9			
Teruel	315000	4725	355305	1096000	10960000	8220000	5480000	3.2	4.3	6.5	ESCENARIO	Alto	41.0
	450000	6750	507579					4.6	6.2	9.3		Medio	32.0
	585000	8775	659853					6.0	8.0	12.0		Bajo	27.5
Jaén	315000	4725	355305	1266000	12660000	9495000	6330000	2.8	3.7	5.6	Electricidad - Grupo IG		
	450000	6750	507579					4.0	5.3	8.0			
	585000	8775	659853					5.2	6.9	10.4			
Palma de Mallorca	315000	4725	355305	1022000	10220000	7665000	5110000	3.5	4.6	7.0	ESCENARIO	Alto	7.8
	450000	6750	507579					5.0	6.6	9.9		Medio	6.4
	585000	8775	659853					6.5	8.6	12.9		Bajo	5.7
Valencia	315000	4725	355305	996000	9960000	7470000	4980000	3.6	4.8	7.1	Gasóleo C		
	450000	6750	507579					5.1	6.8	10.2			
	585000	8775	659853					6.6	8.8	13.3			
Cáceres	315000	4725	355305	1104000	11040000	8280000	5520000	3.2	4.3	6.4	ESCENARIO	Alto	9.6
	450000	6750	507579					4.6	6.1	9.2		Medio	8.1
	585000	8775	659853					6.0	8.0	12.0		Bajo	7.3
Sevilla	315000	4725	355305	1334000	13340000	10005000	6670000	2.7	3.6	5.3	Fuel oil		
	450000	6750	507579					3.8	5.1	7.6			
	585000	8775	659853					4.9	6.6	9.9			
Santa Cruz de Tenerife	315000	4725	355305	1188000	11880000	8910000	5940000	3.0	4.0	6.0	ESCENARIO	Alto	5.3
	450000	6750	507579					4.3	5.7	8.5		Medio	4.2
	585000	8775	659853					5.6	7.4	11.1		Bajo	3.7

Tabla 6. 36. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 2000m². Temperatura media del captador 125°C. 10 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 2000m2. TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 150°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN (€)	COSTE O&M (€/año)	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL (€)	PRODUCCIÓN ANUAL (kWh/año)	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
					100	75	50	100	75	50			
					(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)		
La Coruña	315000	4725	355305	446000	4460000	3345000	2230000	8.0	10.6	15.9	Gas Natural - Grupo I1		
	450000	6750	507579					11.4	15.2	22.8			
	585000	8775	659853					14.8	19.7	29.6			
Vitoria	315000	4725	355305	396000	3960000	2970000	1980000	9.0	12.0	17.9	ESCENARIO	Alto	7.5
	450000	6750	507579					12.8	17.1	25.6		Medio	6.0
	585000	8775	659853					16.7	22.2	33.3		Bajo	5.2
Barcelona	315000	4725	355305	654000	6540000	4905000	3270000	5.4	7.2	10.9	Gas Natural - Grupo I6		
	450000	6750	507579					7.8	10.3	15.5			
	585000	8775	659853					10.1	13.5	20.2			
Valladolid	315000	4725	355305	638000	6380000	4785000	3190000	5.6	7.4	11.1	ESCENARIO	Alto	4.4
	450000	6750	507579					8.0	10.6	15.9		Medio	3.5
	585000	8775	659853					10.3	13.8	20.7		Bajo	3.1
Salamanca	315000	4725	355305	714000	7140000	5355000	3570000	5.0	6.6	10.0	Electricidad - Grupo IA		
	450000	6750	507579					7.1	9.5	14.2			
	585000	8775	659853					9.2	12.3	18.5			
Teruel	315000	4725	355305	784000	7840000	5880000	3920000	4.5	6.0	9.1	ESCENARIO	Alto	41.0
	450000	6750	507579					6.5	8.6	12.9		Medio	32.0
	585000	8775	659853					8.4	11.2	16.8		Bajo	27.5
Jaén	315000	4725	355305	936000	9360000	7020000	4680000	3.8	5.1	7.6	Electricidad - Grupo IG		
	450000	6750	507579					5.4	7.2	10.8			
	585000	8775	659853					7.0	9.4	14.1			
Palma de Mallorca	315000	4725	355305	716000	7160000	5370000	3580000	5.0	6.6	9.9	ESCENARIO	Alto	7.8
	450000	6750	507579					7.1	9.5	14.2		Medio	6.4
	585000	8775	659853					9.2	12.3	18.4		Bajo	5.7
Valencia	315000	4725	355305	694000	6940000	5205000	3470000	5.1	6.8	10.2	Gasóleo C		
	450000	6750	507579					7.3	9.8	14.6			
	585000	8775	659853					9.5	12.7	19.0			
Cáceres	315000	4725	355305	790000	7900000	5925000	3950000	4.5	6.0	9.0	ESCENARIO	Alto	9.6
	450000	6750	507579					6.4	8.6	12.9		Medio	8.1
	585000	8775	659853					8.4	11.1	16.7		Bajo	7.3
Sevilla	315000	4725	355305	998000	9980000	7485000	4990000	3.6	4.7	7.1	Fuel oil		
	450000	6750	507579					5.1	6.8	10.2			
	585000	8775	659853					6.6	8.8	13.2			
Santa Cruz de Tenerife	315000	4725	355305	864000	8640000	6480000	4320000	4.1	5.5	8.2	ESCENARIO	Alto	5.3
	450000	6750	507579					5.9	7.8	11.7		Medio	4.2
	585000	8775	659853					7.6	10.2	15.3		Bajo	3.7

Tabla 6. 37. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 2000m2. Temperatura media del captador 150°C. 10 años.

TECNOLOGÍA FRESNEL. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 100m2. TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 170°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
					APROVECHAMIENTO			100	75	50			
					(€)	(€/año)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	29750	1488	42439	47800	478000	358500	239000	8.9	11.8	17.8	Gas Natural - Grupo I1		
	42500	2125	60627					12.7	16.9	25.4			
	55250	2763	78815					16.5	22.0	33.0			
Vitoria	29750	1488	42439	43700	437000	327750	218500	9.7	12.9	19.4	ESCENARIO	Alto	7.5
	42500	2125	60627					13.9	18.5	27.7		Medio	6.0
	55250	2763	78815					18.0	24.0	36.1		Bajo	5.2
Barcelona	29750	1488	42439	62300	623000	467250	311500	6.8	9.1	13.6	Gas Natural - Grupo I6		
	42500	2125	60627					9.7	13.0	19.5			
	55250	2763	78815					12.7	16.9	25.3			
Valladolid	29750	1488	42439	67600	676000	507000	338000	6.3	8.4	12.6	ESCENARIO	Alto	4.4
	42500	2125	60627					9.0	12.0	17.9		Medio	3.5
	55250	2763	78815					11.7	15.5	23.3		Bajo	3.1
Salamanca	29750	1488	42439	74400	744000	558000	372000	5.7	7.6	11.4	Electricidad - Grupo IA		
	42500	2125	60627					8.1	10.9	16.3			
	55250	2763	78815					10.6	14.1	21.2			
Teruel	29750	1488	42439	79700	797000	597750	398500	5.3	7.1	10.6	ESCENARIO	Alto	41.0
	42500	2125	60627					7.6	10.1	15.2		Medio	32.0
	55250	2763	78815					9.9	13.2	19.8		Bajo	27.5
Jaén	29750	1488	42439	89600	896000	672000	448000	4.7	6.3	9.5	Electricidad - Grupo IG		
	42500	2125	60627					6.8	9.0	13.5			
	55250	2763	78815					8.8	11.7	17.6			
Palma de Mallorca	29750	1488	42439	65000	650000	487500	325000	6.5	8.7	13.1	ESCENARIO	Alto	7.8
	42500	2125	60627					9.3	12.4	18.7		Medio	6.4
	55250	2763	78815					12.1	16.2	24.3		Bajo	5.7
Valencia	29750	1488	42439	62200	622000	466500	311000	6.8	9.1	13.6	Gasóleo C		
	42500	2125	60627					9.7	13.0	19.5			
	55250	2763	78815					12.7	16.9	25.3			
Cáceres	29750	1488	42439	77900	779000	584250	389500	5.4	7.3	10.9	ESCENARIO	Alto	9.6
	42500	2125	60627					7.8	10.4	15.6		Medio	8.1
	55250	2763	78815					10.1	13.5	20.2		Bajo	7.3
Sevilla	29750	1488	42439	91300	913000	684750	456500	4.6	6.2	9.3	Fuel oil		
	42500	2125	60627					6.6	8.9	13.3			
	55250	2763	78815					8.6	11.5	17.3			
Santa Cruz de Tenerife	29750	1488	42439	73000	730000	547500	365000	5.8	7.8	11.6	ESCENARIO	Alto	5.3
	42500	2125	60627					8.3	11.1	16.6		Medio	4.2
	55250	2763	78815					10.8	14.4	21.6		Bajo	3.7

Tabla 6. 38. Resumen de costes tecnología Fresnel. Superficie de captación 100m2. Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C. 10 años.

TECNOLOGÍA FRESNEL. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 100m2. TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 220°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
					APROVECHAMIENTO			APROVECHAMIENTO					
					(€)	(€/año)	(€)	(kWh/año)	100 (%)	75 (%)	50 (%)	100 (%)	75 (%)
La Coruña	29750	1488	42439	46500	465000	348750	232500	9.1	12.2	18.3	Gas Natural - Grupo I1		
	42500	2125	60627					13.0	17.4	26.1			
	55250	2763	78815					16.9	22.6	33.9			
Vitoria	29750	1488	42439	42600	426000	319500	213000	10.0	13.3	19.9	ESCENARIO	Alto	7.5
	42500	2125	60627					14.2	19.0	28.5		Medio	6.0
	55250	2763	78815					18.5	24.7	37.0		Bajo	5.2
Barcelona	29750	1488	42439	60700	607000	455250	303500	7.0	9.3	14.0	Gas Natural - Grupo I6		
	42500	2125	60627					10.0	13.3	20.0			
	55250	2763	78815					13.0	17.3	26.0			
Valladolid	29750	1488	42439	66000	660000	495000	330000	6.4	8.6	12.9	ESCENARIO	Alto	4.4
	42500	2125	60627					9.2	12.2	18.4		Medio	3.5
	55250	2763	78815					11.9	15.9	23.9		Bajo	3.1
Salamanca	29750	1488	42439	72800	728000	546000	364000	5.8	7.8	11.7	Electricidad - Grupo IA		
	42500	2125	60627					8.3	11.1	16.7			
	55250	2763	78815					10.8	14.4	21.7			
Teruel	29750	1488	42439	78000	780000	585000	390000	5.4	7.3	10.9	ESCENARIO	Alto	41.0
	42500	2125	60627					7.8	10.4	15.5		Medio	32.0
	55250	2763	78815					10.1	13.5	20.2		Bajo	27.5
Jaén	29750	1488	42439	87700	877000	657750	438500	4.8	6.5	9.7	Electricidad - Grupo IG		
	42500	2125	60627					6.9	9.2	13.8			
	55250	2763	78815					9.0	12.0	18.0			
Palma de Mallorca	29750	1488	42439	63400	634000	475500	317000	6.7	8.9	13.4	ESCENARIO	Alto	7.8
	42500	2125	60627					9.6	12.8	19.1		Medio	6.4
	55250	2763	78815					12.4	16.6	24.9		Bajo	5.7
Valencia	29750	1488	42439	60600	606000	454500	303000	7.0	9.3	14.0	Gasóleo C		
	42500	2125	60627					10.0	13.3	20.0			
	55250	2763	78815					13.0	17.3	26.0			
Cáceres	29750	1488	42439	76200	762000	571500	381000	5.6	7.4	11.1	ESCENARIO	Alto	9.6
	42500	2125	60627					8.0	10.6	15.9		Medio	8.1
	55250	2763	78815					10.3	13.8	20.7		Bajo	7.3
Sevilla	29750	1488	42439	89300	893000	669750	446500	4.8	6.3	9.5	Fuel oil		
	42500	2125	60627					6.8	9.1	13.6			
	55250	2763	78815					8.8	11.8	17.7			
Santa Cruz de Tenerife	29750	1488	42439	71300	713000	534750	356500	6.0	7.9	11.9	ESCENARIO	Alto	5.3
	42500	2125	60627					8.5	11.3	17.0		Medio	4.2
	55250	2763	78815					11.1	14.7	22.1		Bajo	3.7

Tabla 6. 39. Resumen de costes tecnología Fresnel. Superficie de captación 100m2. Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C. 10 años.

TECNOLOGÍA FRESNEL. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 15000m2. TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 170°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWht)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWht)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWht)		
					APROVECHAMIENTO			100	75	50			
					(€)	(€/año)	(€)	(kWht/año)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	2730000	109200	3661498	7170000	71700000	53775000	35850000	5.1	6.8	10.2	Gas Natural - Grupo I1		
	3900000	156000	5230712					7.3	9.7	14.6			
	5070000	202800	6799925					9.5	12.6	19.0			
Vitoria	2730000	109200	3661498	6555000	65550000	49162500	32775000	5.6	7.4	11.2	ESCENARIO	Alto	7.5
	3900000	156000	5230712					8.0	10.6	16.0		Medio	6.0
	5070000	202800	6799925					10.4	13.8	20.7		Bajo	5.2
Barcelona	2730000	109200	3661498	9345000	93450000	70087500	46725000	3.9	5.2	7.8	Gas Natural - Grupo I6		
	3900000	156000	5230712					5.6	7.5	11.2			
	5070000	202800	6799925					7.3	9.7	14.6			
Valladolid	2730000	109200	3661498	10140000	101400000	76050000	50700000	3.6	4.8	7.2	ESCENARIO	Alto	4.4
	3900000	156000	5230712					5.2	6.9	10.3		Medio	3.5
	5070000	202800	6799925					6.7	8.9	13.4		Bajo	3.1
Salamanca	2730000	109200	3661498	11160000	111600000	83700000	55800000	3.3	4.4	6.6	Electricidad - Grupo IA		
	3900000	156000	5230712					4.7	6.2	9.4			
	5070000	202800	6799925					6.1	8.1	12.2			
Teruel	2730000	109200	3661498	11955000	119550000	89662500	59775000	3.1	4.1	6.1	ESCENARIO	Alto	41.0
	3900000	156000	5230712					4.4	5.8	8.8		Medio	32.0
	5070000	202800	6799925					5.7	7.6	11.4		Bajo	27.5
Jaén	2730000	109200	3661498	13440000	134400000	100800000	67200000	2.7	3.6	5.4	Electricidad - Grupo IG		
	3900000	156000	5230712					3.9	5.2	7.8			
	5070000	202800	6799925					5.1	6.7	10.1			
Palma de Mallorca	2730000	109200	3661498	9750000	97500000	73125000	48750000	3.8	5.0	7.5	ESCENARIO	Alto	7.8
	3900000	156000	5230712					5.4	7.2	10.7		Medio	6.4
	5070000	202800	6799925					7.0	9.3	13.9		Bajo	5.7
Valencia	2730000	109200	3661498	9330000	93300000	69975000	46650000	3.9	5.2	7.8	Gasóleo C		
	3900000	156000	5230712					5.6	7.5	11.2			
	5070000	202800	6799925					7.3	9.7	14.6			
Cáceres	2730000	109200	3661498	11685000	116850000	87637500	58425000	3.1	4.2	6.3	ESCENARIO	Alto	9.6
	3900000	156000	5230712					4.5	6.0	9.0		Medio	8.1
	5070000	202800	6799925					5.8	7.8	11.6		Bajo	7.3
Sevilla	2730000	109200	3661498	13695000	136950000	102712500	68475000	2.7	3.6	5.3	Fuel oil		
	3900000	156000	5230712					3.8	5.1	7.6			
	5070000	202800	6799925					5.0	6.6	9.9			
Santa Cruz de Tenerife	2730000	109200	3661498	10950000	109500000	82125000	54750000	3.3	4.5	6.7	ESCENARIO	Alto	5.3
	3900000	156000	5230712					4.8	6.4	9.6		Medio	4.2
	5070000	202800	6799925					6.2	8.3	12.4		Bajo	3.7

Tabla 6. 40. Resumen de costes tecnología Fresnel. Superficie de captación 15000m2. Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C. 10 años.

TECNOLOGÍA FRESNEL. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 15000m2. TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 220°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWht)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWht)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWht)		
					APROVECHAMIENTO			100	75	50			
					(€)	(€/año)	(€)	(kWht/año)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	2730000	109200	3661498	6975000	69750000	52312500	34875000	5.2	7.0	10.5	Gas Natural - Grupo I1		
	3900000	156000	5230712					7.5	10.0	15.0			
	5070000	202800	6799925					9.7	13.0	19.5			
Vitoria	2730000	109200	3661498	6390000	63900000	47925000	31950000	5.7	7.6	11.5	ESCENARIO	Alto	7.5
	3900000	156000	5230712					8.2	10.9	16.4		Medio	6.0
	5070000	202800	6799925					10.6	14.2	21.3		Bajo	5.2
Barcelona	2730000	109200	3661498	9105000	91050000	68287500	45525000	4.0	5.4	8.0	Gas Natural - Grupo I6		
	3900000	156000	5230712					5.7	7.7	11.5			
	5070000	202800	6799925					7.5	10.0	14.9			
Valladolid	2730000	109200	3661498	9900000	99000000	74250000	49500000	3.7	4.9	7.4	ESCENARIO	Alto	4.4
	3900000	156000	5230712					5.3	7.0	10.6		Medio	3.5
	5070000	202800	6799925					6.9	9.2	13.7		Bajo	3.1
Salamanca	2730000	109200	3661498	10920000	109200000	81900000	54600000	3.4	4.5	6.7	Electricidad - Grupo IA		
	3900000	156000	5230712					4.8	6.4	9.6			
	5070000	202800	6799925					6.2	8.3	12.5			
Teruel	2730000	109200	3661498	11700000	117000000	87750000	58500000	3.1	4.2	6.3	ESCENARIO	Alto	41.0
	3900000	156000	5230712					4.5	6.0	8.9		Medio	32.0
	5070000	202800	6799925					5.8	7.7	11.6		Bajo	27.5
Jaén	2730000	109200	3661498	13155000	131550000	98662500	65775000	2.8	3.7	5.6	Electricidad - Grupo IG		
	3900000	156000	5230712					4.0	5.3	8.0			
	5070000	202800	6799925					5.2	6.9	10.3			
Palma de Mallorca	2730000	109200	3661498	9510000	95100000	71325000	47550000	3.9	5.1	7.7	ESCENARIO	Alto	7.8
	3900000	156000	5230712					5.5	7.3	11.0		Medio	6.4
	5070000	202800	6799925					7.2	9.5	14.3		Bajo	5.7
Valencia	2730000	109200	3661498	9090000	90900000	68175000	45450000	4.0	5.4	8.1	Gasóleo C		
	3900000	156000	5230712					5.8	7.7	11.5			
	5070000	202800	6799925					7.5	10.0	15.0			
Cáceres	2730000	109200	3661498	11430000	114300000	85725000	57150000	3.2	4.3	6.4	ESCENARIO	Alto	9.6
	3900000	156000	5230712					4.6	6.1	9.2		Medio	8.1
	5070000	202800	6799925					5.9	7.9	11.9		Bajo	7.3
Sevilla	2730000	109200	3661498	13395000	133950000	100462500	66975000	2.7	3.6	5.5	Fuel oil		
	3900000	156000	5230712					3.9	5.2	7.8			
	5070000	202800	6799925					5.1	6.8	10.2			
Santa Cruz de Tenerife	2730000	109200	3661498	10695000	106950000	80212500	53475000	3.4	4.6	6.8	ESCENARIO	Alto	5.3
	3900000	156000	5230712					4.9	6.5	9.8		Medio	4.2
	5070000	202800	6799925					6.4	8.5	12.7		Bajo	3.7

Tabla 6. 41. Resumen de costes tecnología Fresnel. Superficie de captación 15000m2. Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C. 10 años.

CANAL PARABÓLICO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 100m2.TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 350°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh/t)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWh/t)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh/t)		
					APROVECHAMIENTO			APROVECHAMIENTO					
					(€)	(€/año)	(€)	(kWh/t/año)	100 (%)	75 (%)	50 (%)	100 (%)	75 (%)
La Coruña	39200	2156	57591	49600	496000	372000	248000	11.6	15.5	23.2	Gas Natural - Grupo I1		
	56000	3080	82273					16.6	22.1	33.2			
	72800	4004	106955					21.6	28.8	43.1			
Vitoria	39200	2156	65473	46600	466000	349500	233000	14.1	18.7	28.1	ESCENARIO	Alto	7.5
	56000	3080	82273					17.7	23.5	35.3		Medio	6.0
	72800	4004	99073					21.3	28.3	42.5		Bajo	5.2
Barcelona	39200	2156	65473	63200	632000	474000	316000	10.4	13.8	20.7	Gas Natural - Grupo I6		
	56000	3080	82273					13.0	17.4	26.0			
	72800	4004	99073					15.7	20.9	31.4			
Valladolid	39200	2156	65473	69600	696000	522000	348000	9.4	12.5	18.8	ESCENARIO	Alto	4.4
	56000	3080	82273					11.8	15.8	23.6		Medio	3.5
	72800	4004	99073					14.2	19.0	28.5		Bajo	3.1
Salamanca	39200	2156	65473	75700	757000	567750	378500	8.6	11.5	17.3	Electricidad - Grupo IA		
	56000	3080	82273					10.9	14.5	21.7			
	72800	4004	99073					13.1	17.5	26.2			
Teruel	39200	2156	65473	79300	793000	594750	396500	8.3	11.0	16.5	ESCENARIO	Alto	41.0
	56000	3080	82273					10.4	13.8	20.7		Medio	32.0
	72800	4004	99073					12.5	16.7	25.0		Bajo	27.5
Jaén	39200	2156	65473	86900	869000	651750	434500	7.5	10.0	15.1	Electricidad - Grupo IG		
	56000	3080	82273					9.5	12.6	18.9			
	72800	4004	99073					11.4	15.2	22.8			
Palma de Mallorca	39200	2156	65473	67500	675000	506250	337500	9.7	12.9	19.4	ESCENARIO	Alto	7.8
	56000	3080	82273					12.2	16.3	24.4		Medio	6.4
	72800	4004	99073					14.7	19.6	29.4		Bajo	5.7
Valencia	39200	2156	65473	62800	628000	471000	314000	10.4	13.9	20.9	Gasóleo C		
	56000	3080	82273					13.1	17.5	26.2			
	72800	4004	99073					15.8	21.0	31.6			
Cáceres	39200	2156	65473	79400	794000	595500	397000	8.2	11.0	16.5	ESCENARIO	Alto	9.6
	56000	3080	82273					10.4	13.8	20.7		Medio	8.1
	72800	4004	99073					12.5	16.6	25.0		Bajo	7.3
Sevilla	39200	2156	65473	91800	918000	688500	459000	7.1	9.5	14.3	Fuel oil		
	56000	3080	82273					9.0	11.9	17.9			
	72800	4004	99073					10.8	14.4	21.6			
Santa Cruz de Tenerife	39200	2156	65473	83500	835000	626250	417500	7.8	10.5	15.7	ESCENARIO	Alto	5.3
	56000	3080	82273					9.9	13.1	19.7		Medio	4.2
	72800	4004	99073					11.9	15.8	23.7		Bajo	3.7

Tabla 6. 42. Resumen de costes canal parabólico. Superficie de captación 100m2. Temperatura media del fluido en el campo solar 350°C. 10 años.

CANAL PARABÓLICO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 15000m2.TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 350°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWht)			COSTE 10 AÑOS (c€/kWht)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWht)		
					APROVECHAMIENTO			100	75	50			
					(€)	(€/año)	(€)	(kWht/año)	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	3465000	155925	6280072	7440000	74400000	55800000	37200000	8.4	11.3	16.9	Gas Natural - Grupo I1		
	4950000	222750	6850103					9.2	12.3	18.4			
	6435000	289575	7420133					10.0	13.3	19.9			
Vitoria	3465000	155925	6280072	6990000	69900000	52425000	34950000	9.0	12.0	18.0	ESCENARIO	Alto	7.5
	4950000	222750	6850103					9.8	13.1	19.6		Medio	6.0
	6435000	289575	7420133					10.6	14.2	21.2		Bajo	5.2
Barcelona	3465000	155925	6280072	9480000	94800000	71100000	47400000	6.6	8.8	13.2	Gas Natural - Grupo I6		
	4950000	222750	6850103					7.2	9.6	14.5			
	6435000	289575	7420133					7.8	10.4	15.7			
Valladolid	3465000	155925	6280072	10440000	104400000	78300000	52200000	6.0	8.0	12.0	ESCENARIO	Alto	4.4
	4950000	222750	6850103					6.6	8.7	13.1		Medio	3.5
	6435000	289575	7420133					7.1	9.5	14.2		Bajo	3.1
Salamanca	3465000	155925	6280072	11355000	113550000	85162500	56775000	5.5	7.4	11.1	Electricidad - Grupo IA		
	4950000	222750	6850103					6.0	8.0	12.1			
	6435000	289575	7420133					6.5	8.7	13.1			
Teruel	3465000	155925	6280072	11895000	118950000	89212500	59475000	5.3	7.0	10.6	ESCENARIO	Alto	41.0
	4950000	222750	6850103					5.8	7.7	11.5		Medio	32.0
	6435000	289575	7420133					6.2	8.3	12.5		Bajo	27.5
Jaén	3465000	155925	6280072	13035000	130350000	97762500	65175000	4.8	6.4	9.6	Electricidad - Grupo IG		
	4950000	222750	6850103					5.3	7.0	10.5			
	6435000	289575	7420133					5.7	7.6	11.4			
Palma de Mallorca	3465000	155925	6280072	10125000	101250000	75937500	50625000	6.2	8.3	12.4	ESCENARIO	Alto	7.8
	4950000	222750	6850103					6.8	9.0	13.5		Medio	6.4
	6435000	289575	7420133					7.3	9.8	14.7		Bajo	5.7
Valencia	3465000	155925	6280072	9420000	94200000	70650000	47100000	6.7	8.9	13.3	Gasóleo C		
	4950000	222750	6850103					7.3	9.7	14.5			
	6435000	289575	7420133					7.9	10.5	15.8			
Cáceres	3465000	155925	6280072	11910000	119100000	89325000	59550000	5.3	7.0	10.5	ESCENARIO	Alto	9.6
	4950000	222750	6850103					5.8	7.7	11.5		Medio	8.1
	6435000	289575	7420133					6.2	8.3	12.5		Bajo	7.3
Sevilla	3465000	155925	6280072	13770000	137700000	103275000	68850000	4.6	6.1	9.1	Fuel oil		
	4950000	222750	6850103					5.0	6.6	9.9			
	6435000	289575	7420133					5.4	7.2	10.8			
Santa Cruz de Tenerife	3465000	155925	6280072	12525000	125250000	93937500	62625000	5.0	6.7	10.0	ESCENARIO	Alto	5.3
	4950000	222750	6850103					5.5	7.3	10.9		Medio	4.2
	6435000	289575	7420133					5.9	7.9	11.8		Bajo	3.7

Tabla 6. 43. Resumen de costes canal parabólico. Superficie de captación 15000m2. Temperatura media del fluido en el campo solar 350°C. 10 años.

RECURSO SOLAR 15% SUPERIOR AL ASR PROPORCIONADO POR METEONORM

RECURSO SOLAR +15%	COSTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA A LO LARGO DE 10 AÑOS Y EN FUNCIÓN DE LA TECNOLOGÍA CONSIDERADA (c€/kWh)											
	CPC			CPC			FRESNEL		FRESNEL		CANAL PARABÓLICO 100 m ²	CANAL PARABÓLICO 15000 m ²
	50 m ²			2000 m ²			100 m ²		15000 m ²			
EMPLAZAMIENTO	100°C	125°C	150°C	100°C	125°C	150°C	170°C	220°C	170°C	220°C		
La Coruña	7.3	9.6	15.4	4.7	6.2	9.9	11.0	11.3	6.3	6.5	14.4	8.0
Vitoria	8.0	10.6	17.3	5.1	6.9	11.1	12.1	12.4	6.9	7.1	15.4	8.5
Barcelona	5.6	7.1	10.5	3.6	4.6	6.7	8.5	8.7	4.9	5.0	11.3	6.3
Valladolid	5.8	7.4	10.7	3.7	4.8	6.9	7.8	8.0	4.5	4.6	10.3	5.7
Salamanca	5.3	6.7	9.6	3.4	4.3	6.2	7.1	7.2	4.1	4.2	9.5	5.2
Teruel	5.0	6.3	8.7	3.2	4.0	5.6	6.6	6.8	3.8	3.9	9.0	5.0
Jaén	4.4	5.4	7.3	2.8	3.5	4.7	5.9	6.0	3.4	3.5	8.2	4.6
Palma de Mallorca	5.3	6.7	9.6	3.4	4.3	6.2	8.1	8.3	4.7	4.8	10.6	5.9
Valencia	5.5	6.9	9.9	3.5	4.4	6.4	8.5	8.7	4.9	5.0	11.4	6.3
Cáceres	5.0	6.2	8.7	3.2	4.0	5.6	6.8	6.9	3.9	4.0	9.0	5.0
Sevilla	4.2	5.1	6.9	2.7	3.3	4.4	5.8	5.9	3.3	3.4	7.8	4.3
Santa Cruz de Tenerife	4.7	5.8	7.9	3.0	3.7	5.1	7.2	7.4	4.2	4.3	8.6	4.8

Tabla 6. 44. Análisis de sensibilidad en función del recurso solar (+15%) para coste de referencia y aprovechamiento total. 10 años.

RECURSO SOLAR 15% INFERIOR AL ASR PROPORCIONADO POR METEONORM

RECURSO SOLAR -15%	COSTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA A LO LARGO DE 10 AÑOS Y EN FUNCIÓN DE LA TECNOLOGÍA CONSIDERADA (c€/kWh)											
	CPC			CPC			FRESNEL		FRESNEL		CANAL PARABÓLICO 100 m ²	CANAL PARABÓLICO 15000 m ²
	50 m ²			2000 m ²			100 m ²		15000 m ²			
EMPLAZAMIENTO	100°C	125°C	150°C	100°C	125°C	150°C	170°C	220°C	170°C	220°C		
La Coruña	9.9	13.0	20.8	6.4	8.4	13.4	14.9	15.3	8.6	8.8	19.5	10.8
Vitoria	10.8	14.4	23.4	6.9	9.3	15.1	16.3	16.7	9.4	9.6	20.8	11.5
Barcelona	7.6	9.6	14.2	4.9	6.2	9.1	11.4	11.8	6.6	6.8	15.3	8.5
Valladolid	7.9	10.0	14.5	5.1	6.4	9.4	10.6	10.8	6.1	6.2	13.9	7.7
Salamanca	7.2	9.1	13.0	4.6	5.9	8.4	9.6	9.8	5.5	5.6	12.8	7.1
Teruel	6.8	8.5	11.8	4.4	5.4	7.6	8.9	9.1	5.1	5.3	12.2	6.8
Jaén	6.0	7.3	9.9	3.9	4.7	6.4	8.0	8.1	4.6	4.7	11.1	6.2
Palma de Mallorca	7.2	9.1	13.0	4.6	5.8	8.3	11.0	11.3	6.3	6.5	14.3	8.0
Valencia	7.4	9.3	13.4	4.8	6.0	8.6	11.5	11.8	6.6	6.8	15.4	8.6
Cáceres	6.8	8.4	11.7	4.3	5.4	7.6	9.2	9.4	5.3	5.4	12.2	6.8
Sevilla	5.7	7.0	9.3	3.7	4.5	6.0	7.8	8.0	4.5	4.6	10.5	5.9
Santa Cruz de Tenerife	6.3	7.8	10.7	4.1	5.0	6.9	9.8	10.0	5.6	5.8	11.6	6.4

Tabla 6. 45. Análisis de sensibilidad en función del recurso solar (-15%) para coste de referencia y aprovechamiento total. 10 años.

En el anexo V se pueden consultar resultados análogos a los mostrados en las tablas anteriores al modificar el periodo de amortización de la instalación de 10 a 20 años. Al ampliar el intervalo de tiempo analizado se incluye un coste de reposición en el décimo año del 10% de la inversión inicial destinado a realizar una puesta a punto de la instalación, el resto de hipótesis planteadas no se modifican.

7. ACTUACIONES RECOMENDADAS

Las tecnologías solares de concentración de media temperatura son una realidad y tienen una madurez tecnológica que les permite introducirse en el mercado. No obstante, presentan un elevado potencial de mejora, sobre todo, en la disminución de sus costes (tanto de componentes como de instalación y mantenimiento), y en el aumento de las garantías para el usuario de su seguridad, fiabilidad y durabilidad. Además se espera que se siga produciendo un incremento continuado de su eficiencia energética.

A pesar de ser, **en ciertos escenarios, hoy día el coste del kWh producido con las tecnologías solares menores que el kWh térmico producido por las convencionales** no se ha logrado el despegue comercial que hubiera sido deseado.

Como el empresario siempre realiza una evaluación comparativa entre todas las tecnologías disponibles es imprescindible que la comparación sea justa y se incluyan en ella todos los conceptos. Por ello, a estas tecnologías solares se les debería **reconocer económicamente por los impactos positivos que producen** en diferentes aspectos:

Menores emisiones, incremento del empleo y su contribución para lograr el objetivo de disminuir la dependencia energética de España de los combustibles fósiles que no dispone. Si esto se reconociera justamente los resultados serían muy diferentes a los actuales.

Por otro lado, como este tipo de instalaciones tiene una duración elevada (mayor de 20 años), y de acuerdo a la amplia experiencia en España de los sistemas solares térmicos: la fiabilidad y la durabilidad son dos factores que se consideran, incluso, más importantes que la propia eficiencia y por ello, debería ser garantizada, en lo posible, a los usuarios de las mismas.

Para el impulso de la fiabilidad y la durabilidad de estas tecnologías se plantean las siguientes actuaciones:

1.- Se considera importante impulsar el **desarrollo progresivo de empresas productoras de equipos y componentes, así como instaladoras**, para las diferentes tecnologías que podrían ser objeto, con algún tipo de apoyo institucional independientemente del apoyo recibido por las empresas que instalen las tecnologías solares. En este sentido, también se deben **impulsar las empresas de servicios energéticos**.

2.- Se propone asegurar la cadena de responsabilidad, es decir, que existan unas **especificaciones técnicas** (similares a las existentes en el RITE), para potenciar instalaciones fiables y duraderas, además de eficientes y seguras. Para ello, estas especificaciones técnicas deben tener como ámbito el diseño, el montaje, la puesta a punto y el mantenimiento de las instalaciones e incluso la inspección. De esta forma quedarían identificadas las responsabilidades y los errores por falta de seguridad, eficiencia, fiabilidad y durabilidad de la instalación por todos los intervinientes. En esta dirección se está actuando actualmente en el sector solar térmico de baja temperatura para los productos mediante la Solar Keymark Certification.

En esta misma línea, generar normativas en el ámbito nacional e internacional que permitan garantizar las calidades de productos e instalaciones como ocurre en la mayoría de sectores.

3.- **Exigir al menos 5 años de garantía mínima total de eficiencia y fiabilidad de la instalación.**

4.- Se propone facilitar la realización de una serie de instalaciones tipo que permita generar confianza al mercado y que sirvan de referencia para nuevas aplicaciones. Sobre estas instalaciones tipo se debería poder acceder a su información con facilidad.

Por último, desde el punto de vista de I+D+i:

Incluir la concentración solar como línea estratégica prioritaria de apoyo dentro de los fondos para I+D+i por sus aspectos positivos, y su potencial.

Se considera de interés el continuar con la investigación y el desarrollo de nuevos componentes y diseños encaminados a mejoras tanto de costes, como de fiabilidad, durabilidad y eficiencia, así como a la interacción con otras tecnologías renovables y/o convencionales y sistemas de almacenamiento térmico.

Por ello, la realización de proyectos de investigación de forma coordinada entre los centros de investigación con el sector empresarial dedicado a la producción de los diferentes componentes de las instalaciones se considera necesaria para aprovechar los márgenes de mejora que disponen estas tecnologías.

8. CONCLUSIONES

- * El coste de generación del kWh solar es, hoy día, en ciertos escenarios, inferior al de energía convencional, sobre todo en emplazamientos de mayor radiación solar y de acuerdo a diversos indicadores como tipo de combustible y escenarios futuros de evolución de los precios de los combustibles, aprovechamiento de la energía solar producida, tamaño de la instalación y condiciones financieras. Sin embargo, esto no garantiza en muchos casos la viabilidad económica “comercial” de las instalaciones. En este documento se incluyen datos a partir los cuales se pueden realizar todo tipo de estudios de viabilidad económica de estas instalaciones modificando las hipótesis que se consideren necesarias.
- * Es imprescindible el reconocimiento económico de los impactos positivos de estas tecnologías para huir del concepto de que las energías convencionales se “encarecen” por culpa de que tienen que mantener a las renovables.
- * Debido a la amplia durabilidad de las tecnologías solares se considera fundamental establecer procedimientos para garantizar la fiabilidad y durabilidad de estas tecnologías en toda su vida útil. Por ello se ha propuesto facilitar la realización de una serie de instalaciones tipo que permita ir dando confianza al mercado y sirvan de referencia para nuevas aplicaciones. Sobre estas instalaciones tipo se debería poder acceder a toda su información.

9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] BP, "BP Statistical Review of World Energy June 2014 About this review," 2014.
- [2] International Energy Agency, "Key World Energy STATISTICS," 2014.
- [3] International Energy Agency, "Energy and Climate Change," 2015.
- [4] European Commission, "Heating and Cooling in the European Energy Transition. Challenges and Facts," Brussels, 2015.
- [5] J. Avellaner Lacal, "Análisis estadístico de superficies reflectantes, no ideales, a efectos de conocer la distribución espacial de la energía solar reflejada," 1999.
- [6] P. Krummenacher and B. Muster, "Methodologies and Software Tools for Integrating Solar Heat into Industrial Processes. IEA SHC Task 49," 2015.
- [7] B. Muster, I. Ben Hassine, A. Helmke, S. Heß, P. Krummenacher, B. Schmitt, and H. Schnitzer, "Solar process heat for production and advanced applications. Integration Guideline. IEA SHC Task 49. Anex IV," 2015.
- [8] H. Kaiyan, Z. Hongfei, and T. Tao, "A novel multiple curved surfaces compound concentrator," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 3, pp. 523–529, 2011.
- [9] H. Zheng, T. Tao, J. Dai, and H. Kang, "Light tracing analysis of a new kind of trough solar concentrator," *Energy Convers. Manag.*, vol. 52, no. 6, pp. 2373–2377, 2011.
- [10] M. Souliotis, P. Quinlan, M. Smyth, Y. Tripanagnostopoulos, a. Zacharopoulos, M. Ramirez, and P. Yianoulis, "Heat retaining integrated collector storage solar water heater with asymmetric CPC reflector," *Sol. Energy*, vol. 85, no. 10, pp. 2474–2487, 2011.
- [11] S. Senthilkumar, K. Perumal, and P. S. S. Srinivasan, "Optical and thermal performance of a three-dimensional compound parabolic concentrator for spherical absorber," *Sadhana - Acad. Proc. Eng. Sci.*, vol. 34, no. 3, pp. 369–380, 2009.
- [12] "index @ chromasun.com." [Online]. Available: <http://chromasun.com/>.
- [13] IDAE, "ENERGÍA SOLAR TÉRMICA Mapa Tecnológico : Calor y Frío Renovables," 2012.
- [14] S. Kalogirou, *Solar energy engineering: processes and systems*. Academic Press publications, 2009.
- [15] S. a. Kalogirou, "Parabolic trough collectors for industrial process heat in Cyprus," *Energy*, vol. 27, no. 9, pp. 813–830, 2002.
- [16] a. Fernández-García, E. Zarza, L. Valenzuela, and M. Pérez, "Parabolic-trough solar collectors and their applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 7, pp. 1695–1721, 2010.
- [17] D. H. Lobón and L. Valenzuela, "Impact of pressure losses in small-sized parabolic-trough collectors for direct steam generation," *Energy*, vol. 61, pp. 502–512, Nov. 2013.

- [18] a. Valan Arasu and T. Sornakumar, "Design, manufacture and testing of fiberglass reinforced parabola trough for parabolic trough solar collectors," *Sol. Energy*, vol. 81, no. 10, pp. 1273–1279, 2007.
- [19] R. and A.-C. E. American Society of Heating, "Ashrae standard 93. Method of testing to determine the thermal performance of solar collectors." Atlanta, GA, 1986.
- [20] F. J. Cabrera, a. Fernández-García, R. M. P. Silva, and M. Pérez-García, "Use of parabolic trough solar collectors for solar refrigeration and air-conditioning applications," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 20, pp. 103–118, 2013.
- [21] M. I. ROLDÁN SERRANO, *Diseño y análisis térmico de un sistema receptor volumétrico para un horno solar de alta temperatura*. 2013.
- [22] "index @ www.inersur.com." [Online]. Available: http://www.inersur.com/new_design/index.html.
- [23] M. J. Wagner and S. Field, *System Advisor Model Documentation. Technical Manual for the Physical Trough Model*. 2011.
- [24] "<http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>." [Online]. Available: <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>.
- [25] "<http://aiguasol.coop/transol-software-de-energia-solar-termica/>." [Online]. Available: <http://aiguasol.coop/transol-software-de-energia-solar-termica/>.
- [26] "<https://openmodelica.org/>." [Online]. Available: <https://openmodelica.org/>.
- [27] "<http://www.velasolaris.com/>." [Online]. Available: <http://www.velasolaris.com/>.
- [28] "<http://www.simtechnology.com/CMS/index.php/ipsepro/>." [Online]. Available: <http://www.simtechnology.com/CMS/index.php/ipsepro/>.
- [29] Grupo de Termotecnia de la Escuela Superior de Ingenieros. Universidad de Sevilla, "SICAR lite-Manual de Usuario." 2010.
- [30] IEA-ETSAP and IRENA©, "Solar Heat for Industrial Processes. Technology Brief," 2015.
- [31] IDAE, H. Schweiger, C. Vannoni, I. Páscua Pinedo, E. Facci, D. Baehrens, M. Koch, D. Pérez, and L. Mozetic, "Evaluación del potencial de la energía solar térmica en el sector industrial. Estudio técnico PER 2011-2020," Madrid, 2011.
- [32] N. Cottret and E. Menichetti, "Technical Study Report on SOLAR HEAT FOR INDUSTRIAL PROCESSES (SHIP) State of the art in the Mediterranean region," 2010.
- [33] A. AIDONIS, V. DROU, T. MUELLER, L. STAUDAHER, F. FERNANDEZ-LLEBREZ, A. OIKONOMOU, and S. SPENCER, "PROCESOL II. Solar thermal plants in industrial processes. Design and Maintenance Guidelines," 2002.
- [34] E. AIGUASOL, "The Potential of Solar Heat for Industrial Processes. Final Report," 2001.
- [35] Ministerio de Fomento, "Sección HE 4 Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria." pp. 1–29, 2009.

- [36] J. Sancho, J. Riesco, C. Jiménez, M. C. Sánchez de Cos Escuin, J. Montero Cadalso, and M. López Bartolomé, "Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT," 2012.
- [37] M. a. Silva-Pérez, J. M. Barea-García, M. Larrañeta, S. Moreno-Tejera, and I. Lillo, "Analysis of the distribution of measured and synthetic DNI databases and its effect on the expected production of a parabolic trough plant," *Energy Procedia*, vol. 49, pp. 2512–2520, 2013.
- [38] V. Ruiz, M. Silva, and I. Lillo, *La electricidad solar térmica, tan lejos, tan cerca*. 2009.
- [39] L. González, E. Zarza, and L. Yebra, "Determinación del modificador por ángulo de incidencia de un colector solar LS-3, incluyendo las pérdidas geométricas por final del colector. Informe técnico DISS-SC-SF-30," Almería, 2001.
- [40] G. Zhu, T. Wendelin, M. J. Wagner, and C. Kutscher, "History, current state, and future of linear Fresnel concentrating solar collectors," *Sol. Energy*, vol. 103, pp. 639–652, 2014.
- [41] C. Kutscher, M. Mehos, C. Turchi, and G. Glatzmaier, "Line-Focus Solar Power Plant Cost Reduction Plan (Milestone Report)," no. December, 2010.
- [42] R. Silva, M. Berenguel, M. Pérez, and a. Fernández-García, "Thermo-economic design optimization of parabolic trough solar plants for industrial process heat applications with memetic algorithms," *Appl. Energy*, vol. 113, pp. 603–614, 2014.
- [43] Ministerio de la Presidencia, "BOE-A-2013-3905," *BOE-A-2013*, 2013.
- [44] "Preciogas." [Online]. Available: <http://preciogas.com/tarifas>.
- [45] "Eurostat." [Online]. Available: <http://ec.europa.eu/eurostat>.
- [46] Ministerio de Economía, "Real Decreto 1164 / 2001." pp. 1–19, 2014.
- [47] "Oil Bulletin." [Online]. Available: <https://ec.europa.eu/energy/en/statistics/weekly-oil-bulletin>.
- [48] Boe, "Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.," pp. 88081–88096, 2012.
- [49] SHELL, "Fuel Oils," vol. 2007, no. September. p. 7435, 1996.
- [50] IDAE, "Guía técnica de Diseño de Centrales de Calor Eficientes," Madrid, 2010.
- [51] Secretaría de Estado de Energía. Ministerio de Industria Energía y Turismo, "Plan Nacional de Acción de Eficiencia Energética 2014-2020." pp. 1–156, 2014.

10. ANEXO I. FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES

GAS NATURAL

Metodología Eurostat [45]

La serie de datos que proporciona Eurostat comprende un valor por semestre desde 2005, pero la metodología utilizada para obtener estos datos es distinta para los valores obtenidos antes del 2007 y para los obtenidos a partir del segundo semestre de este año.

Para el periodo de 2005 hasta 2007 el dato proporcionado es el valor de 1 kWh el primer día de cada semestre y la distribución de los usuarios industriales que aplica es:

PERIODO 2003-2007	CONSUMO ANUAL	FACTOR DE CARGA
I1	418,6 GJ	No
I2	4.186 GJ	200 días
I3-1	41.860 GJ	200 días, 1600 horas
I3-2	41.860 GJ	250 días, 4000 horas
I4-1	418.600 GJ	250 días, 4000 horas
I4-2	418.600 GJ	330 días, 8000 horas
I5	4.186.000 GJ	330 días, 8000 horas

Tabla 1. Tipos de usuarios industriales para el periodo 2005-2007.

Para el periodo que abarca desde el segundo semestre de 2007 hasta la actualidad los datos proporcionados por esta serie se corresponden al valor medio nacional⁴ de los precios pagados por los consumidores industriales finales durante los seis meses anteriores. Además, los precios incluyen todas las cargas pagaderas: tarifas de acceso a la red más energía consumida, menos cualquier rebaja o prima, más otras cargas (alquiler de contadores, gastos fijos, etc.). No incluyen las cargas relativas a la conexión inicial.

⁴Precios medios ponderados a partir de las cuotas de mercado de las empresas suministradoras de gas examinadas. [Directiva Europea 2008/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo]

La distribución de usuarios industriales considerada es:

Periodo2007-2015	Consumo anual
Grupo I1	inferior a 1.000 GJ
Grupo I2	entre 1.000 GJ y 10.000 GJ
Grupo I3	10.000 GJ y 100.000 GJ
Grupo I4	100.000 GJ y 1.000.000 GJ
Grupo I5	1.000.000 GJ y 4.000.000 GJ
Grupo I6	superior a 4.000.000 GJ

Tabla 2. Tipos de usuarios industriales para el periodo segundo semestre 2007-actualidad

Los tres niveles considerados de precios del gas natural que disponibles en la web de Eurostat son:

- *Precios sin impuestos ni gravámenes*, que corresponden a los precios con impuestos, gravámenes no fiscales, tasas y cualesquiera otras cargas fiscales no indicados en las facturas entregadas a los consumidores industriales finales.
- *Precios sin IVA y otros impuestos recuperables*, que corresponden a los precios con impuestos y gravámenes indicados en las facturas entregadas a los consumidores industriales finales y considerados no recuperables.
- *Precios con todos los impuestos incluidos*, que corresponden a los precios con impuesto sobre el valor añadido (IVA) y otros impuestos recuperables indicados en las facturas entregadas a los consumidores industriales finales.

Análisis de los datos proporcionados por Eurostat

Evolución de los precios del gas natural para consumidores industriales desde el segundo semestre del año 2007 hasta el año 2014, dividiéndose en los tramos de la Tabla 2.

PRECIO DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA - GRUPO I1

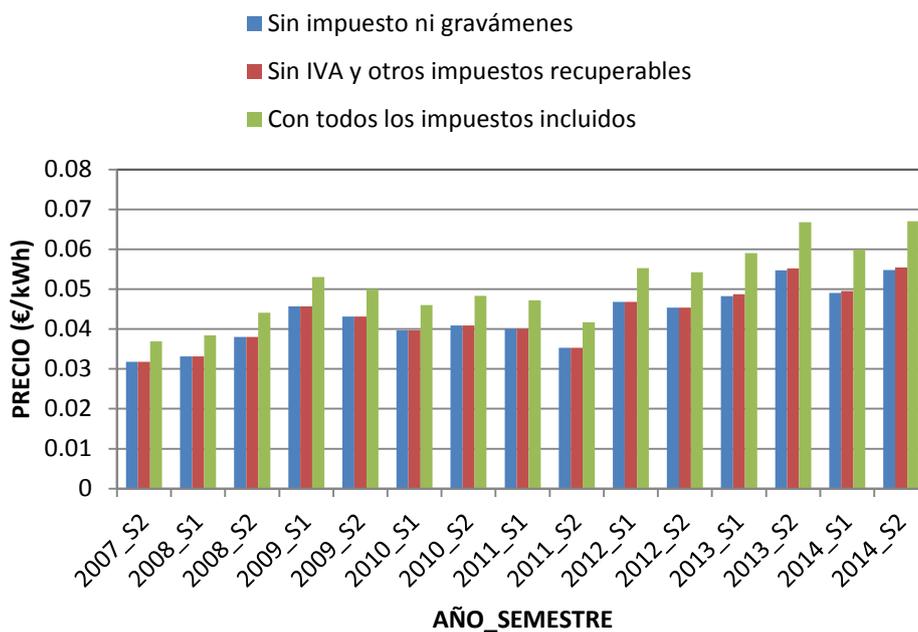


Figura 1. Evolución del precio del gas natural, consumidor industrial TRAMO 1, 2007-2014.

PRECIO DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA - GRUPO I2

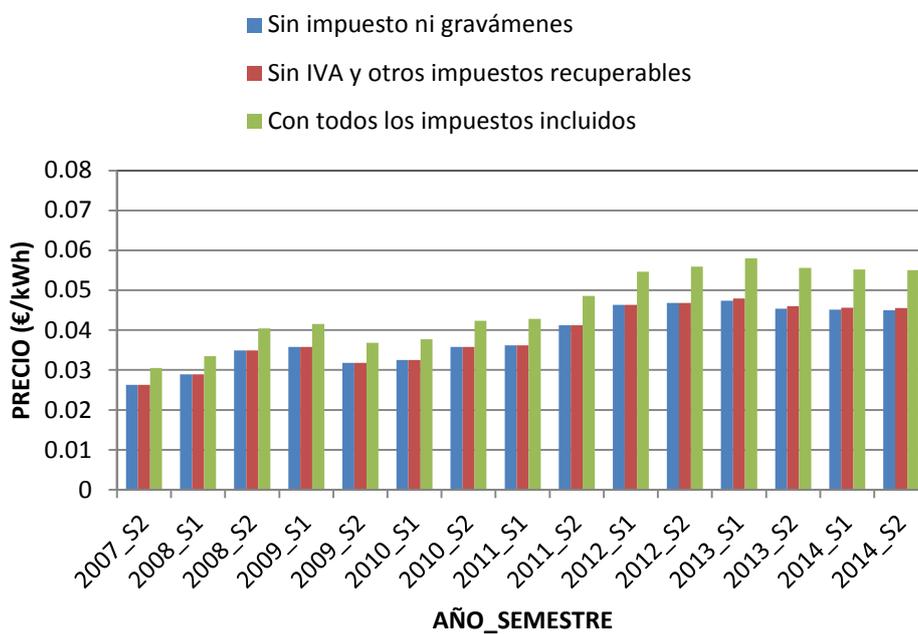


Figura 2. Evolución del precio del gas natural, consumidor industrial TRAMO 2, 2007-2014.

PRECIO DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA - GRUPO I3

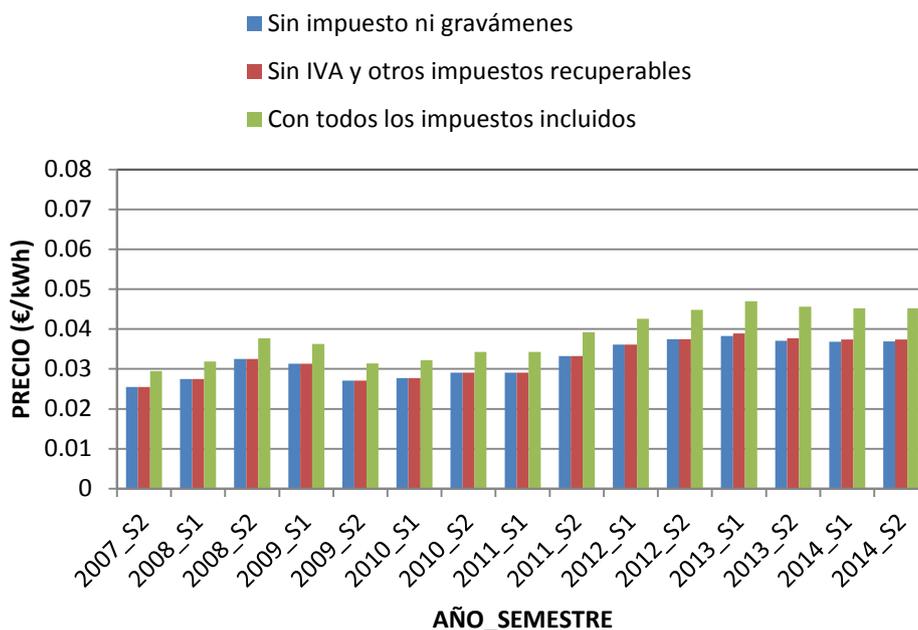


Figura 3. Evolución del precio del gas natural, consumidor industrial TRAMO 3, 2007-2014.

PRECIO DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA - GRUPO I4

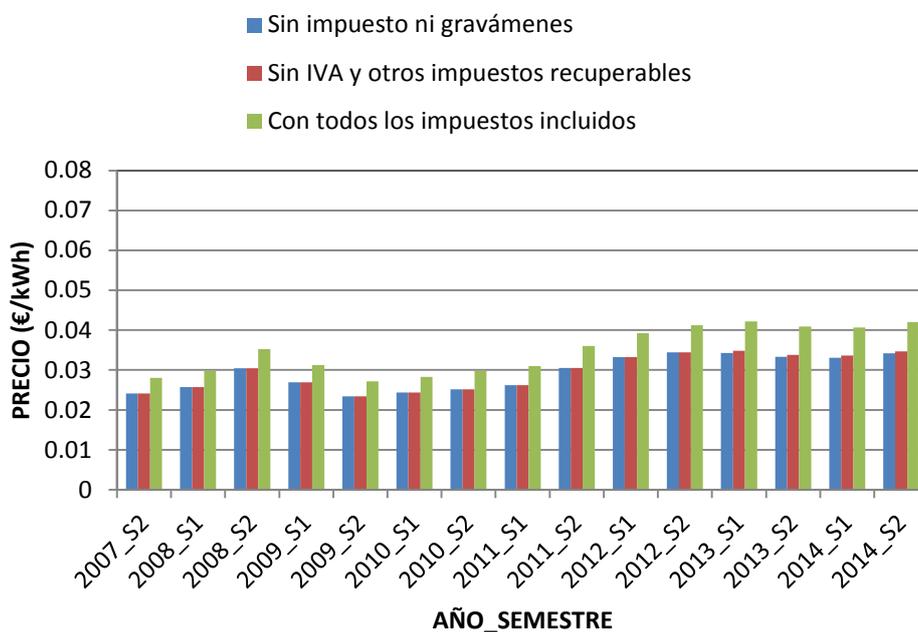


Figura 4. Evolución del precio del gas natural, consumidor industrial TRAMO 4, 2007-2014.

PRECIO DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA - GRUPO I5

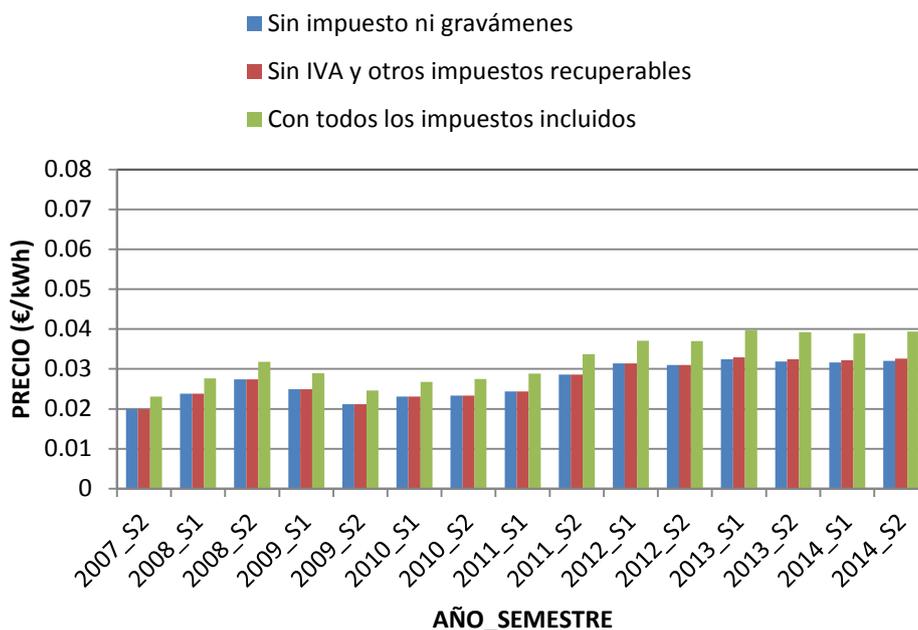


Figura 5. Evolución del precio del gas natural, consumidor industrial TRAMO 5, 2007-2014.

PRECIO DEL GAS NATURAL EN ESPAÑA - GRUPO I6

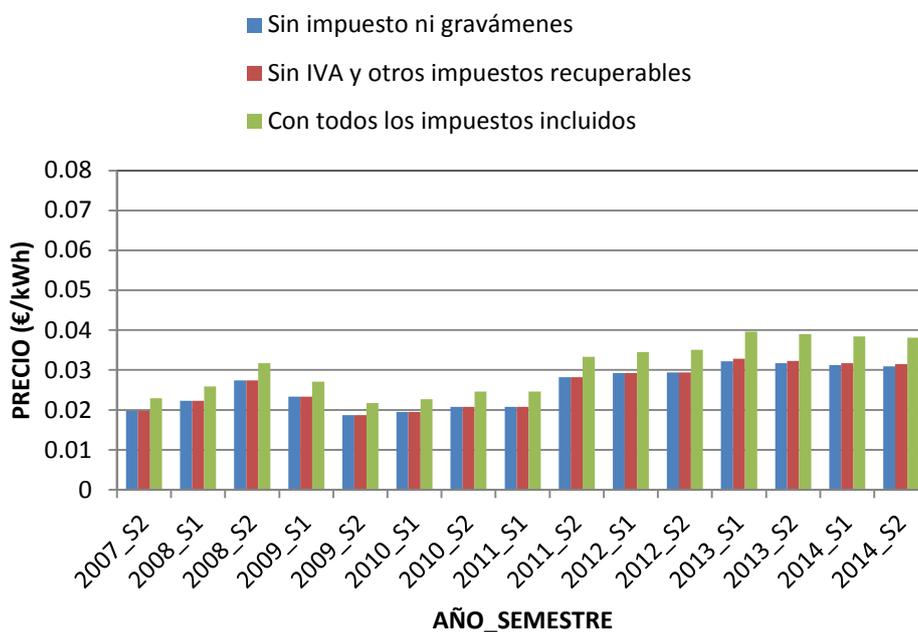


Figura 6. Evolución del precio del gas natural, consumidor industrial TRAMO 6, 2007-2014.

Hasta el año 2013 los precios “Sin impuestos ni gravámenes” y “Sin IVA y otros impuestos recuperables” son idénticos, en el año 2013 se produce un cambio como consecuencia de la Ley 15/2012 de 27 de diciembre de Medidas Fiscales para la Sostenibilidad Energética [48] según la cual se aplica un nuevo impuesto de hidrocarburos sobre el gas natural. A partir del 2013 el porcentaje de impuesto con el que

se grava el precio del gas natural es de un 22% para los tramos I1 e I2, y de un 23% en el resto de los tramos.

A continuación se muestra la estimación de la evolución de los precios del gas natural para las distintas categorías de consumidores industriales especificadas en la Tabla 2 .

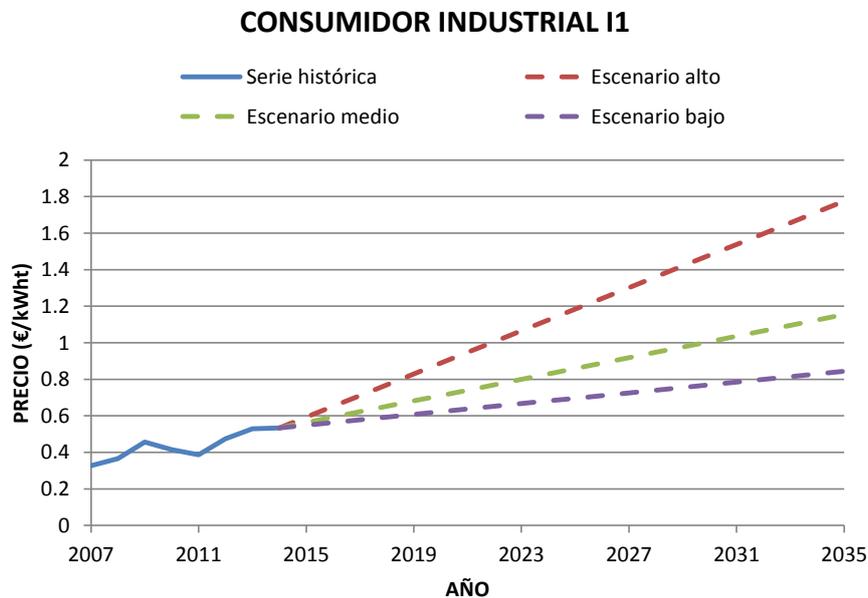


Figura 7. Evolución y estimación del precio del gas natural por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo I1 en el periodo 2007-2035.

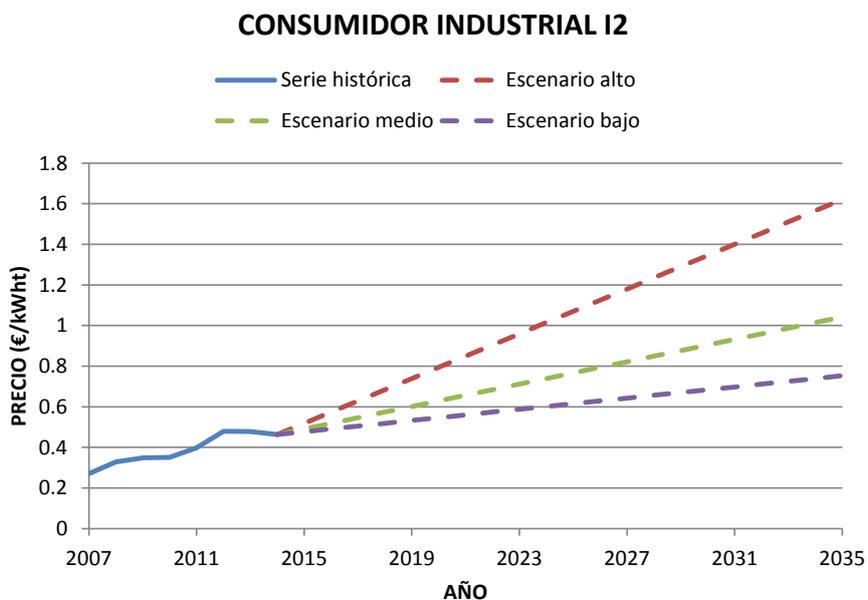


Figura 8. Evolución y estimación del precio del gas natural por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo I2 en el periodo 2007-2035.

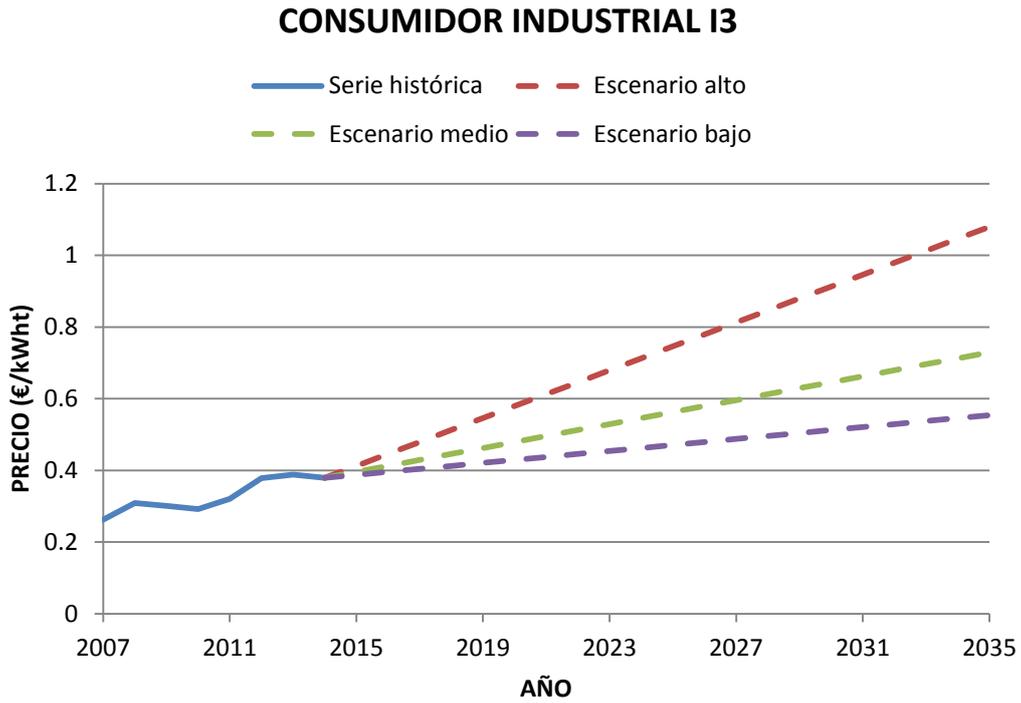


Figura 9. Evolución y estimación del precio del gas natural por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo I3 en el periodo 2007-2035.

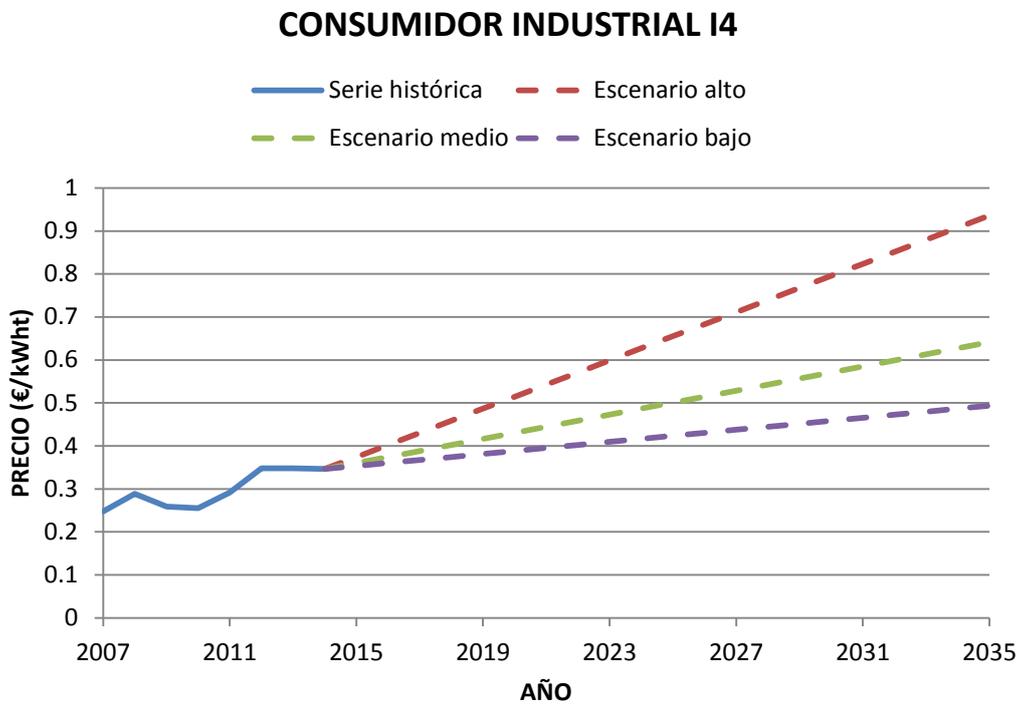


Figura 10. Evolución y estimación del precio del gas natural por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo I4 en el periodo 2007-2035.

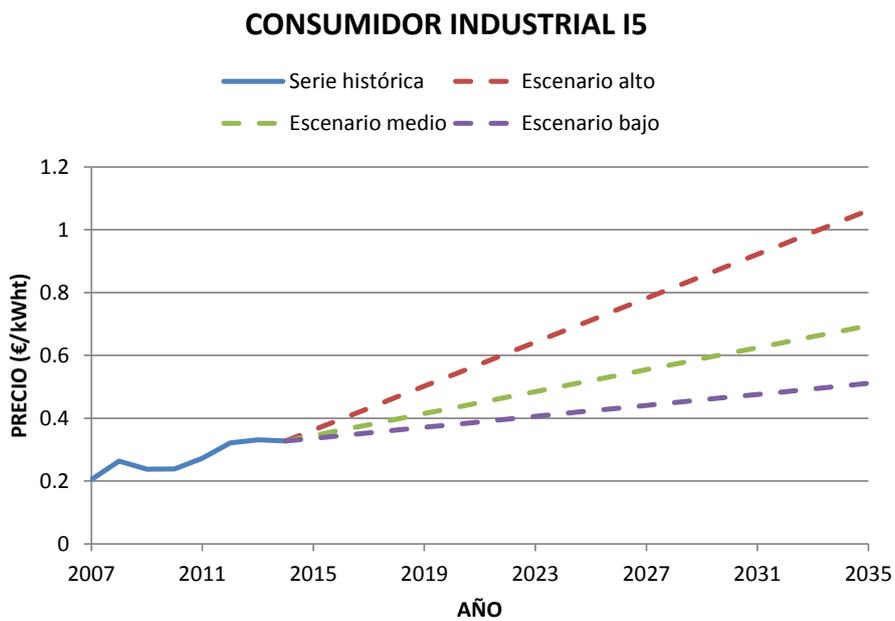


Figura 11. Evolución y estimación del precio del gas natural por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo I5 en el periodo 2007-2035.

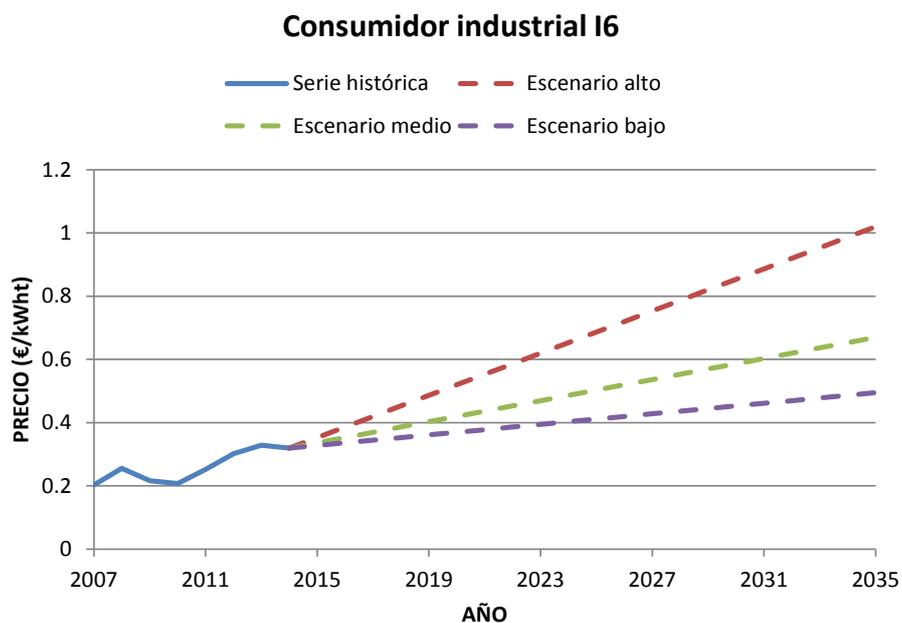


Figura 12. Evolución y estimación del precio del gas natural por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo I6 en el periodo 2007-2035.

ELECTRICIDAD

Las distintas tarifas que se aplican a los distintos usuarios en función de la potencia contratada en el suministro son las siguientes:

Tarifas de acceso de baja tensión

TARIFA DE ACCESO	DESCRIPCIÓN TARIFA DE ACCESO	POTENCIAS
Tarifa 2.0 A	Tarifa simple	$P_c \leq 10 \text{ kW}$
Tarifa 2.0 DHA	Tarifa simple con dos periodos de discriminación horaria	$P_c \leq 10 \text{ kW}$
Tarifa 2.0 DHS	Tarifa simple con tres periodos de discriminación horaria	$P_c \leq 10 \text{ kW}$
Tarifa 2.1 A	Tarifa simple	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$
Tarifa 2.1 DHA	Tarifa simple con dos periodos de discriminación horaria	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$
Tarifa 2.1 DHS	Tarifa simple con tres periodos de discriminación horaria	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$
Tarifa 3.0 A	Tarifa con tres periodos de discriminación horaria	$P_c > 15 \text{ kW}$

Tabla 3. Tipos de tarifa de acceso de baja tensión

Tarifas de acceso de alta tensión

Tarifa de acceso	Descripción tarifa de acceso	Tensiones
Tarifa 3.1 A	Tarifa con tres periodos de discriminación horaria con potencia contratada en todos los periodos igual o inferior a 450 kW.	$1 \text{ kV} < T \leq 36 \text{ kV}$
Tarifa 6.1	Tarifa con tres periodos de discriminación horaria con potencia contratada en alguno de los periodos superior a 450kW.	$1 \text{ kV} < T \leq 36 \text{ kV}$
Tarifa 6.2	Tarifa con tres periodos de discriminación horaria con potencia contratada en alguno de los periodos superior a 450kW.	$36 \text{ kV} < T \leq 72,5 \text{ kV}$
Tarifa 6.3	Tarifa con tres periodos de discriminación horaria con potencia contratada en alguno de los periodos superior a 450kW.	$72,5 \text{ kV} < T \leq 145 \text{ kV}$
Tarifa 6.4	Tarifa con tres periodos de discriminación horaria con potencia contratada en alguno de los periodos superior a 450kW.	$T > 145 \text{ kV}$
Tarifa 6.5	Tarifa con tres periodos de discriminación horaria con potencia contratada en alguno de los periodos superior a 450kW.	Conexiones internacionales

Tabla 4. Tipos de tarifa de acceso de alta tensión

Metodología Eurostat [45]

La serie de datos que proporciona Eurostat comprende un valor por semestre desde 2005, pero la metodología utilizada para obtener estos datos es distinta para los valores obtenidos antes del 2007 y para los obtenidos a partir del segundo semestre de este año.

Es importante recordar que el método de cálculo de los valores de la serie se modifica a partir del año 2007:

- * desde 2003 hasta segundo semestre de 2007 se toma como valor de la serie el correspondiente al 1 de enero y julio de cada semestre y se clasifica a los usuarios industriales en los siguientes grupos

Periodo 2003-2007	Consumo anual	Demanda P máxima	Carga anual
la	30MWh	30kW	1.000 horas.
lb	50MWh	50kW	1.000 horas
lc	160MWh	100kW	1.600 horas
ld	1.250MWh	500kW	2.5000 horas
le	2.000MWh	500kW	4.000 horas
lf	10.000MWh	500kW	4.000 horas
lg	24.000MWh	4.000kW	6.000 horas
lh	50.000MWh	10.000kW	5.000 horas
li	70.000MWh	10.000kW	7.000 horas

Tabla 5. Distribución de usuarios industriales - Electricidad, Eurostat 2005-2007.

- * A partir del segundo semestre de 2007 se toma como valor de la serie el precio medio nacional⁵ pagado por la electricidad por los consumidores industriales finales correspondiente al semestre anterior. Además, los precios incluyen todas las cargas pagaderas: tarifas de acceso a la red más energía consumida, menos cualquier rebaja o prima, más otras cargas (alquiler de contadores, gastos fijos, etc.). No incluyen las cargas relativas a la conexión inicial.

Los consumidores industriales se clasifican en los siguientes grupos en este periodo:

Periodo a partir de 2007	Consumo anual
Grupo IA	inferior a 20MWh
Grupo IB	entre 20 MWh y 500 MWh
Grupo IC	500 MWh y 2.000 MWh
Grupo ID	2.000 MWh y 20.000 MWh
Grupo IE	20.000 MWh y 70.000 MWh
Grupo IF	70.000 MWh y 150.000 MWh
Grupo IG	mayor a 150.000 MWh

Tabla 6. Distribución de usuarios industriales - Electricidad, Eurostat 2007-actualidad.

⁵Los precios representan los precios medios ponderados, utilizando como factores de ponderación las cuotas de mercado de las empresas suministradoras de electricidad examinadas. [Directiva Europea 2008/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo]

Los datos facilitados por Eurostat incluyen tres secciones claramente separadas:

- * *Precios sin impuestos ni gravámenes*, que corresponden a los precios con impuestos, gravámenes no fiscales, tasas y cualesquiera otras cargas fiscales no indicados en las facturas entregadas a los consumidores industriales finales.
- * *Precios sin IVA y otros impuestos recuperables*, que corresponden a los precios con impuestos y gravámenes indicados en las facturas entregadas a los consumidores industriales finales y considerados no recuperables.
- * *Precios con todos los impuestos incluidos*, que corresponden a los precios con impuesto sobre el valor añadido (IVA) y otros impuestos recuperables indicados en las facturas entregadas a los consumidores industriales finales.

Análisis de los datos proporcionados por Eurostat

Evolución del precio de la electricidad en los distintos semestres para cada uno de los consumidores industriales.

EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD-GRUPO IA

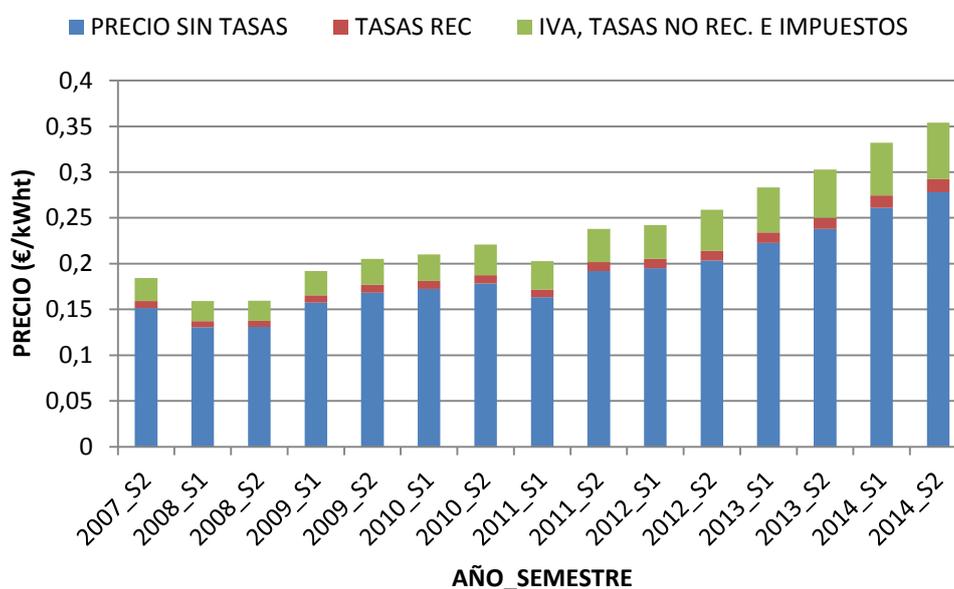


Figura 13. Evolución del precio de la electricidad, consumidor industrial Grupo IA, 2007-2014.

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD-GRUPO IB

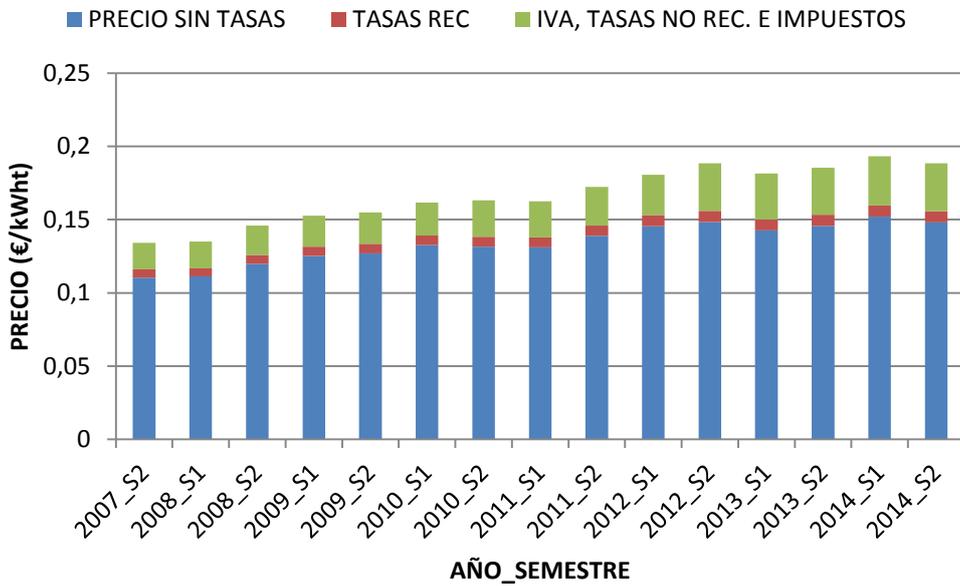


Figura 14. Evolución del precio de la electricidad, consumidor industrial Grupo IB, 2007-2014.

DISTRIBUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD-GRUPO IC

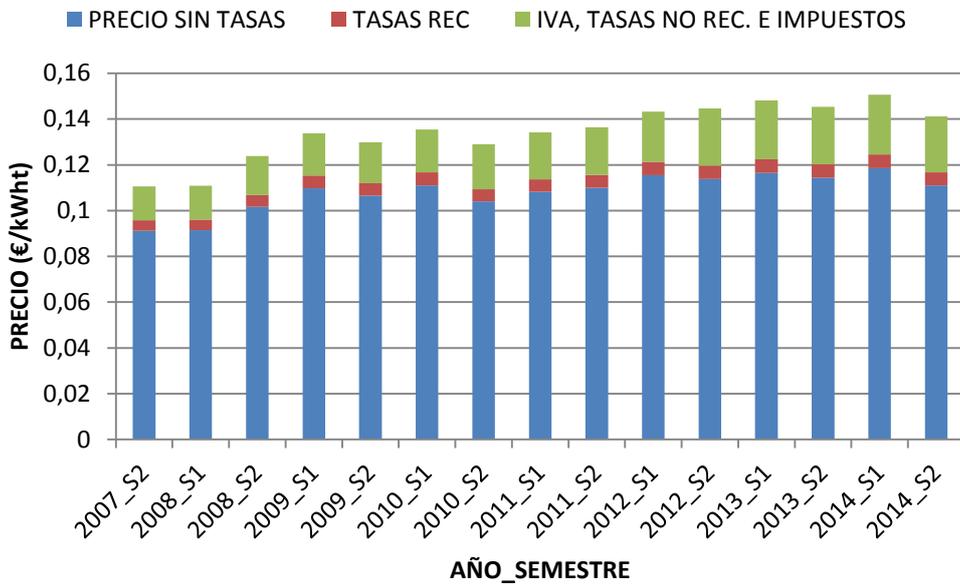


Figura 15. Evolución del precio de la electricidad, consumidor industrial Grupo IC, 2007-2014.

DISTRIBUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD-GRUPO ID

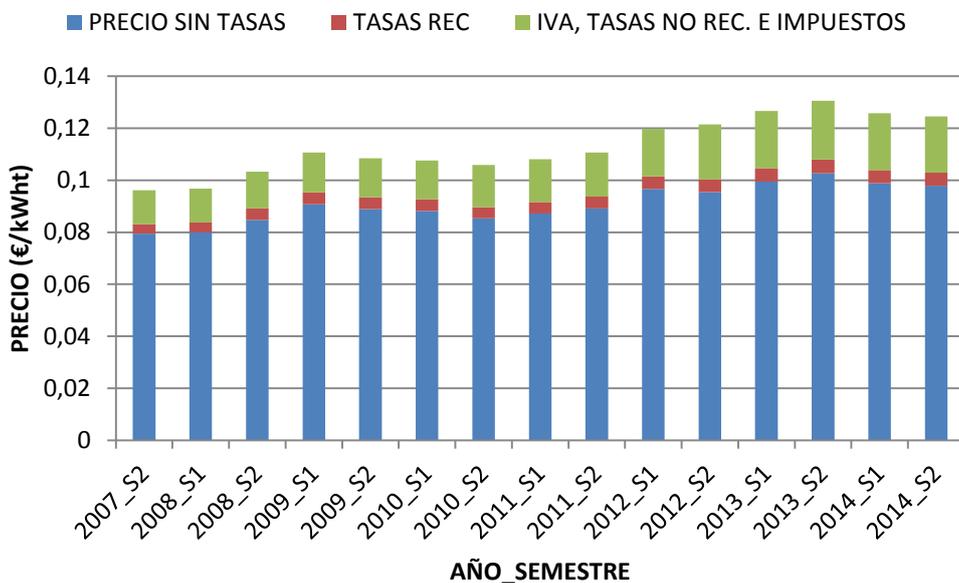


Figura 16. Evolución del precio de la electricidad, consumidor industrial Grupo ID, 2007-2014.

DISTRIBUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD-GRUPO IE

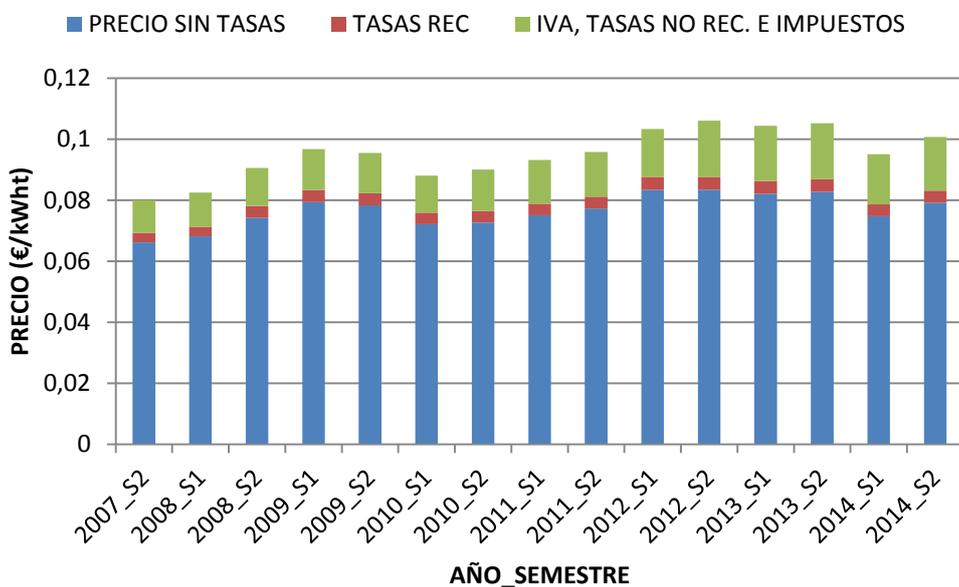


Figura 17. Evolución del precio de la electricidad, consumidor industrial Grupo IE, 2007-2014.

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD - GRUPO IF

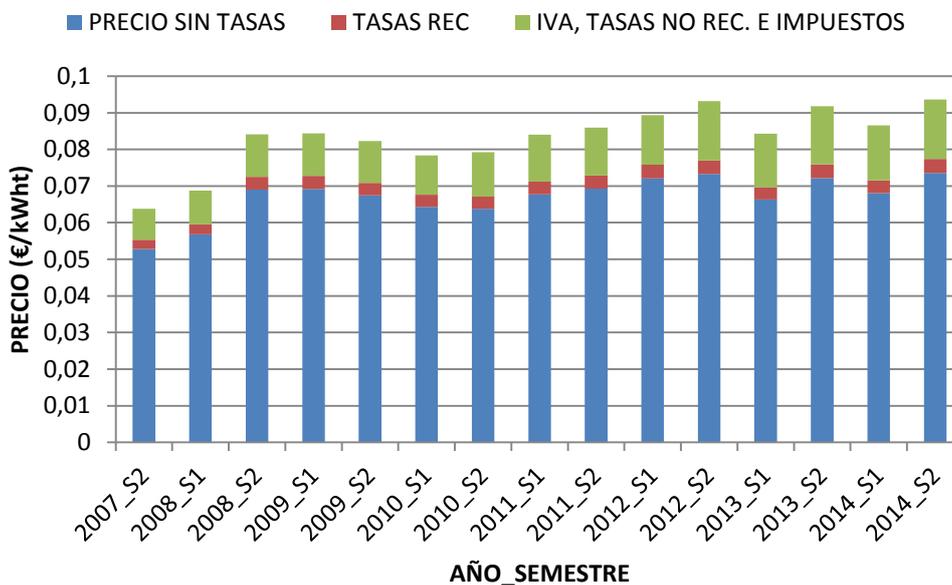


Figura 18. Evolución del precio de la electricidad, consumidor industrial Grupo IF, 2007-2014.

EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD- GRUPO IG

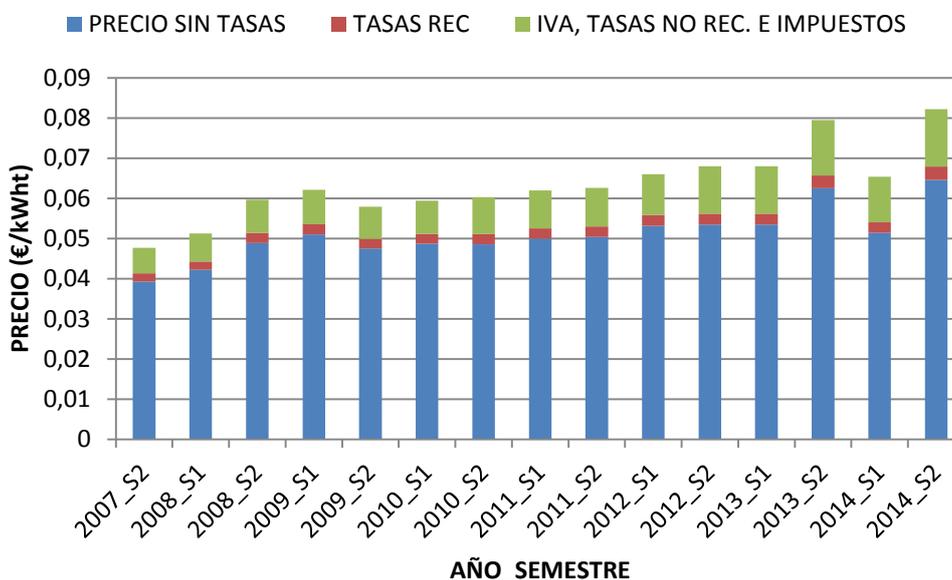


Figura 19. Evolución del precio de la electricidad, consumidor industrial Grupo IG, 2007-2014.

A continuación se muestra la estimación de la evolución de los precios de la electricidad para las distintas categorías de consumidores industriales especificadas en la Tabla 6.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL GRUPO IA

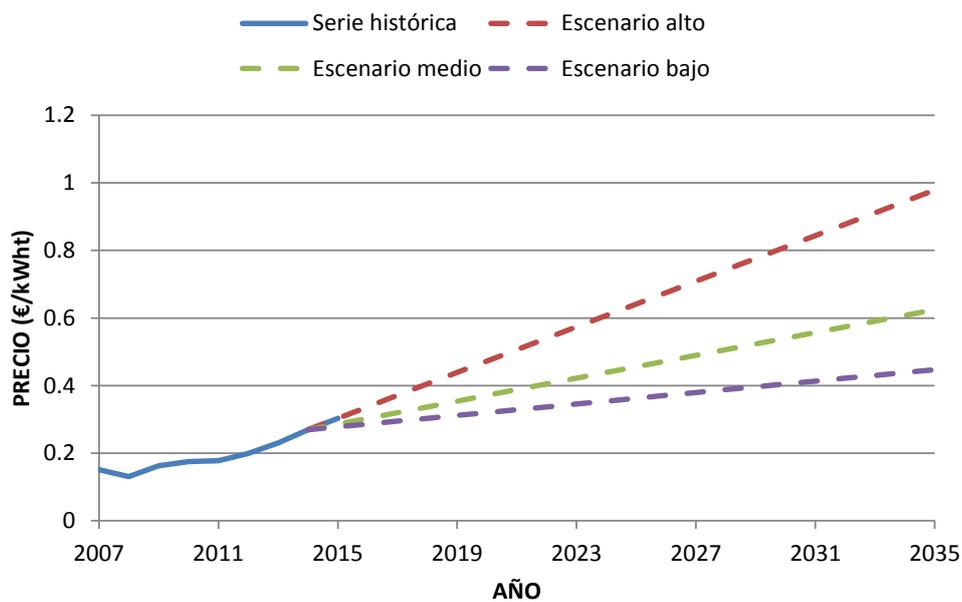


Figura 20. Evolución y estimación del precio de la electricidad por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo IA en el período 2007-2035.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL GRUPO IB

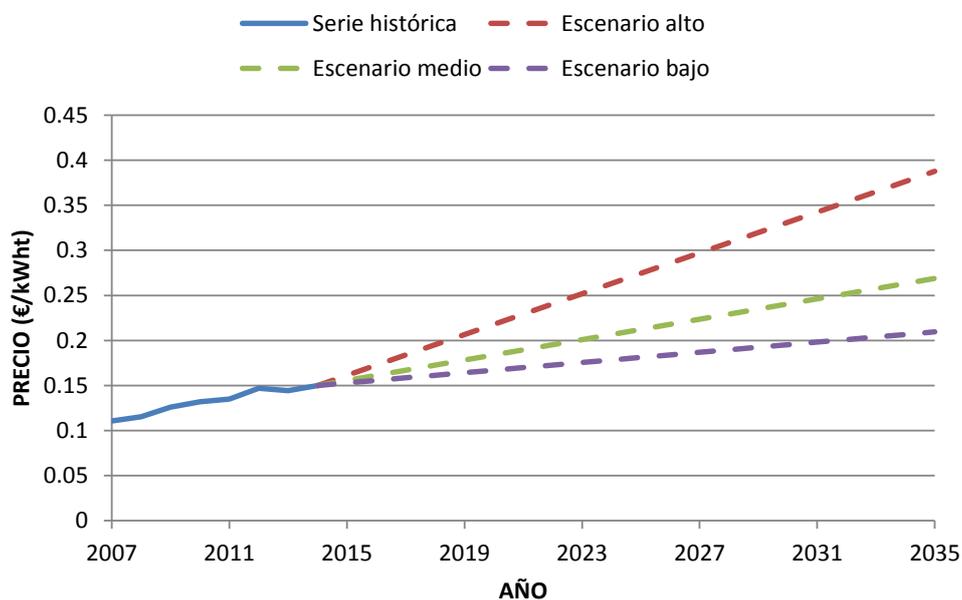


Figura 21. Evolución y estimación del precio de la electricidad por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo IB en el período 2007-2035.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL GRUPO IC

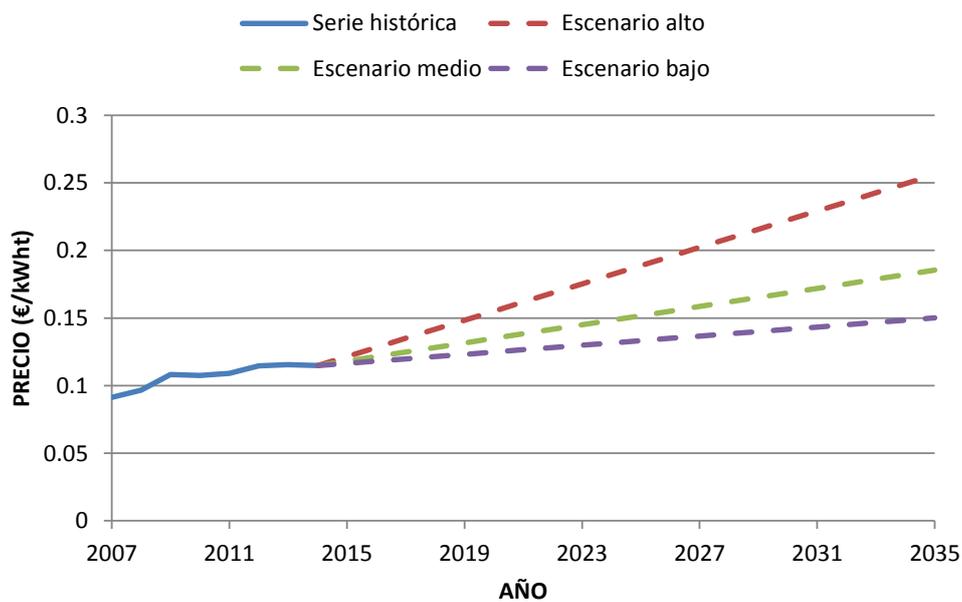


Figura 22. Evolución y estimación del precio de la electricidad por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo IC en el periodo 2007-2035.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL GRUPO ID

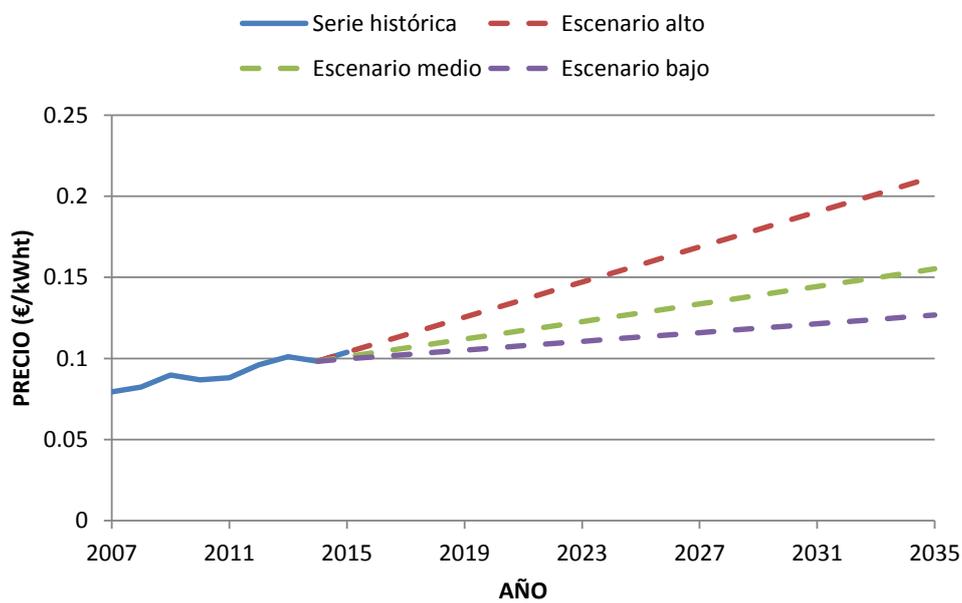


Figura 23. Evolución y estimación del precio de la electricidad por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo ID en el periodo 2007-2035.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL GRUPO IE

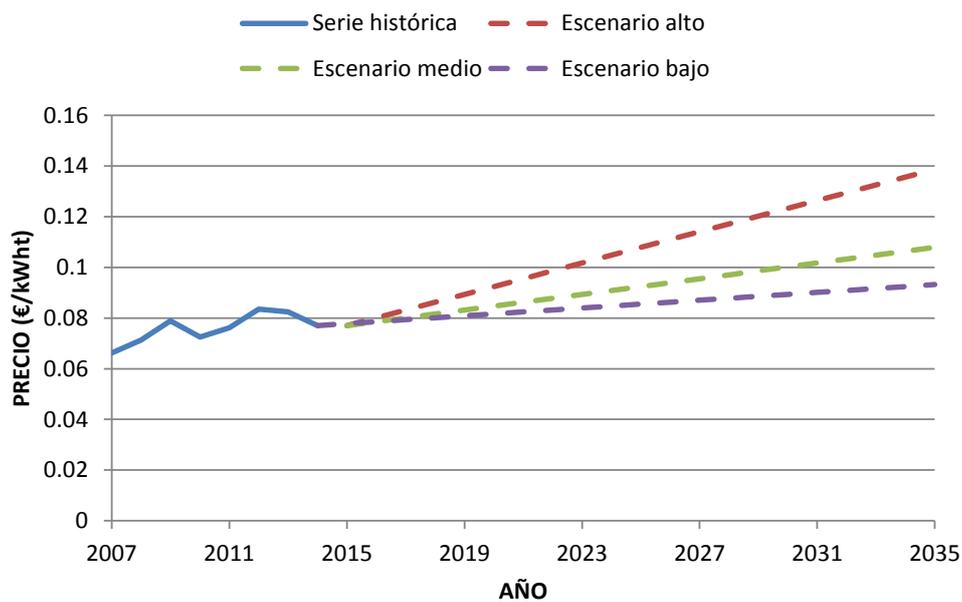


Figura 24. Evolución y estimación del precio de la electricidad por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo IE en el periodo 2007-2035.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL GRUPO IF

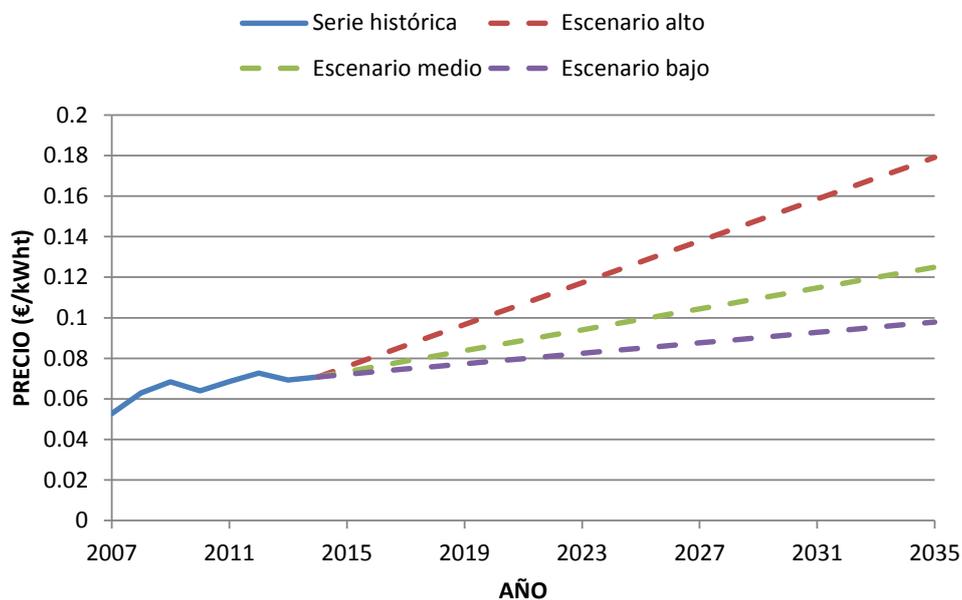


Figura 25. Evolución y estimación del precio de la electricidad por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo IF en el periodo 2007-2035.

CONSUMIDOR INDUSTRIAL GRUPO IG

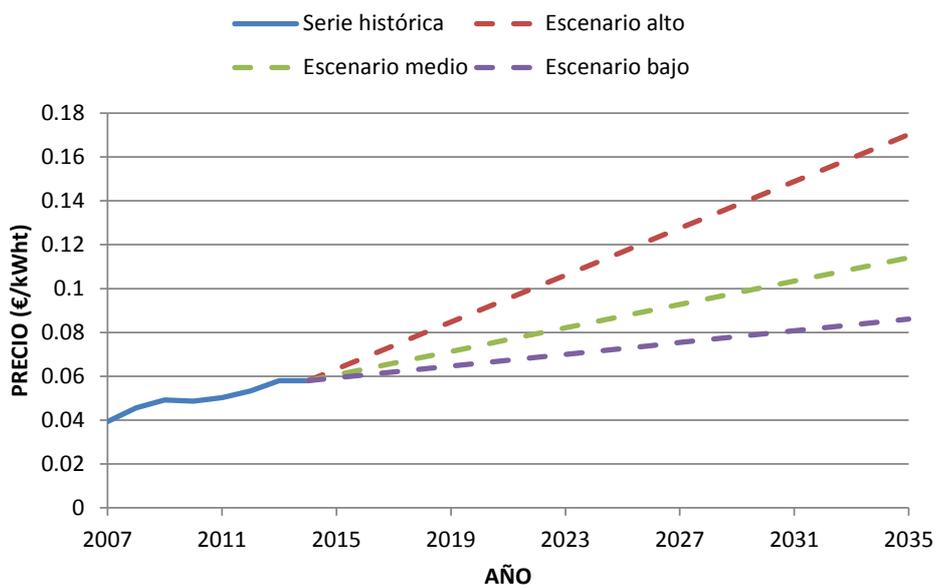


Figura 26. Evolución y estimación del precio de la electricidad por kWh térmico para el consumidor industrial del Grupo IG en el periodo 2007-2035.

FUEL OIL Y GASÓLEO C

Los datos que proporciona el boletín del petróleo de la CE son los precios del fuel oil en euros por tonelada y del gasóleo C en euros por 1000l.

Para calcular el coste de combustible que consume una determinada industria y poder compararlo con la energía consumida mediante tecnología solar térmica es necesario calcular el precio de estos hidrocarburos en euros por kWh térmico.

Para ello se utilizan los siguientes datos característicos de cada combustible.

FUEL OIL	
Poder Calorífico Inferior	41.62 MJ/kg
Densidad a 15°C	0.96 kg/l

Tabla 7. Características típicas de Fuel Oil [49].

GASÓLEO C**	
Poder Calorífico Inferior	41.62 MJ/kg
Densidad a 15°C	0.96 kg/l

Tabla 8. Características típicas del Gasóleo C [50].

Y sabiendo que

$$\rho = m * v$$

$$kWh = m * PCI$$

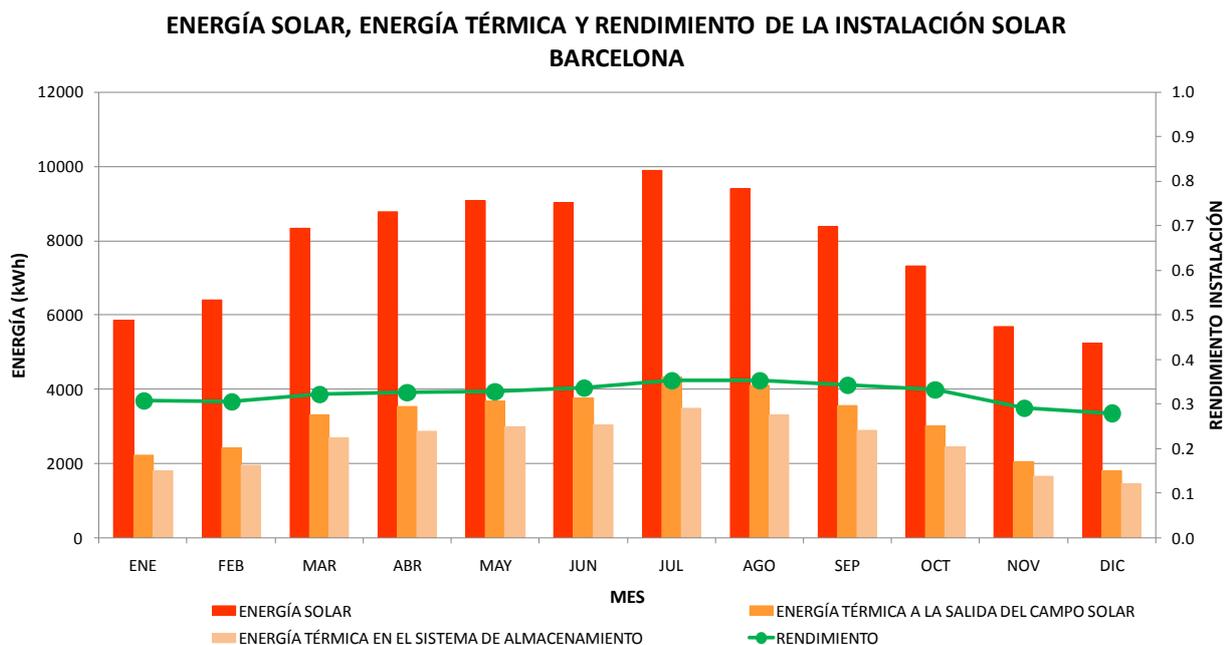
Y que

$$kWh_t = kWh * \text{rendimiento caldera}$$

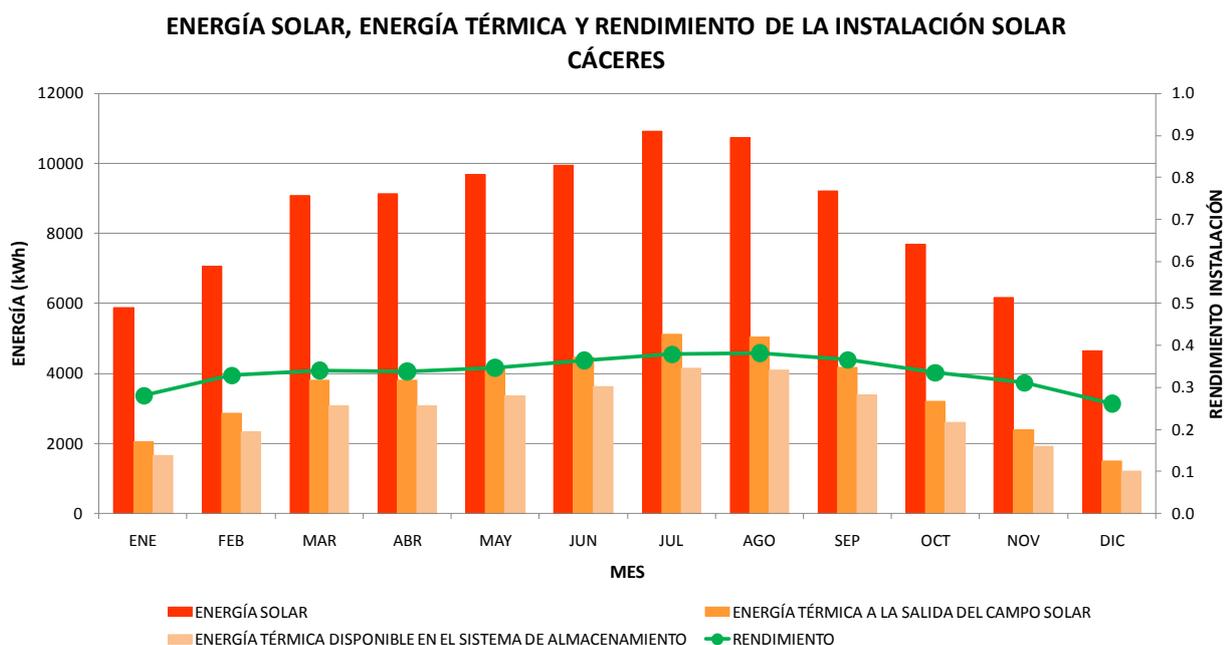
Suponiendo que el rendimiento de la caldera es de 0.95 se obtiene a partir del precio del fuel oil por tonelada el precio del fuel oil por kWh térmico y del precio del gasóleo por cada 1000l el precio del gasóleo por kWh térmico.

11. ANEXO II. RESULTADOS CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO

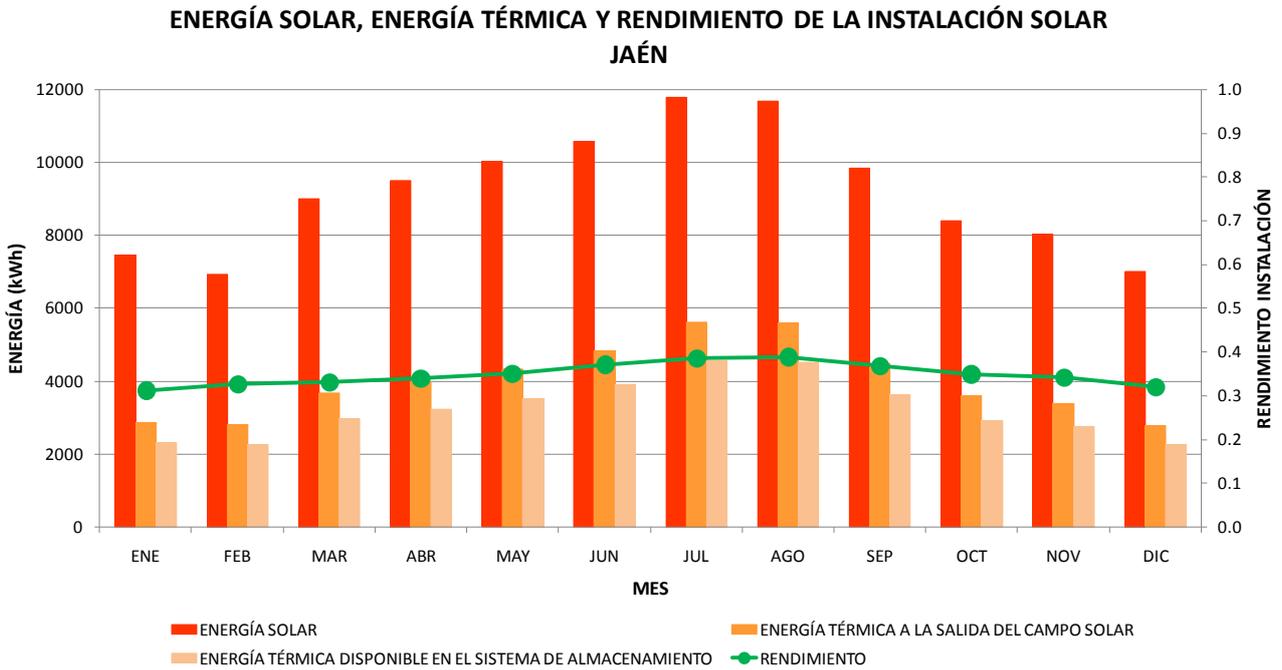
Temperatura media del captador 100°C



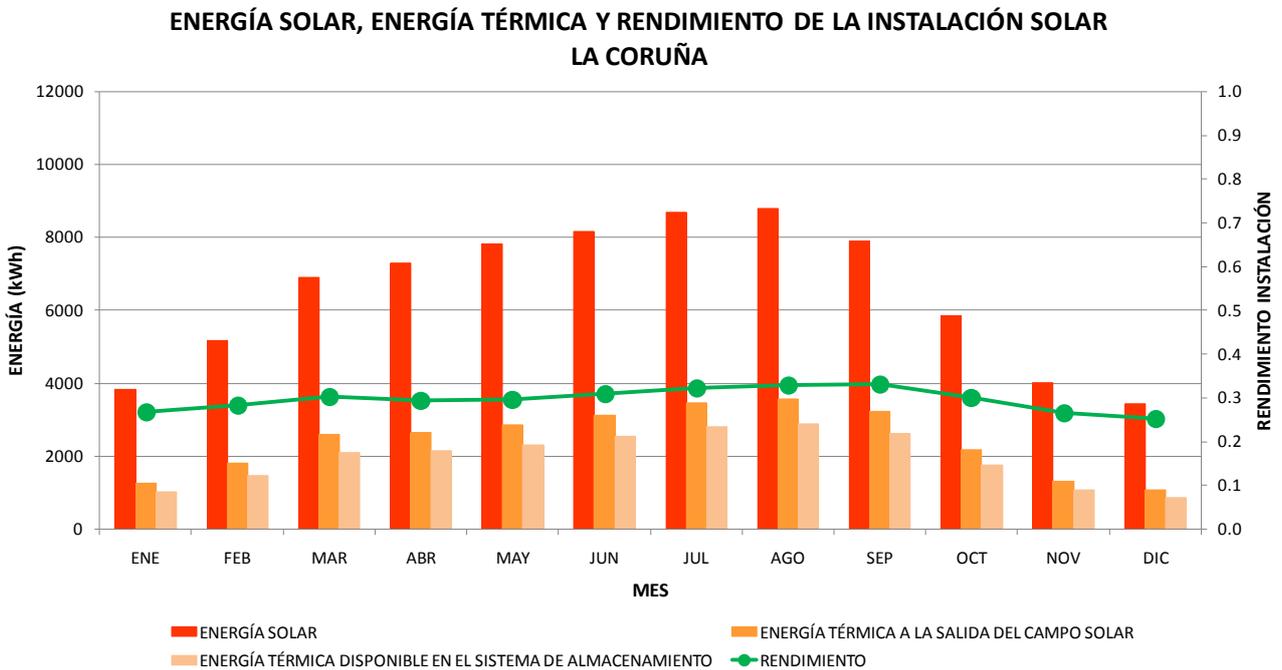
ANEXO II. 1. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.



ANEXO II. 2. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Cáceres. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

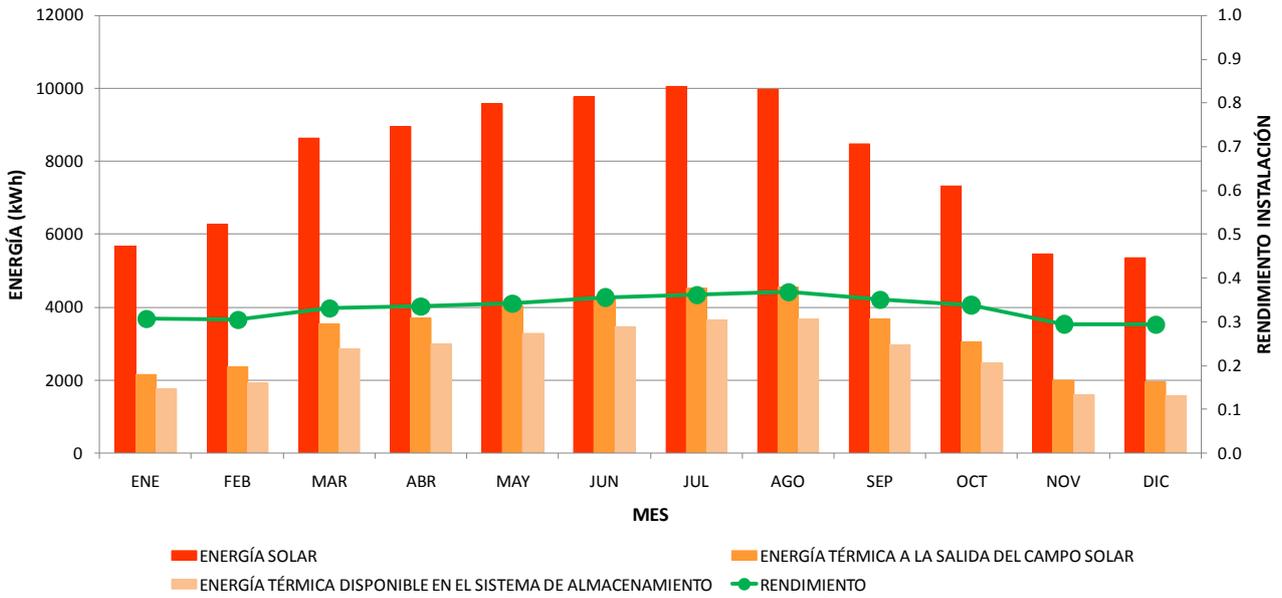


ANEXO II. 3. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Jaén. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.



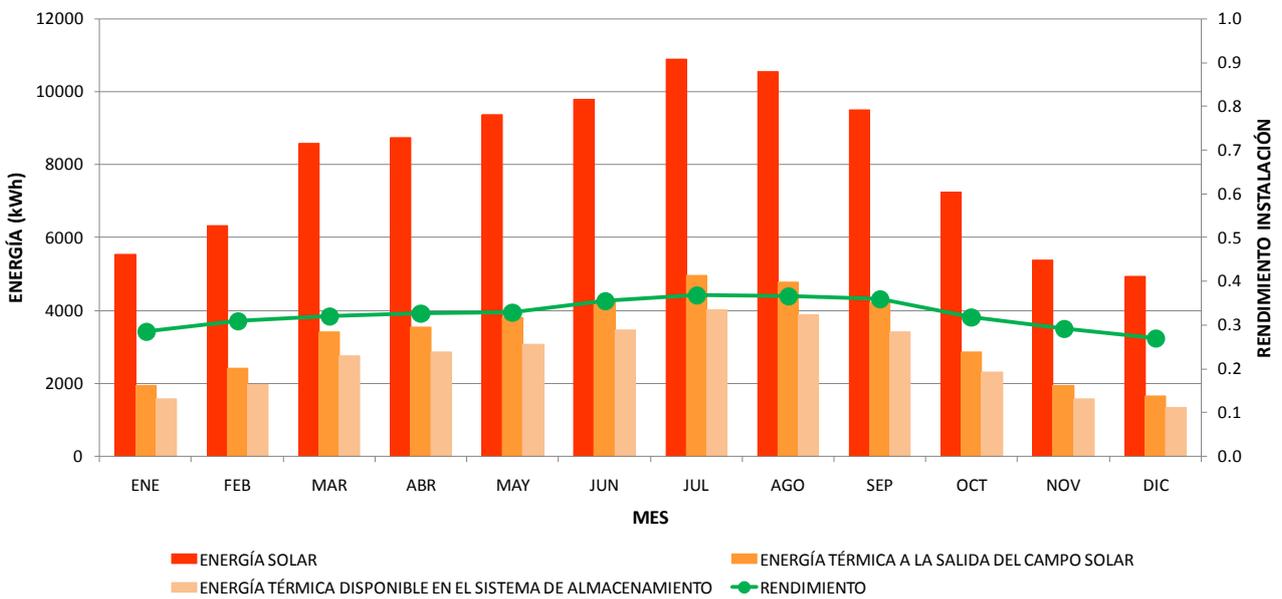
ANEXO II. 4. Rendimiento, energía solar y energía térmica en La Coruña. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR PALMA DE MALLORCA



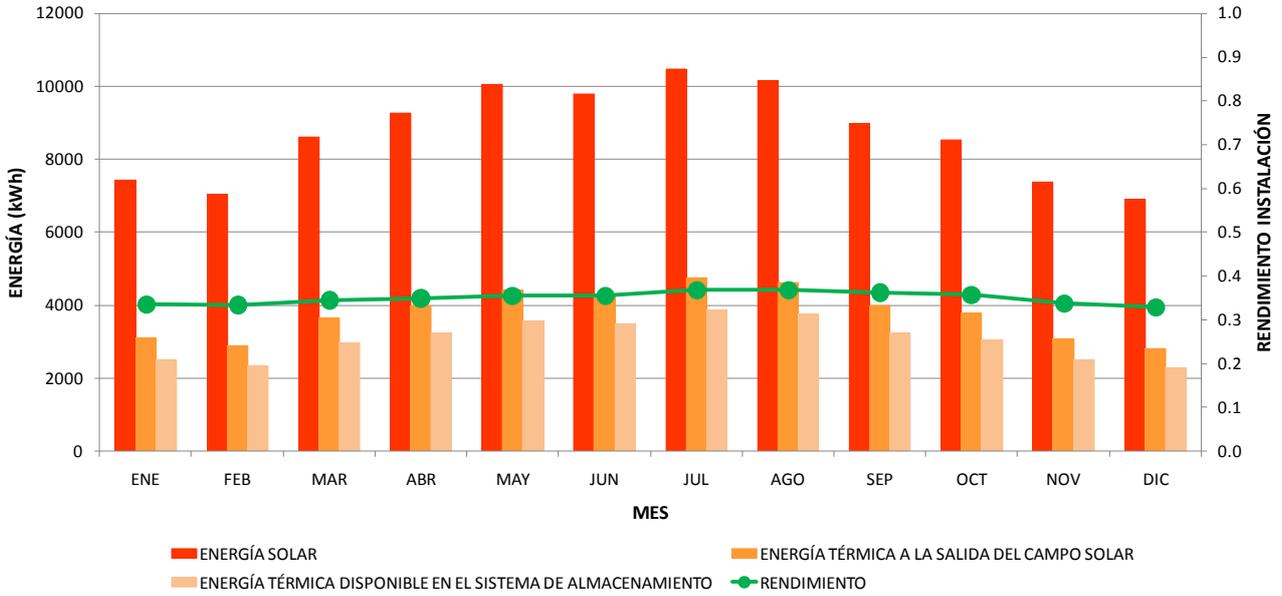
ANEXO II. 5. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Palma de Mallorca. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SALAMANCA



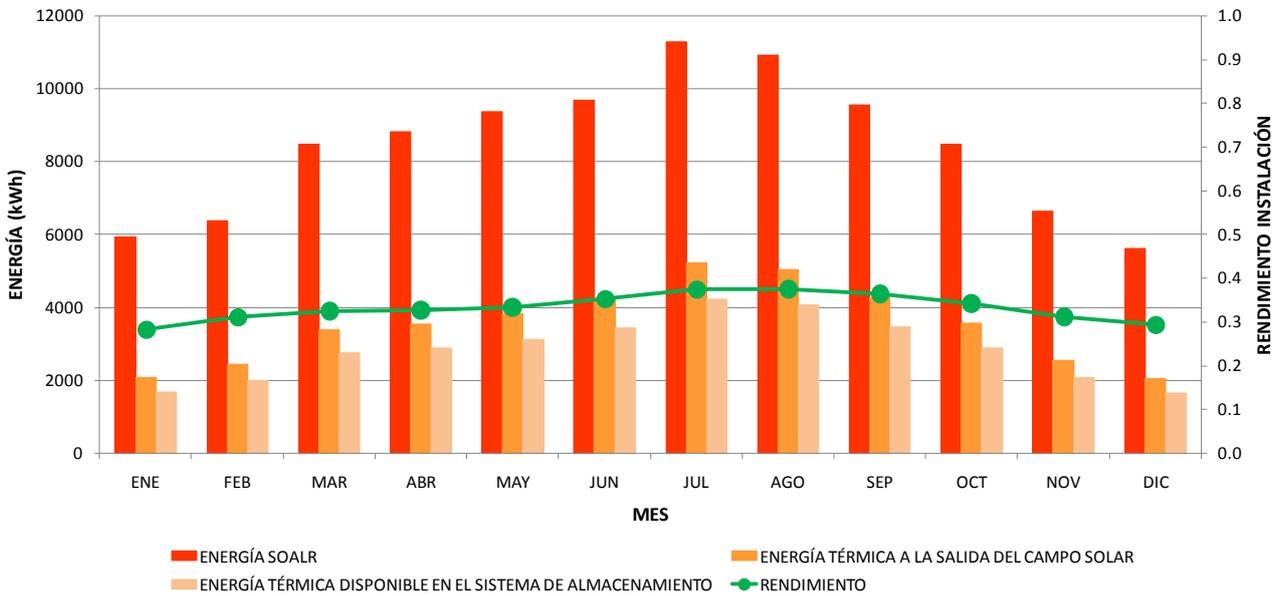
ANEXO II. 6. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Salamanca. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SANTA CRUZ DE TENERIFE



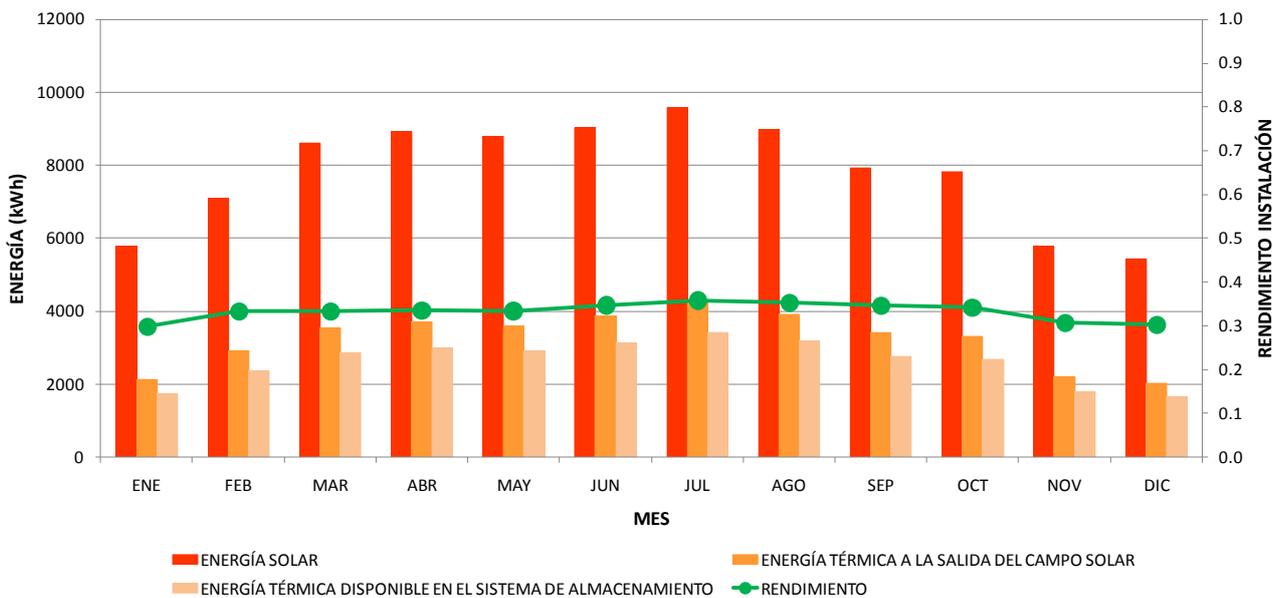
ANEXO II. 7. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Santa Cruz de Tenerife. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR TERUEL



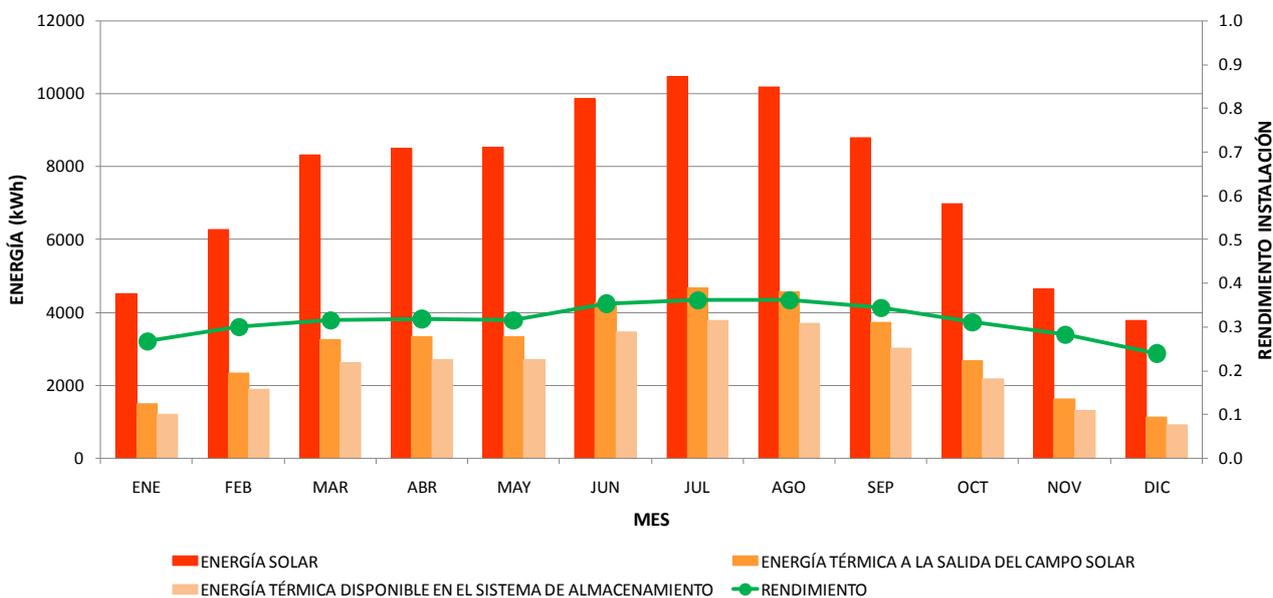
ANEXO II. 8. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Teruel. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALENCIA



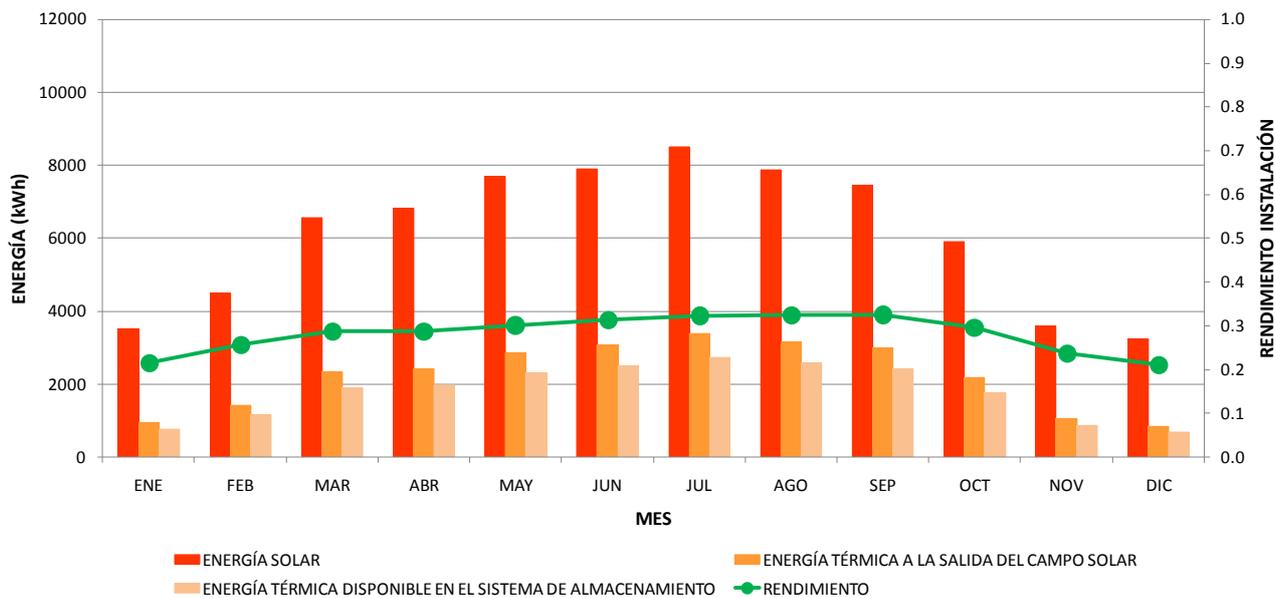
ANEXO II. 9. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valencia. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

RADIACIÓN SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALLADOLID



ANEXO II. 10. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valladolid. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

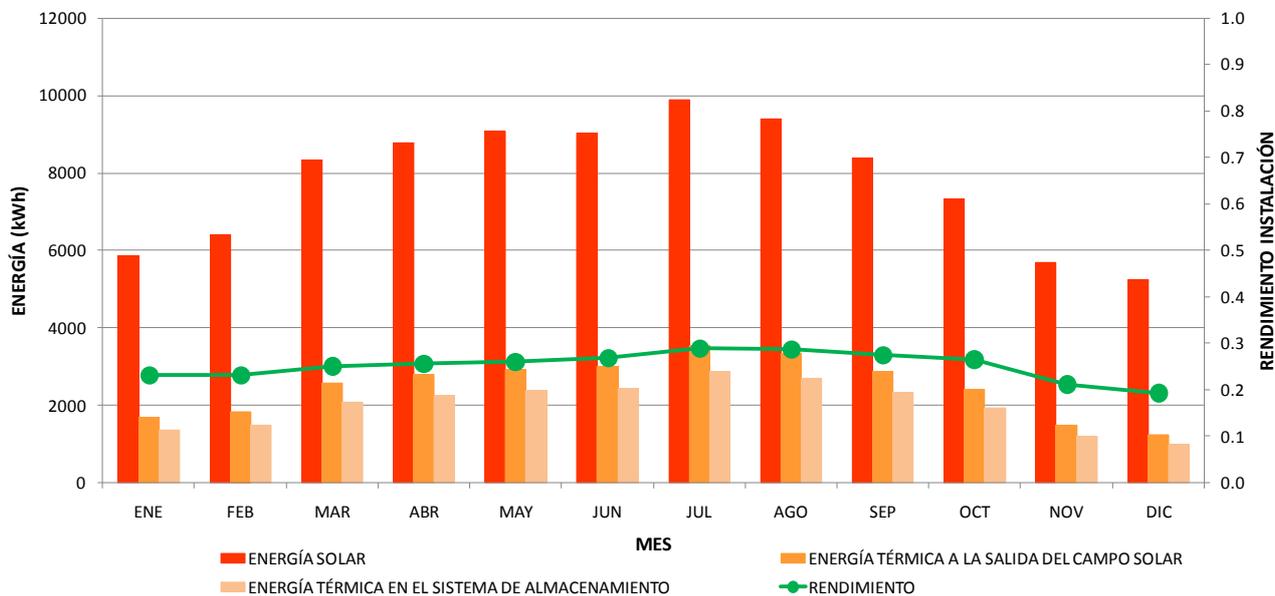
ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VITORIA



ANEXO II. 11. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Vitoria. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C.

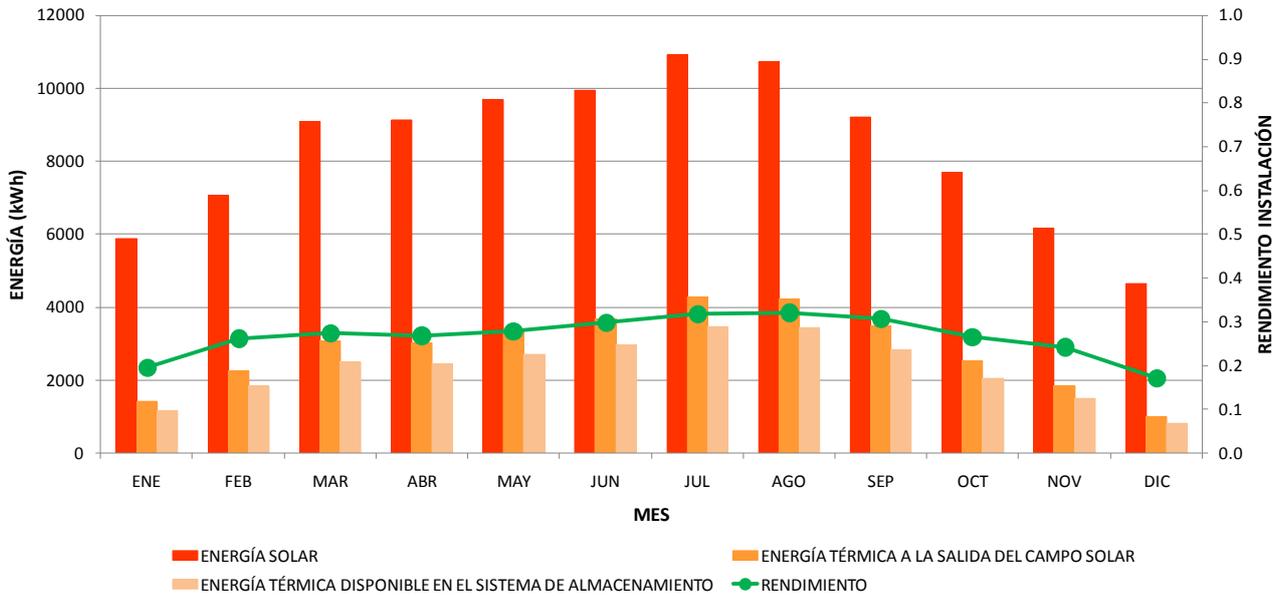
Temperatura media del captador 125°C

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR BARCELONA



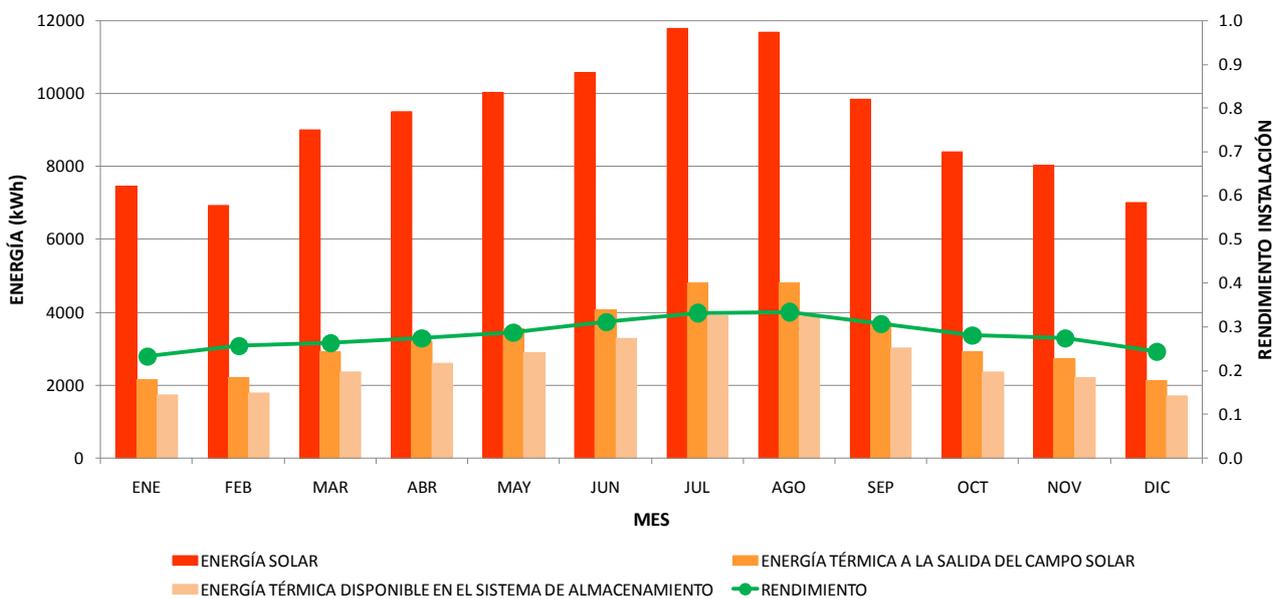
ANEXO II. 12. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR CÁCERES



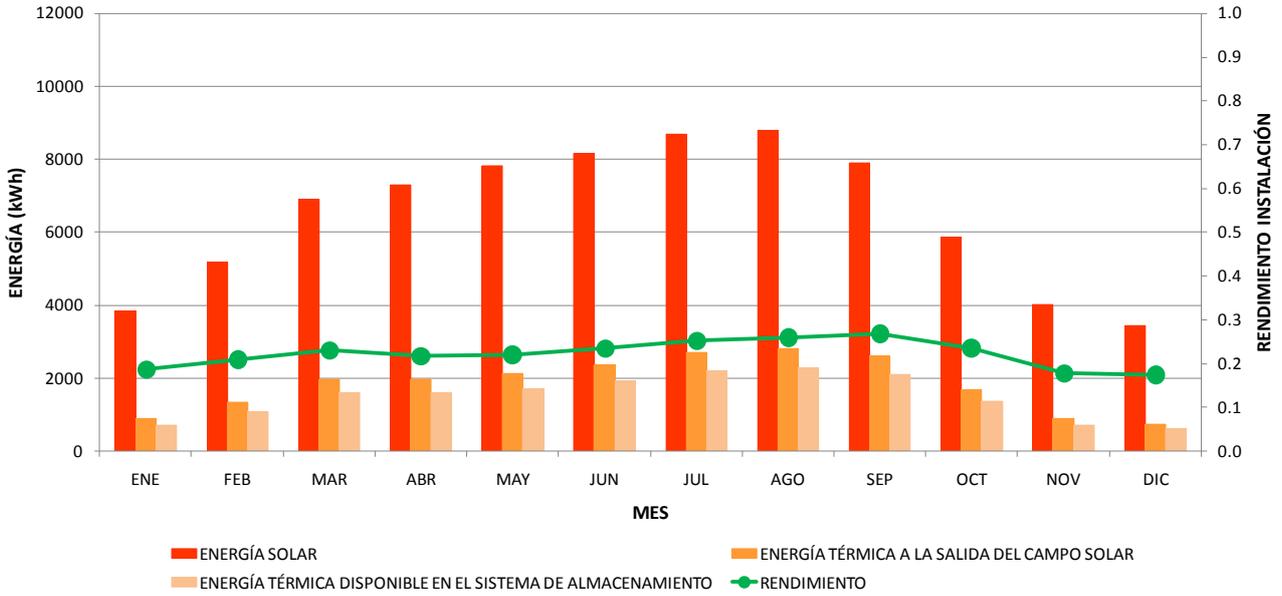
ANEXO II. 13. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Cáceres. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR JAÉN



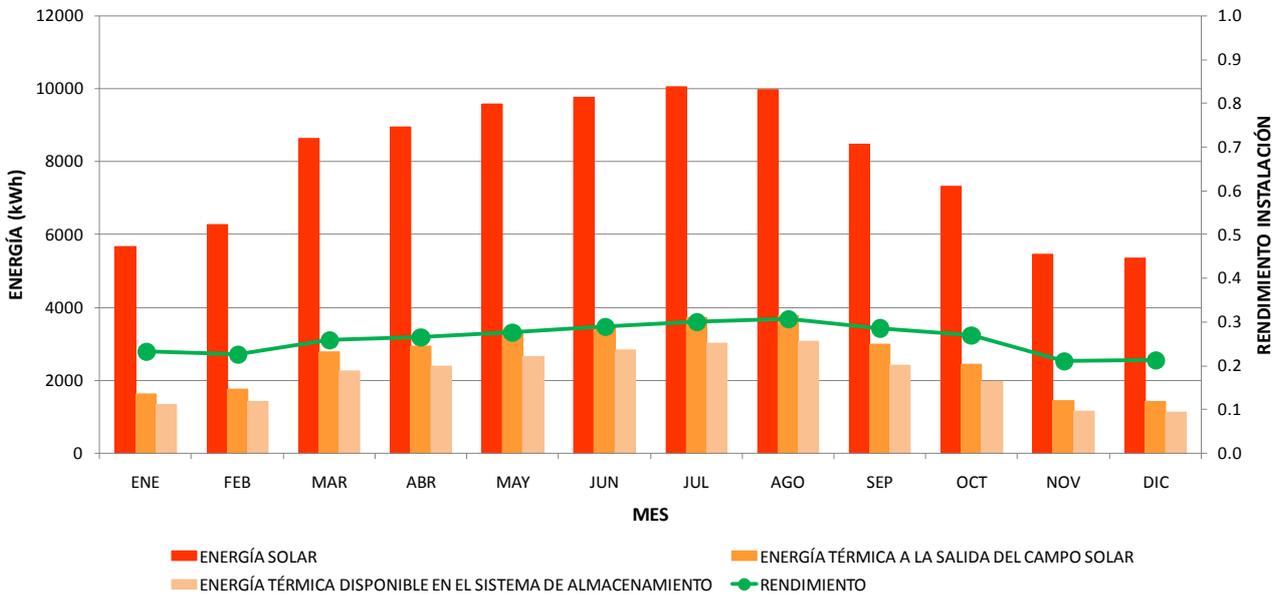
ANEXO II. 14. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Jaén. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR LA CORUÑA



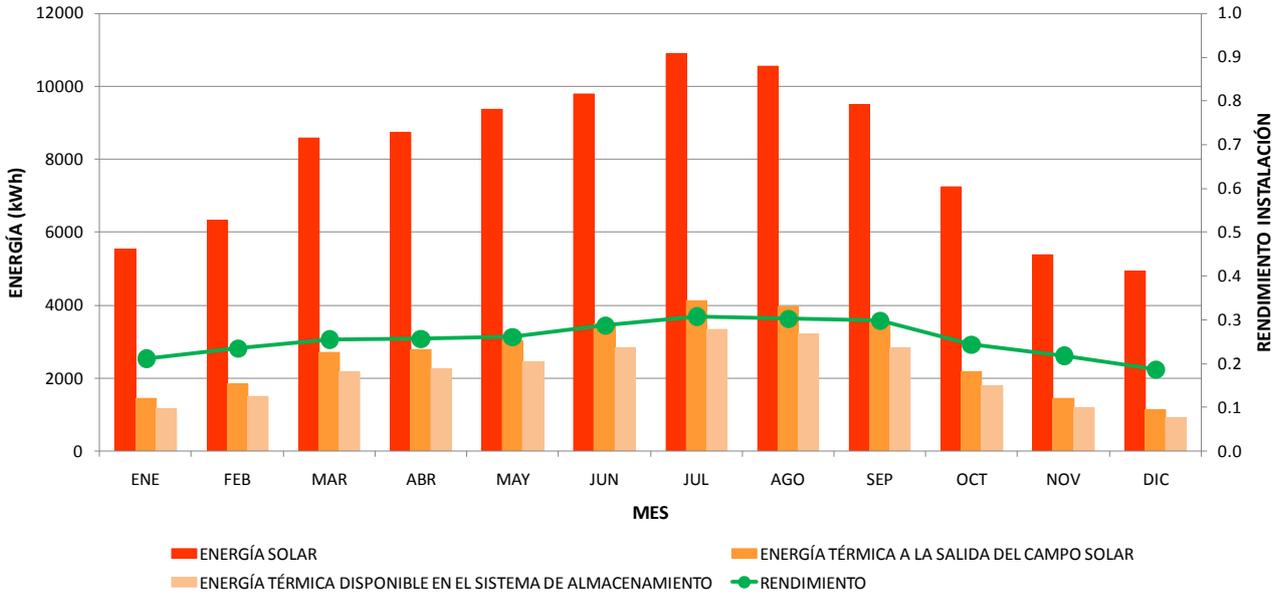
ANEXO II. 15. Rendimiento, energía solar y energía térmica en La Coruña. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR PALMA DE MALLORCA



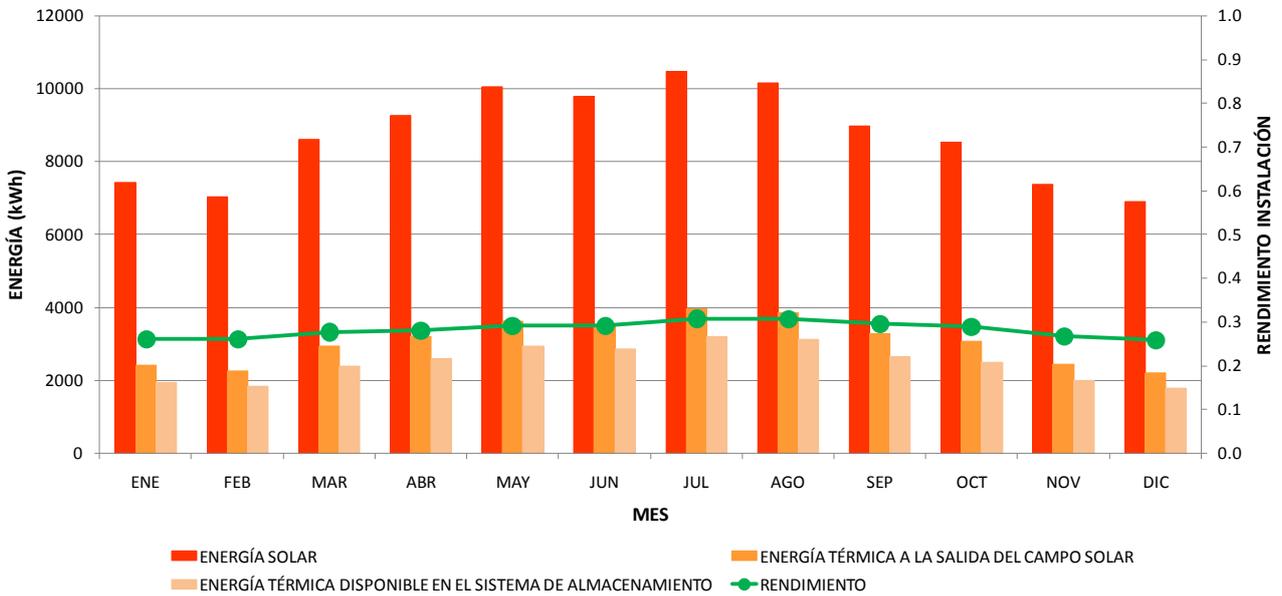
ANEXO II. 16. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Palma de Mallorca. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SALAMANCA



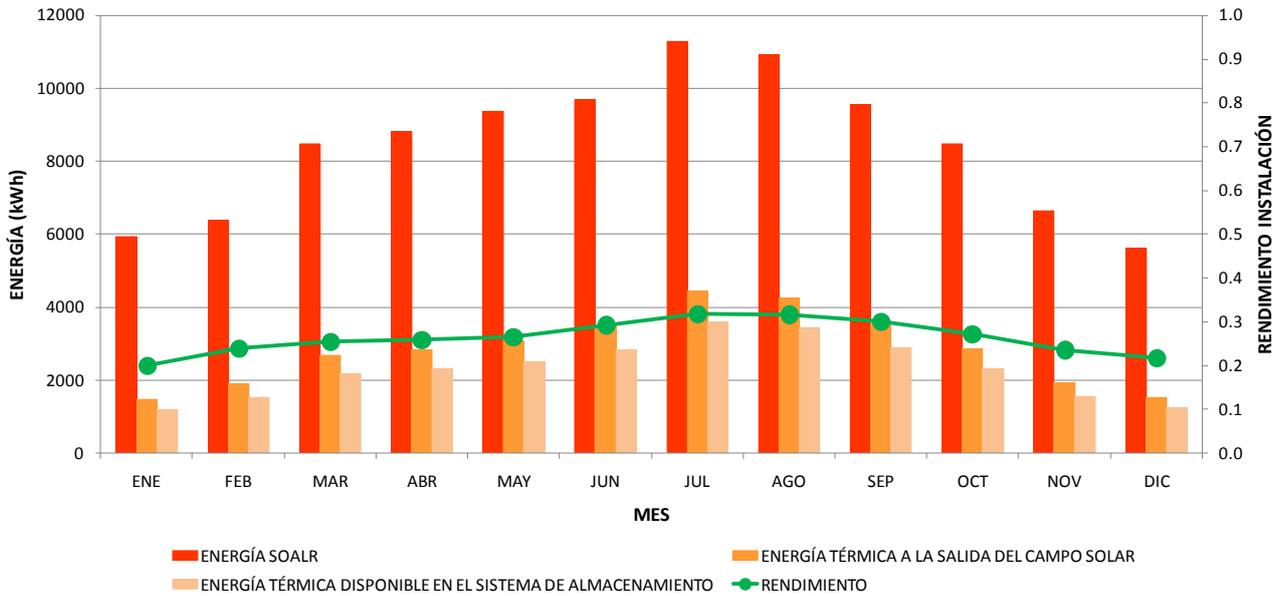
ANEXO II. 17. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Salamanca. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SANTA CRUZ DE TENERIFE



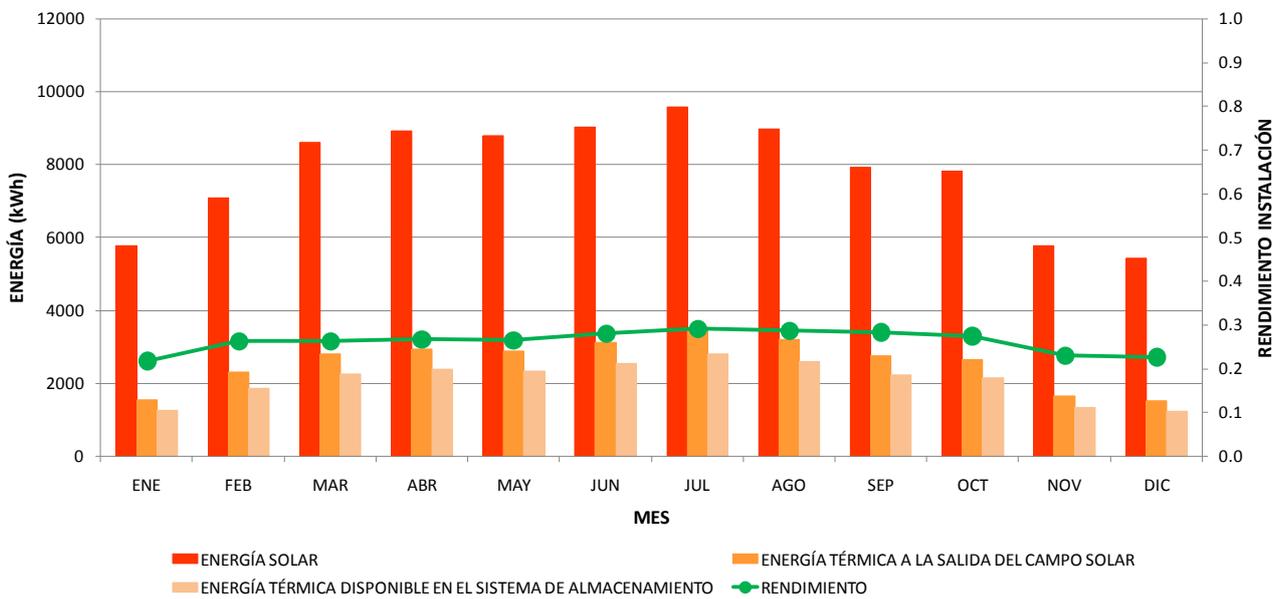
ANEXO II. 18. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Santa Cruz de Tenerife. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR TERUEL



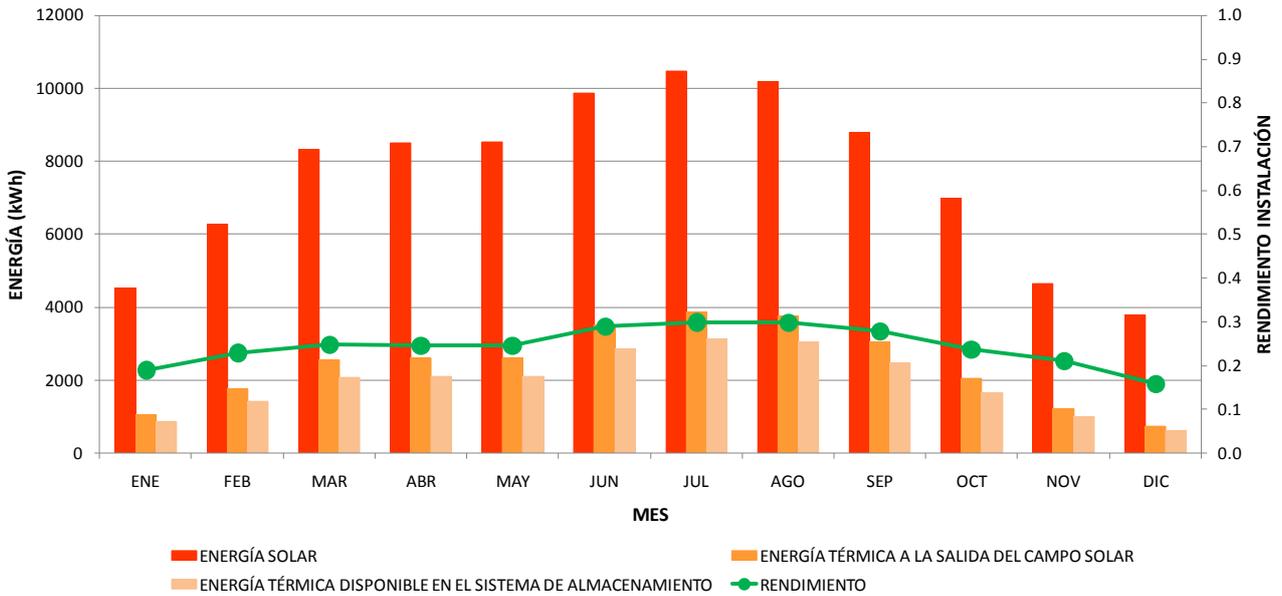
ANEXO II. 19. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Teruel. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALENCIA



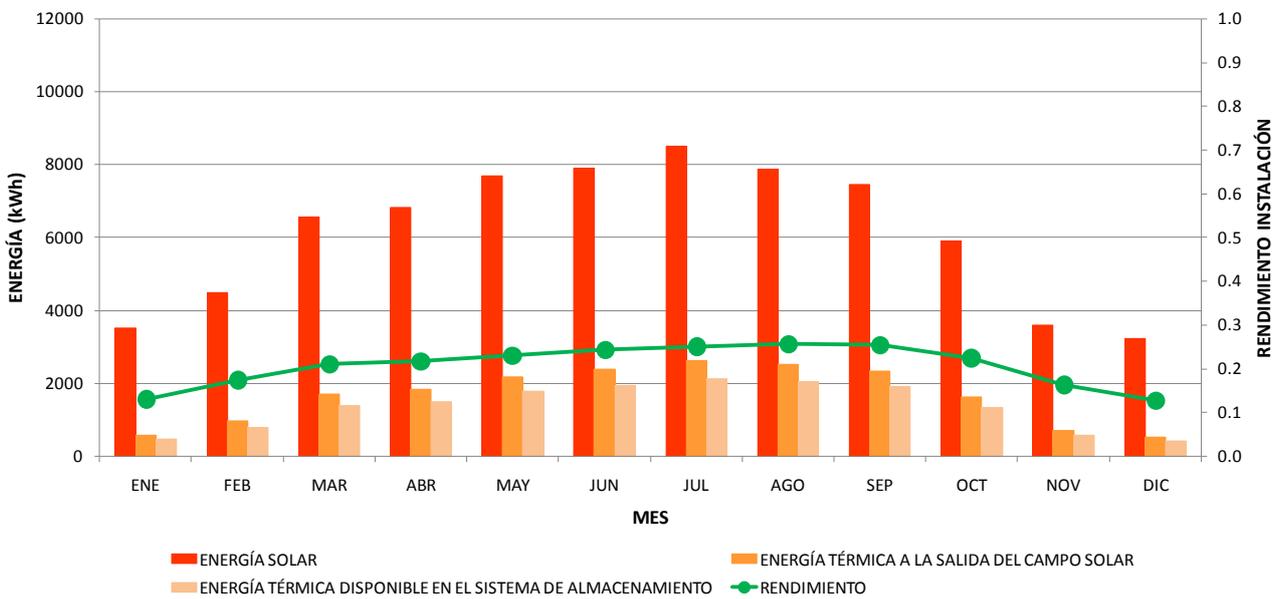
ANEXO II. 20. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valencia. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALLADOLID



ANEXO II. 21. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valladolid. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

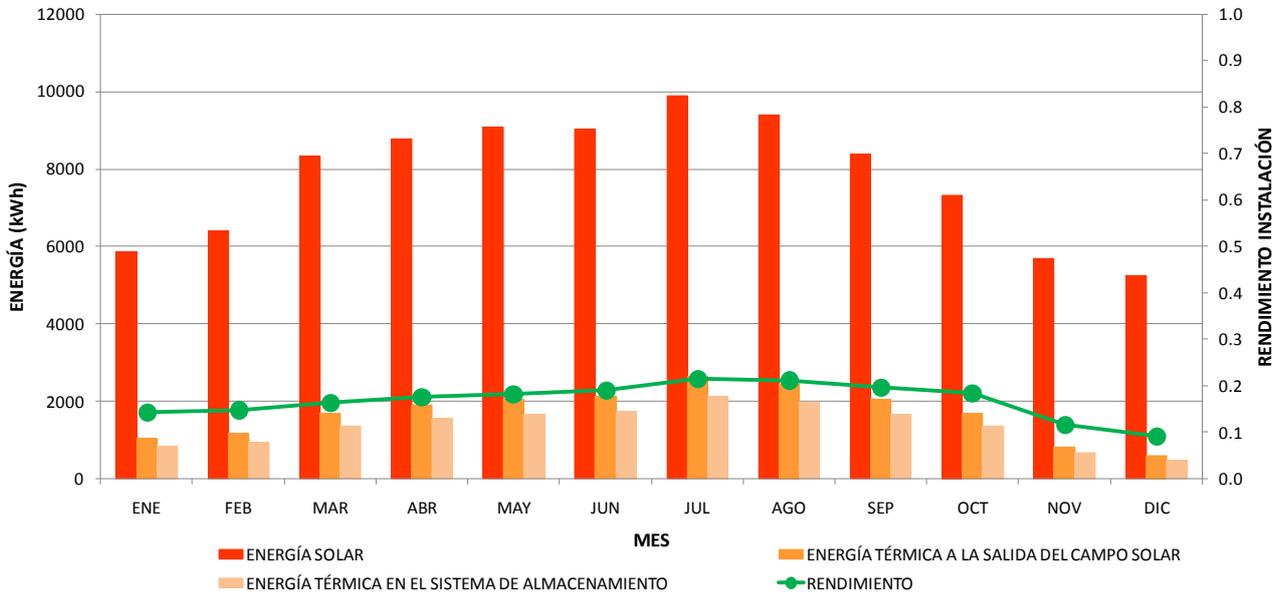
ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VITORIA



ANEXO II. 22. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Vitoria. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C.

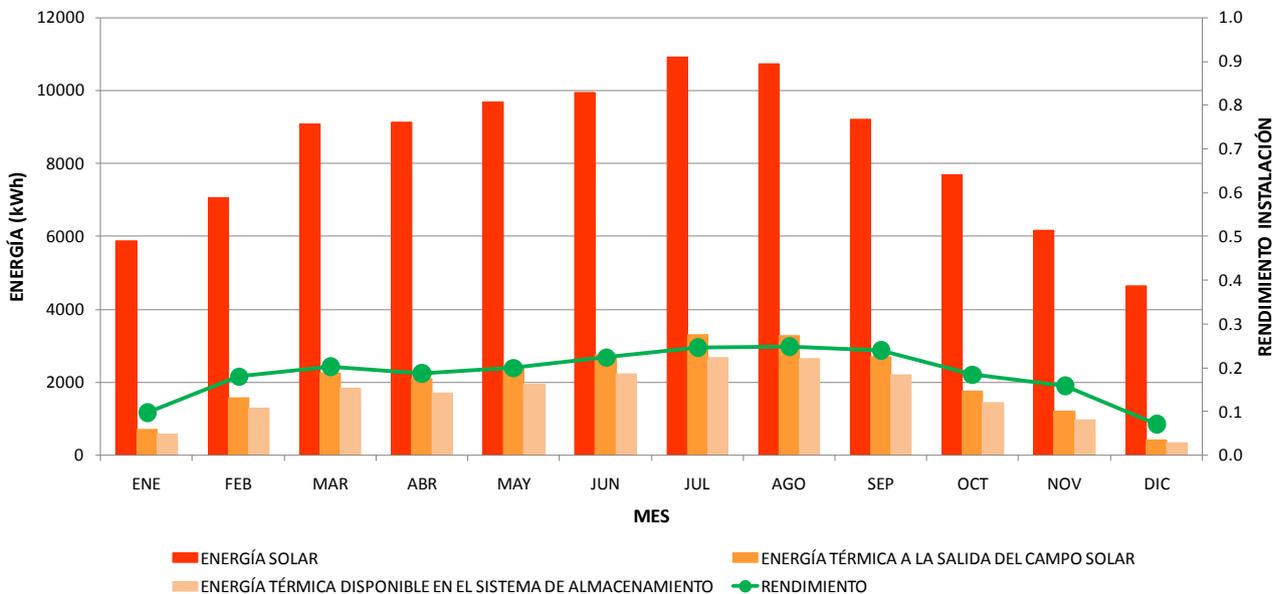
Temperatura media del captador 150°C

**ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR
BARCELONA**



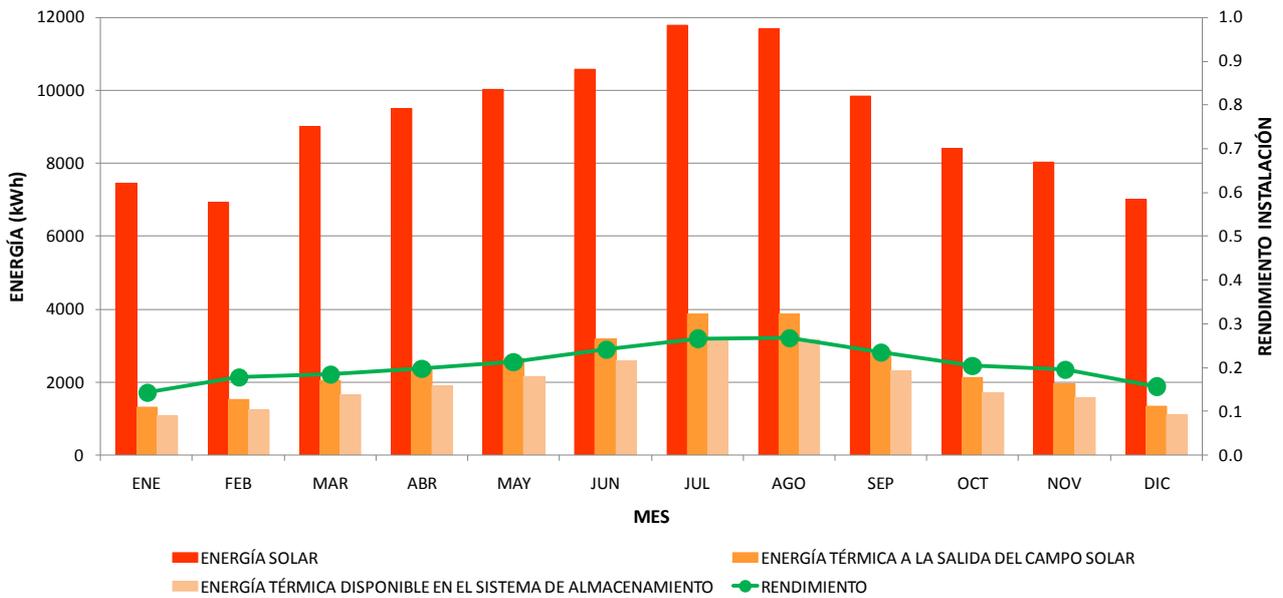
ANEXO II. 23. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

**ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR
CÁCERES**



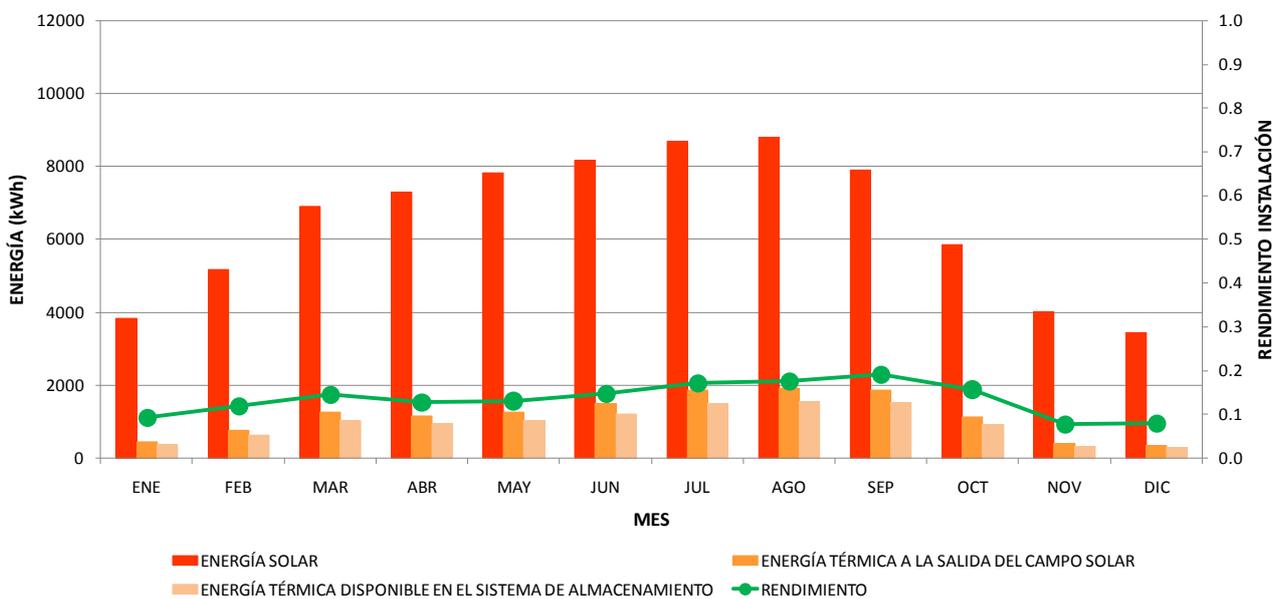
ANEXO II. 24. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Cáceres. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR JAÉN



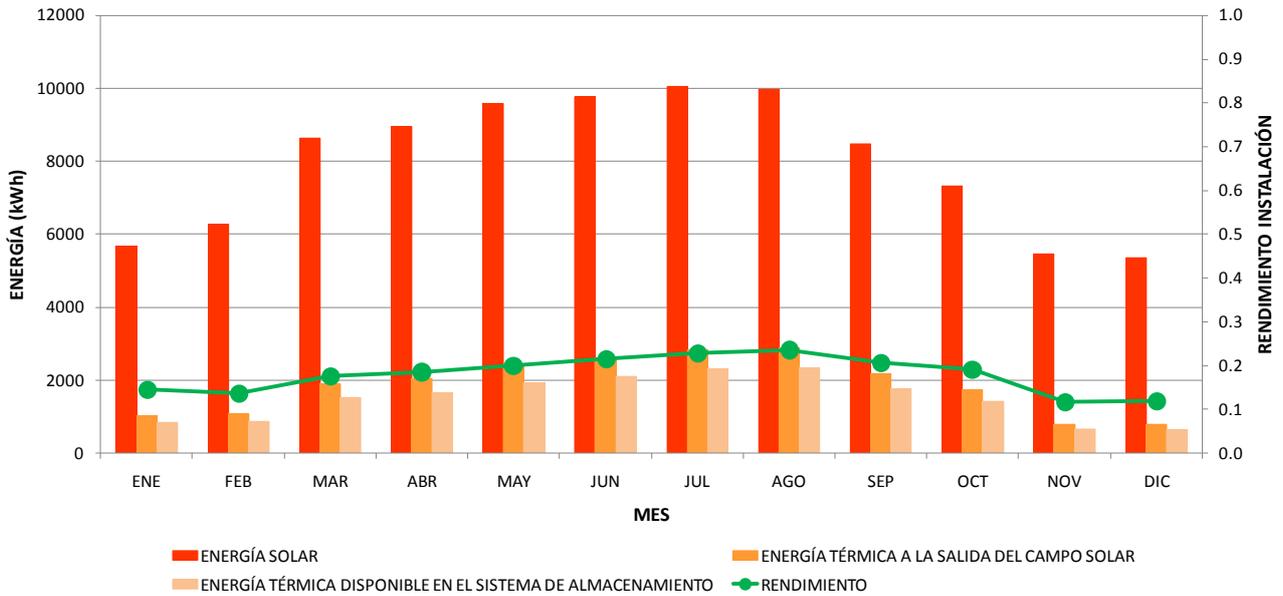
ANEXO II. 25. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Jaén. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR LA CORUÑA



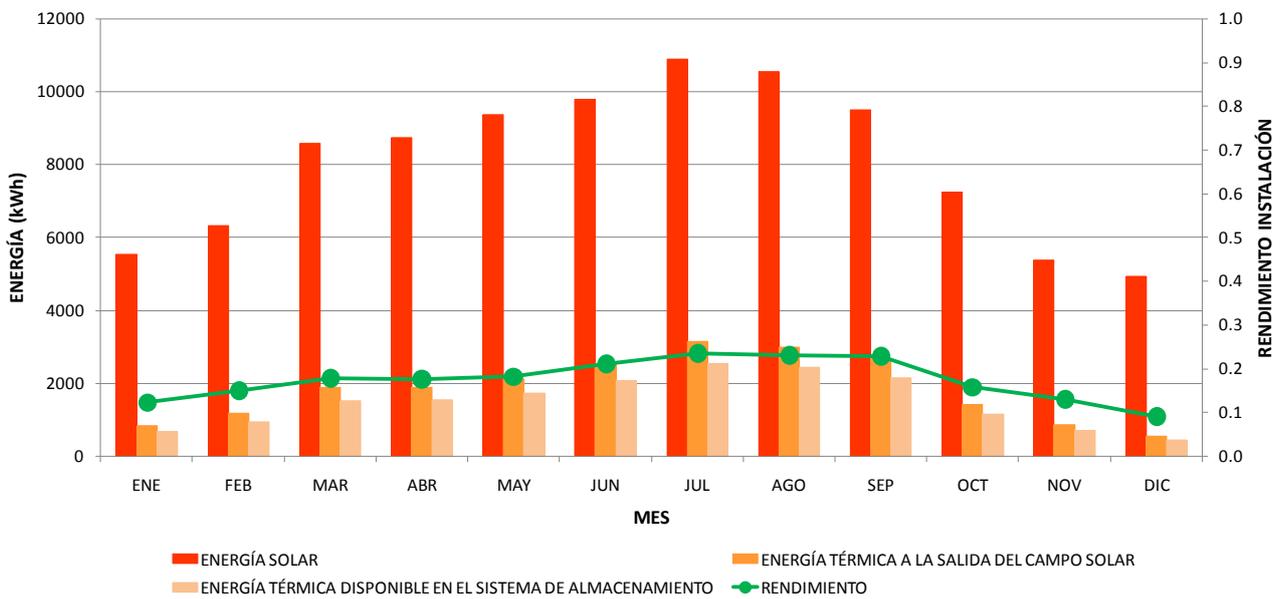
ANEXO II. 26. Rendimiento, energía solar y energía térmica en La Coruña. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR PALMA DE MALLORCA



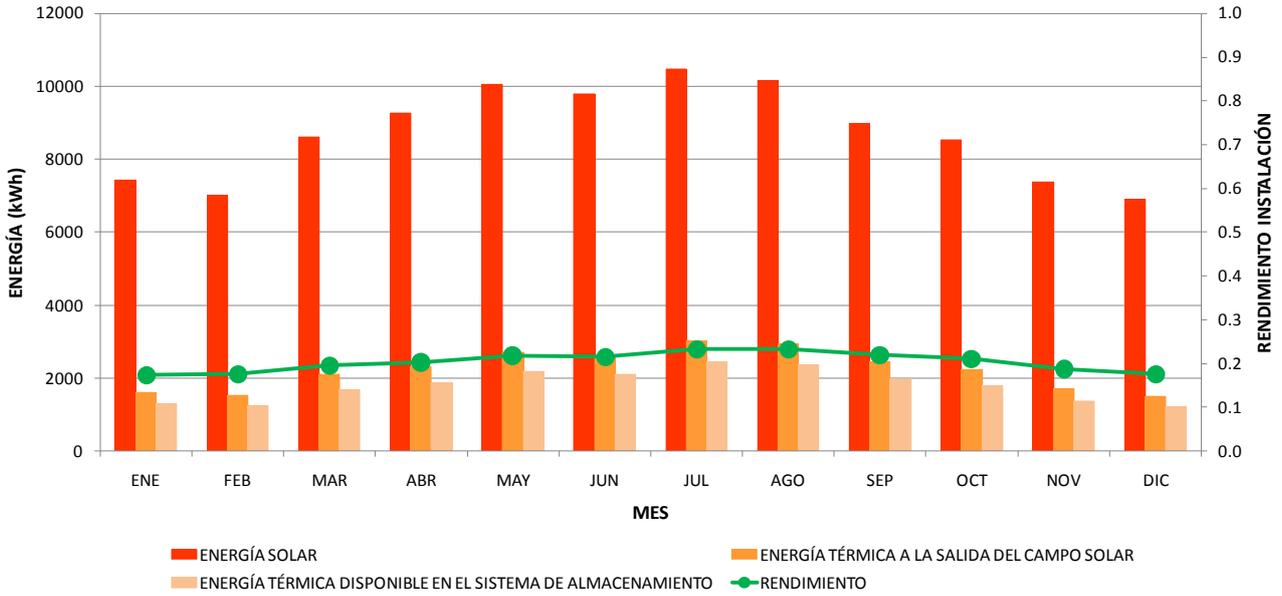
ANEXO II. 27. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Palma de Mallorca. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SALAMANCA



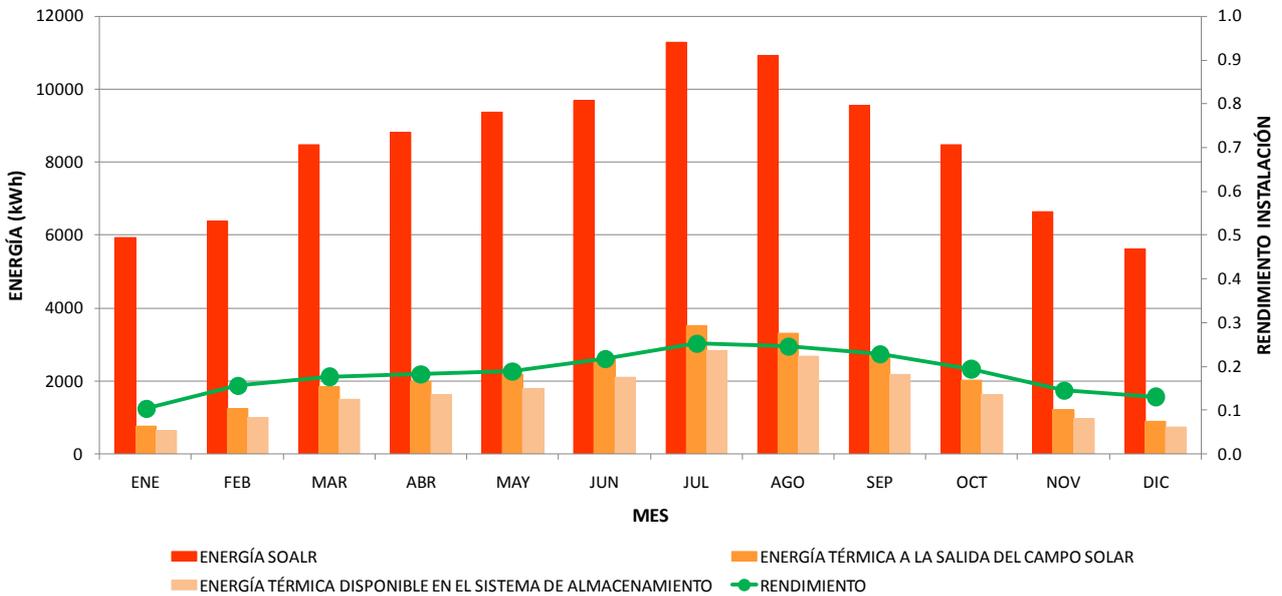
ANEXO II. 28. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Salamanca. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SANTA CRUZ DE TENERIFE



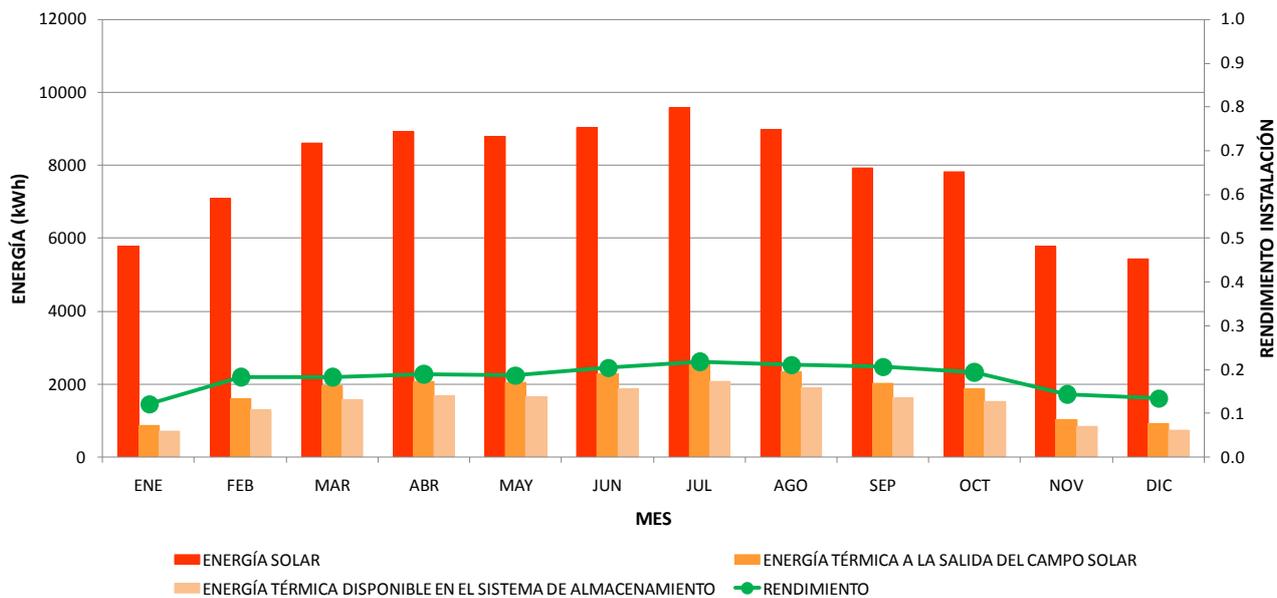
ANEXO II. 29. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Santa Cruz de Tenerife. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR TERUEL



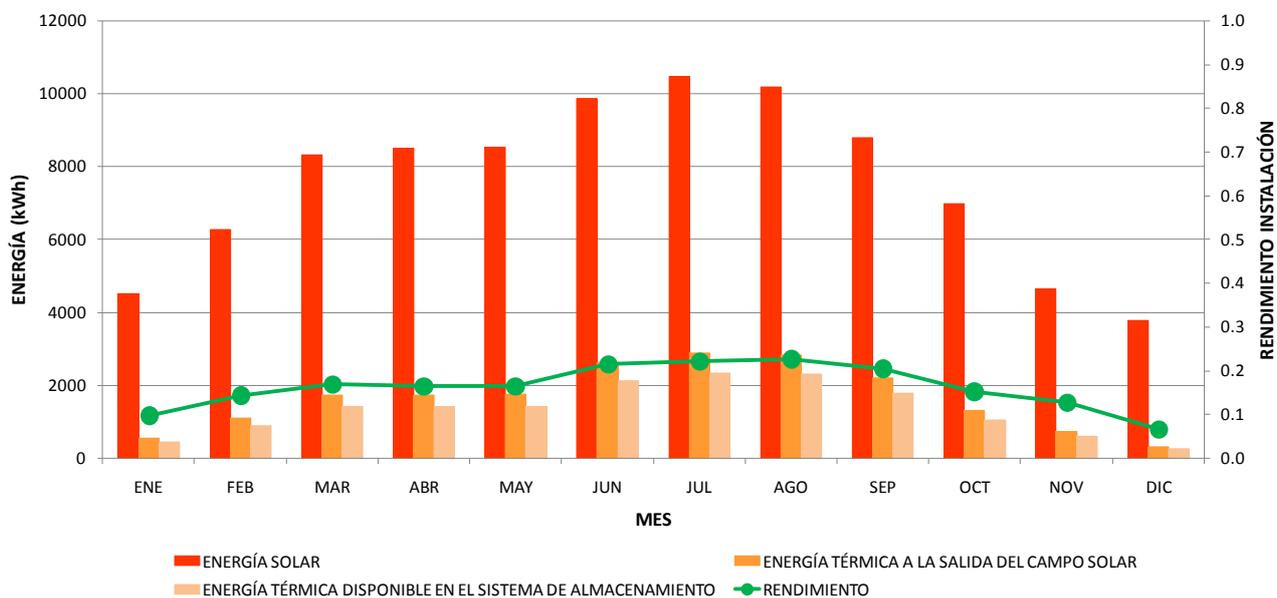
ANEXO II. 30. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Teruel. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALENCIA



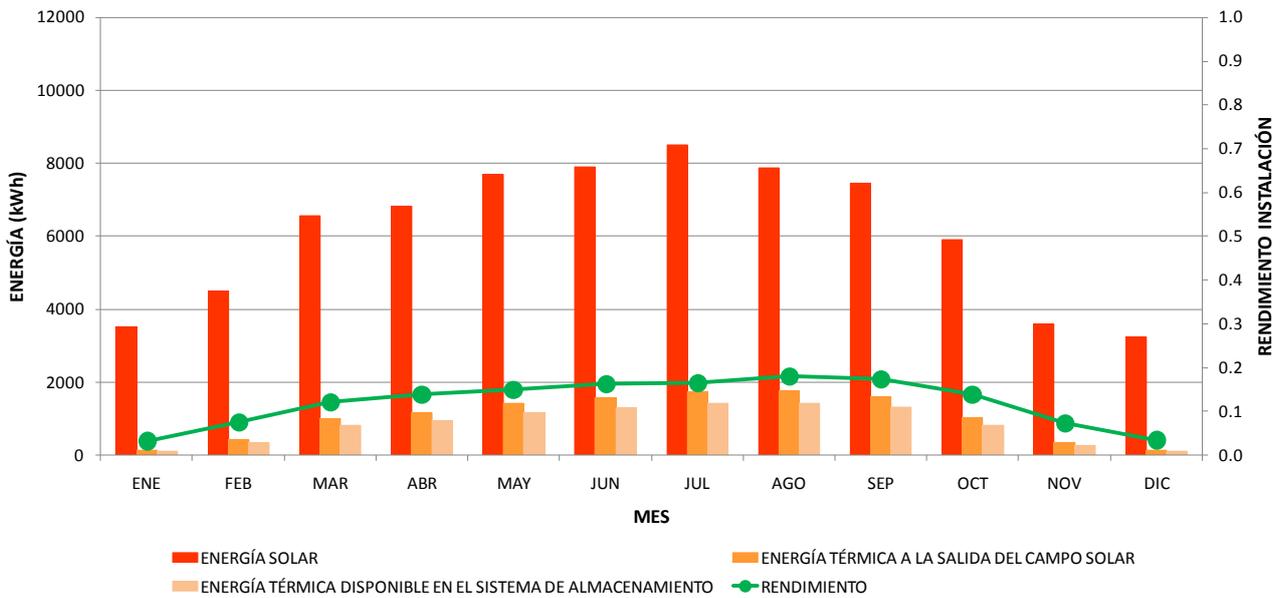
ANEXO II. 31. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valencia. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALLADOLID



ANEXO II. 32. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valladolid. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VITORIA

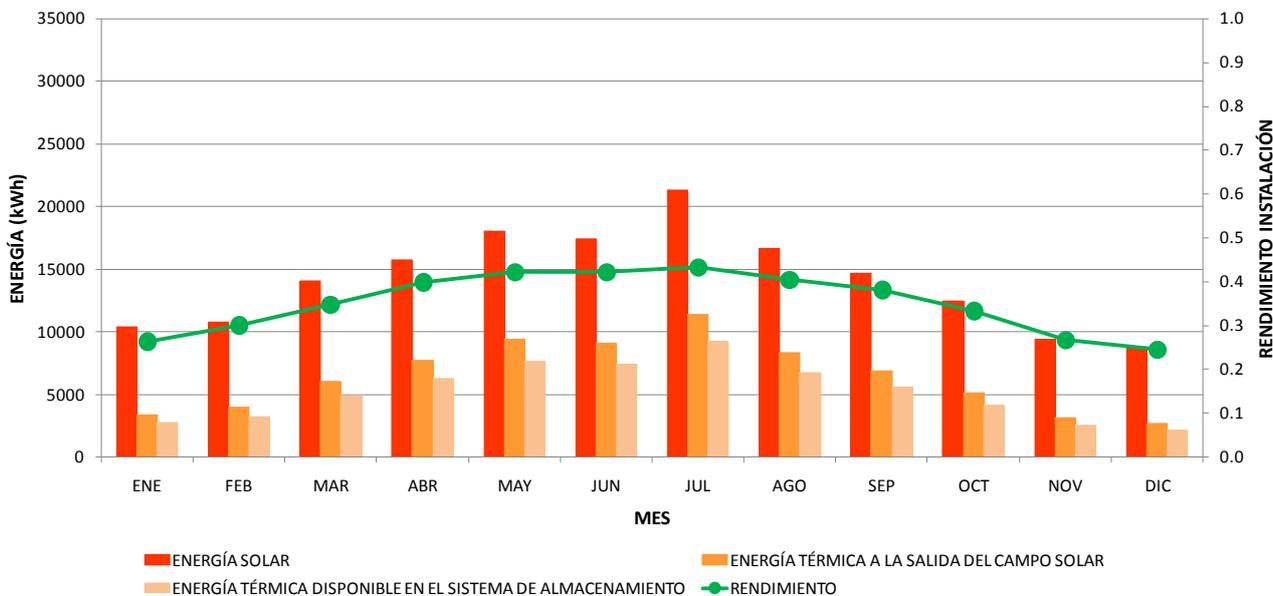


ANEXO II. 33. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Vitoria. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C.

12. ANEXO III. RESULTADOS CONCENTRADOR LINEAL FRESNEL

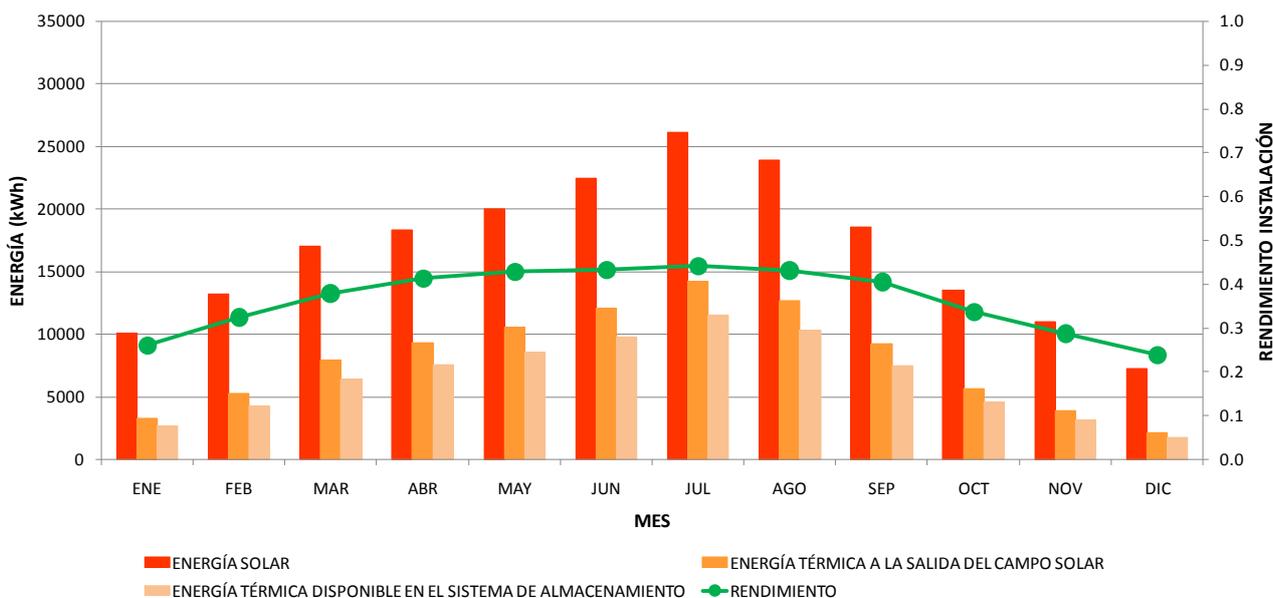
Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C

**ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR
BARCELONA**



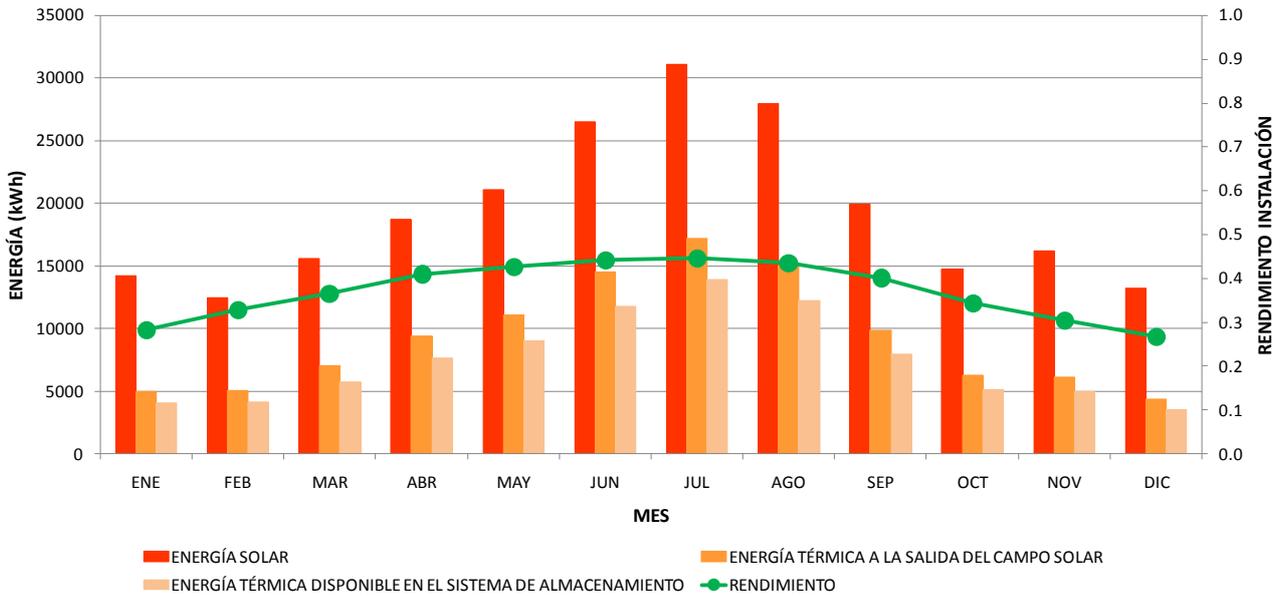
ANEXO III. 1. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

**ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR
CÁCERES**



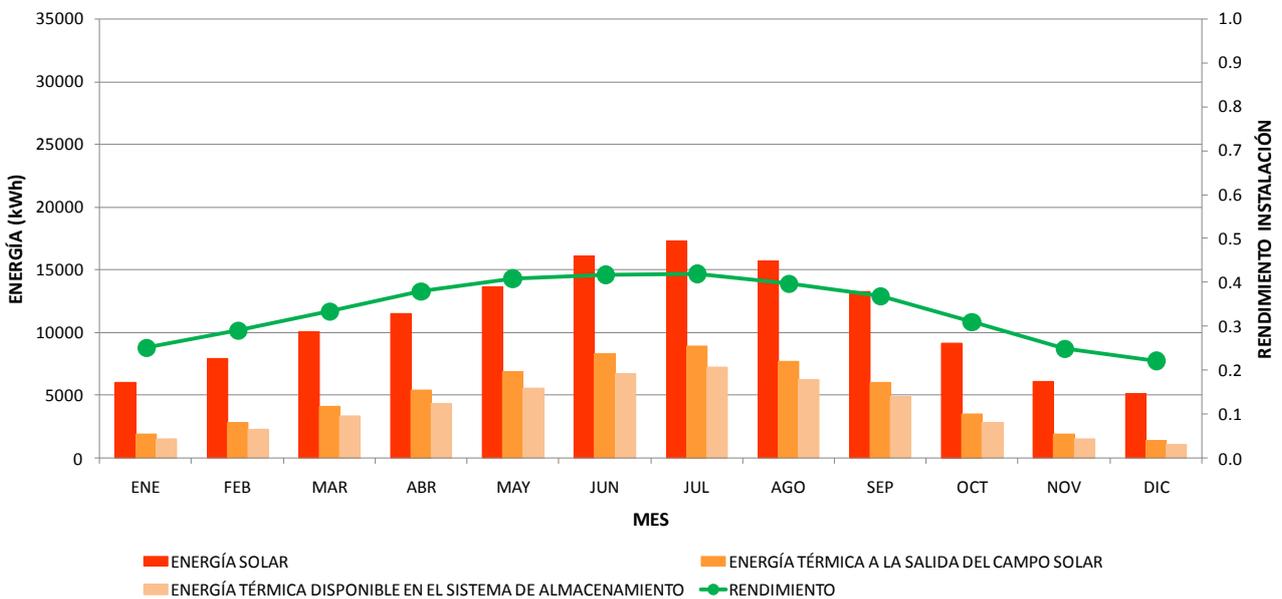
ANEXO III. 2. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR JAÉN



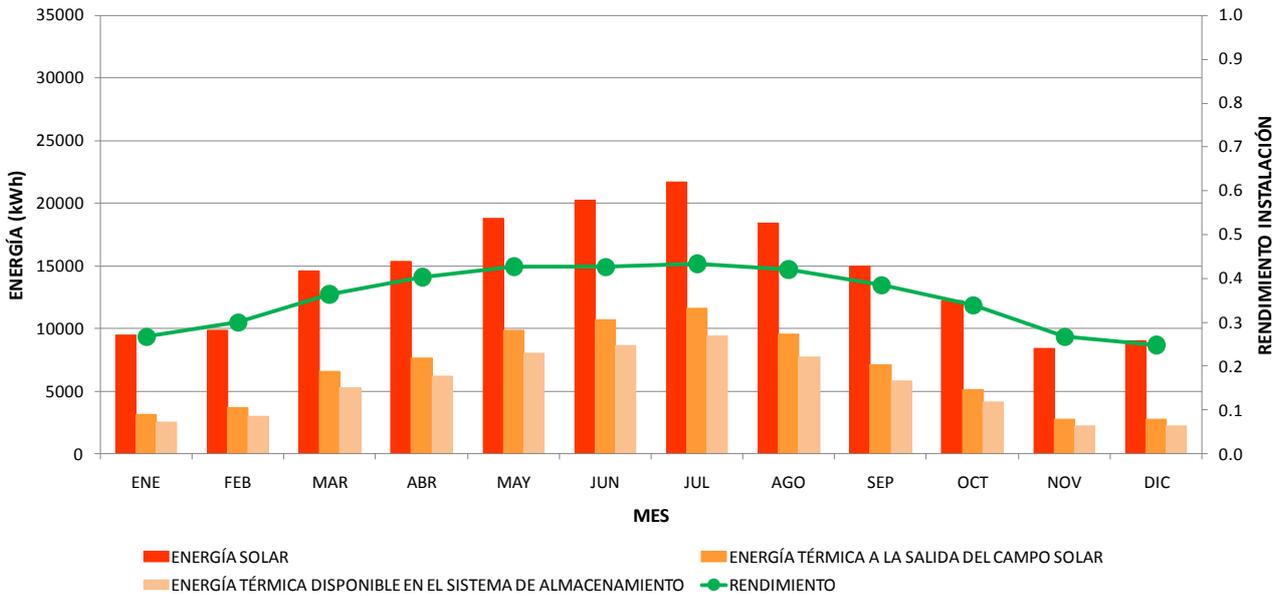
ANEXO III. 3. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR LA CORUÑA



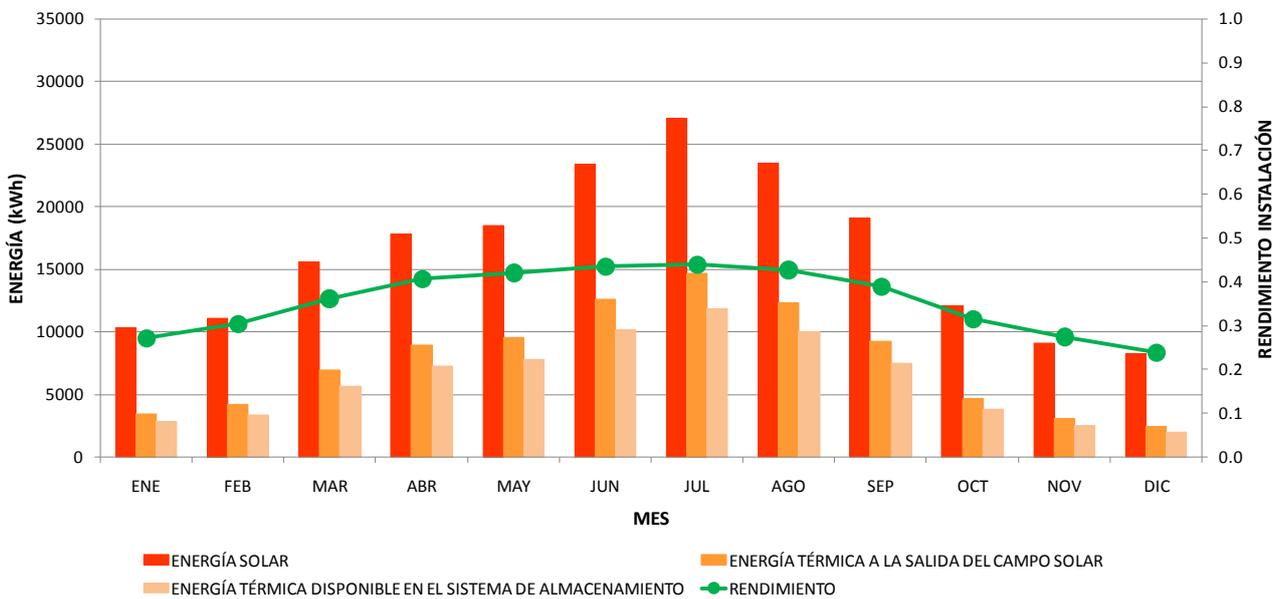
ANEXO III. 4. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR PALMA DE MALLORCA



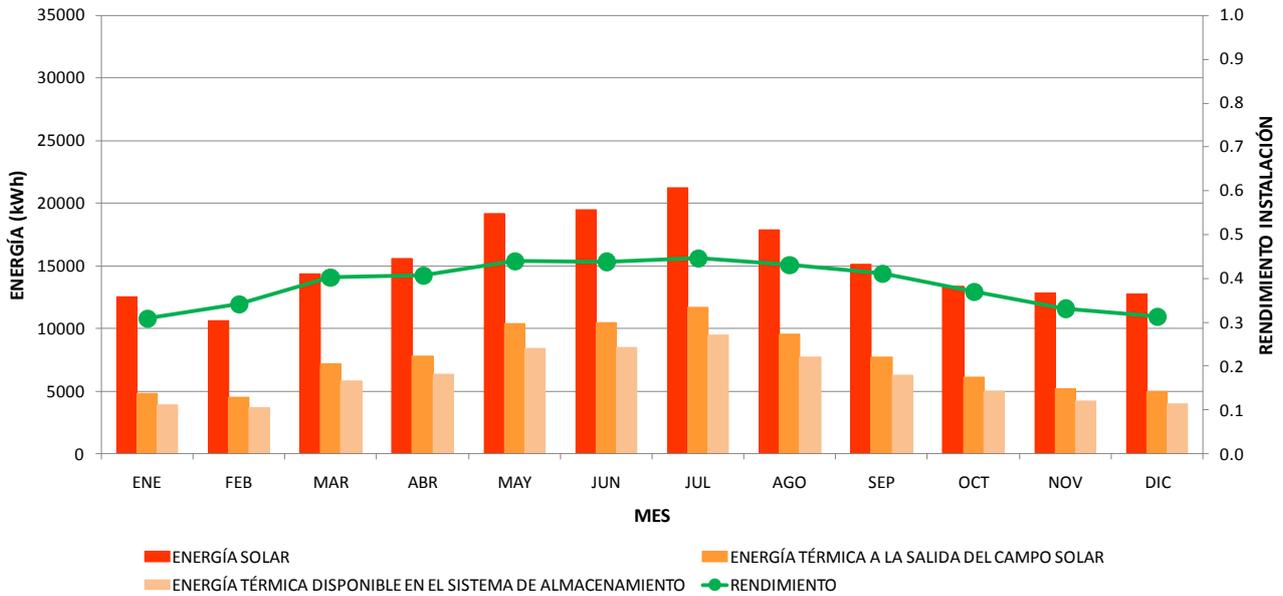
ANEXO III. 5. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SALAMANCA



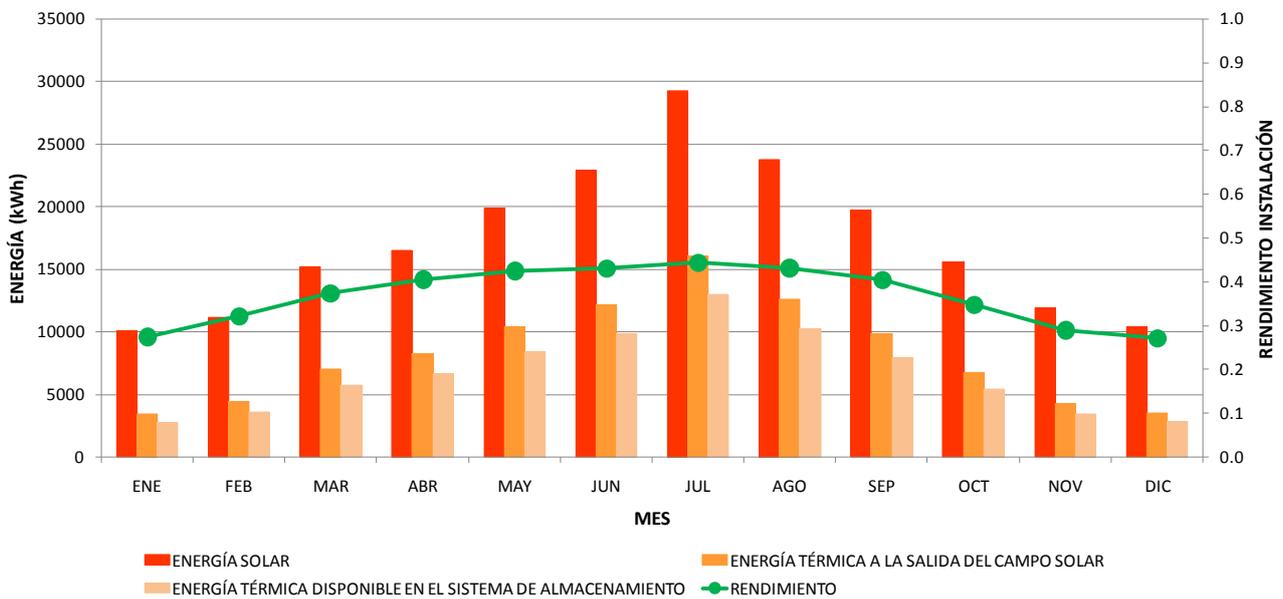
ANEXO III. 6. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SANTA CRUZ DE TENERIFE



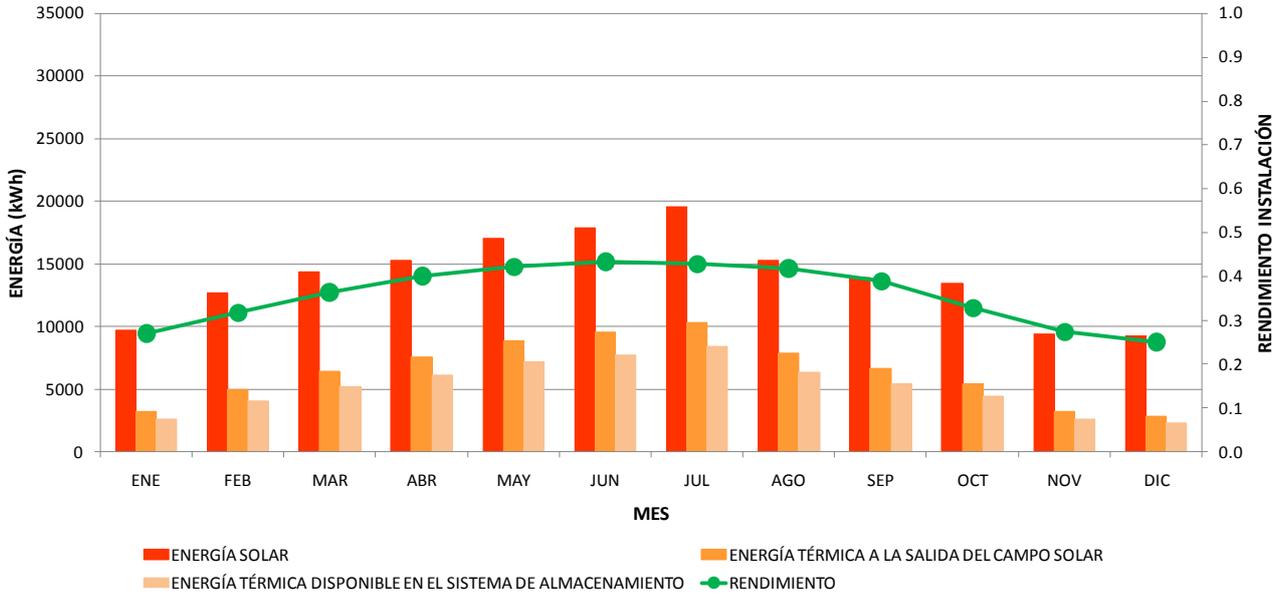
ANEXO III. 7. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR TERUEL



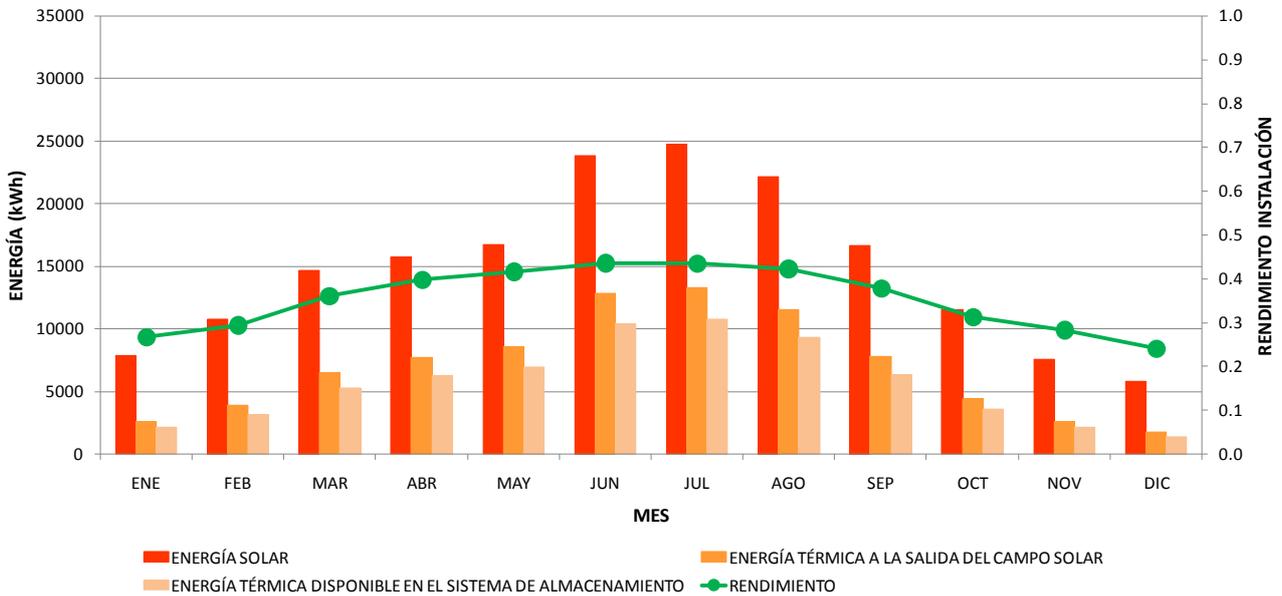
ANEXO III. 8. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALENCIA



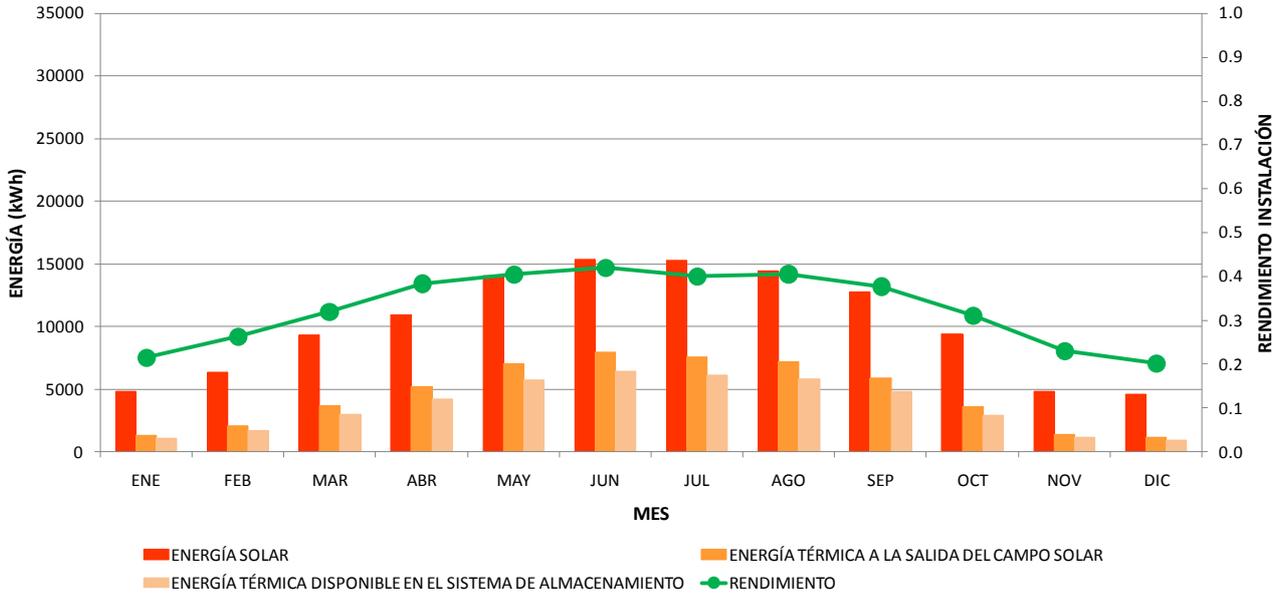
ANEXO III. 9. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALLADOLID



ANEXO III. 10. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

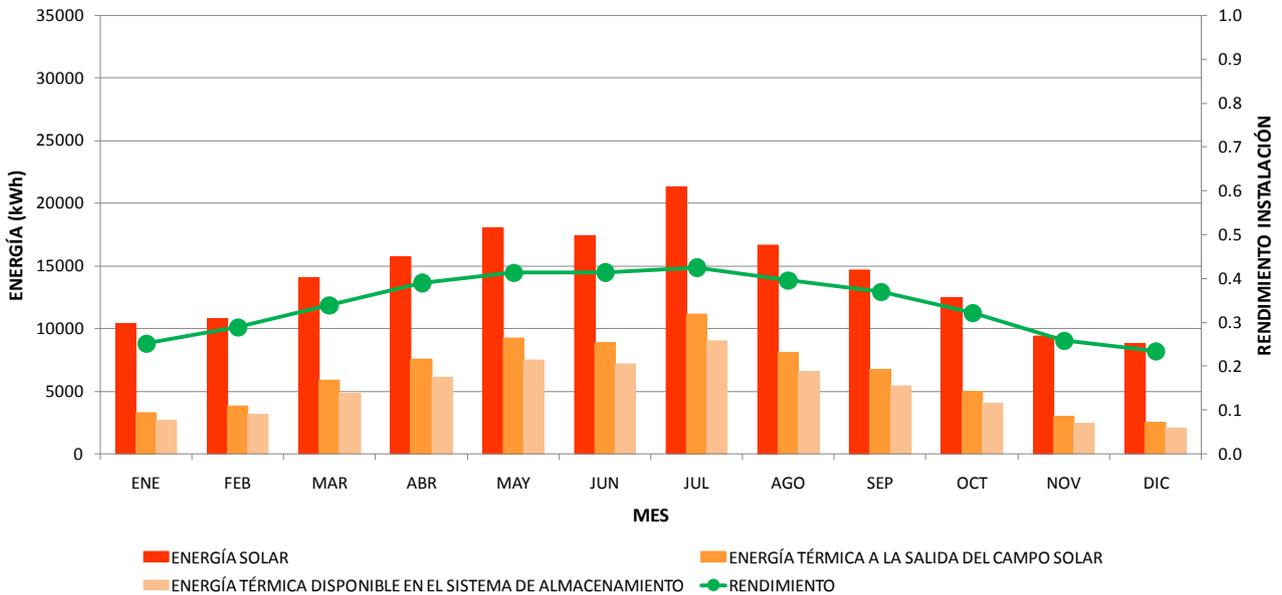
ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VITORIA



ANEXO III. 11. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C.

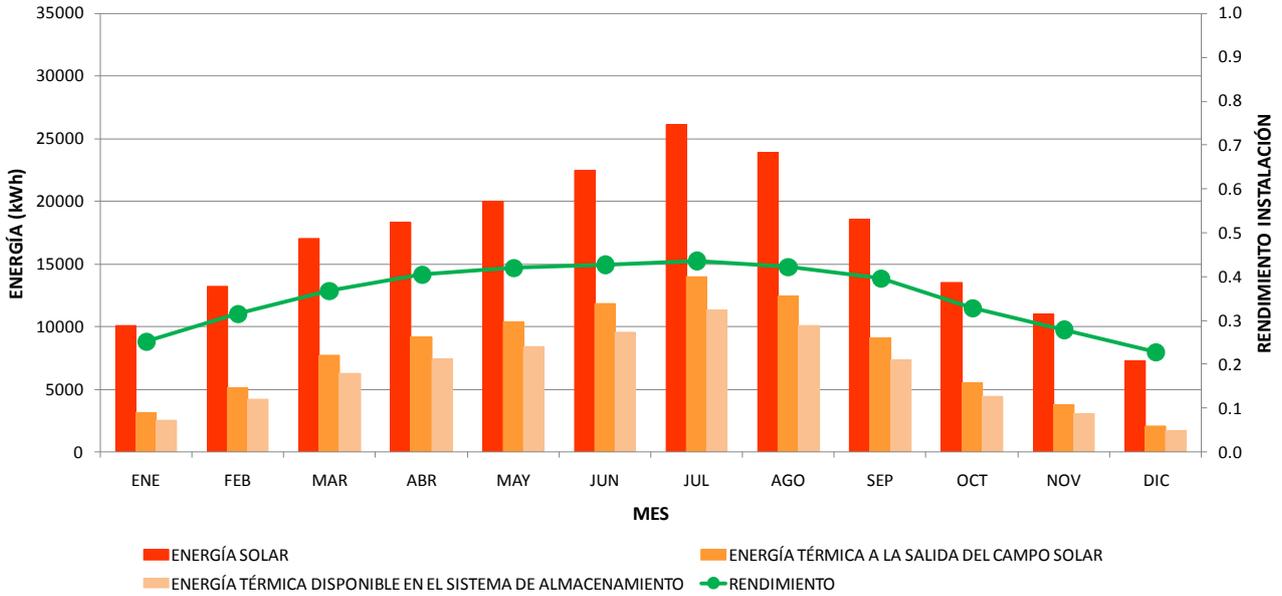
Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR BARCELONA



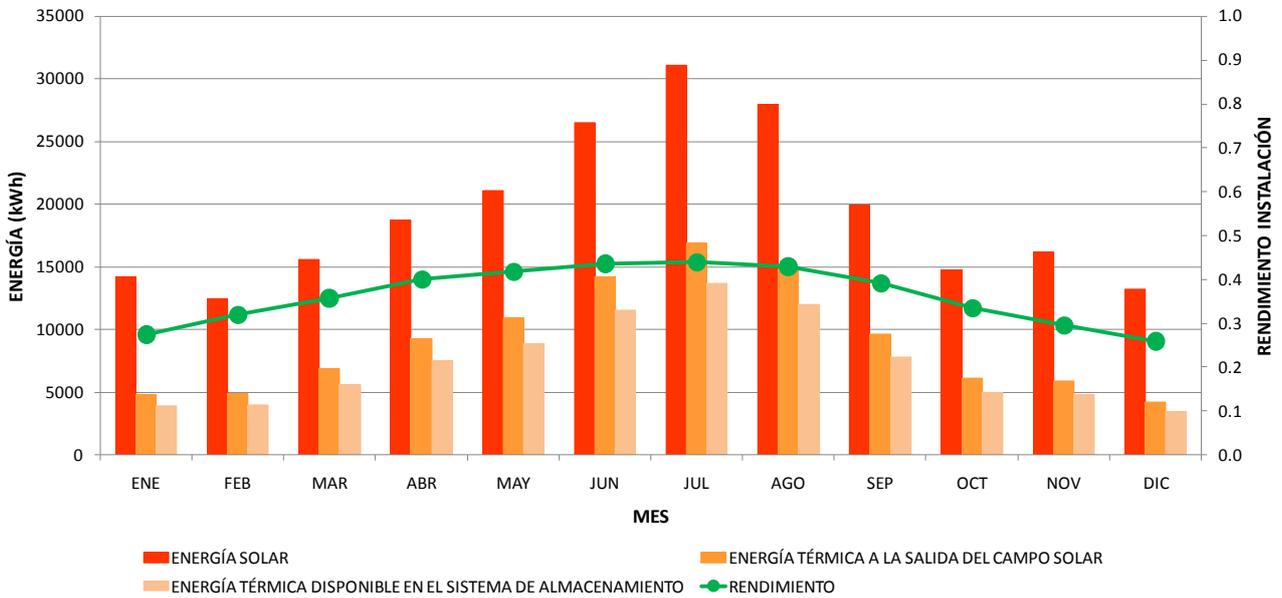
ANEXO III. 12. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR CÁCERES



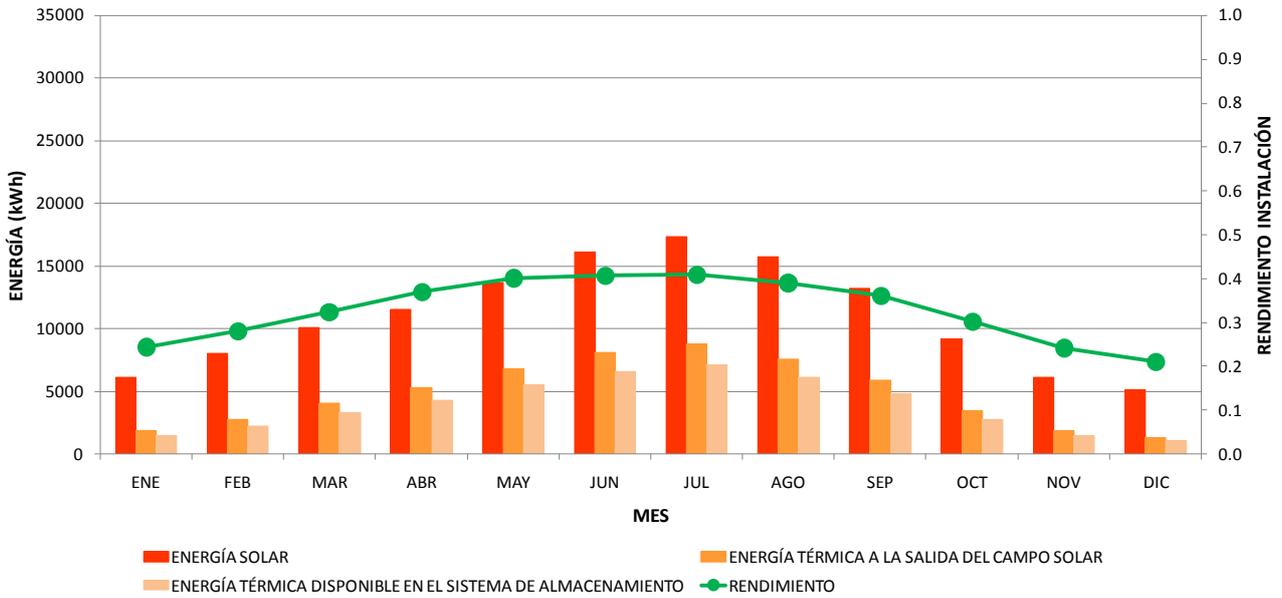
ANEXO III. 13. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Cáceres, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR JAÉN



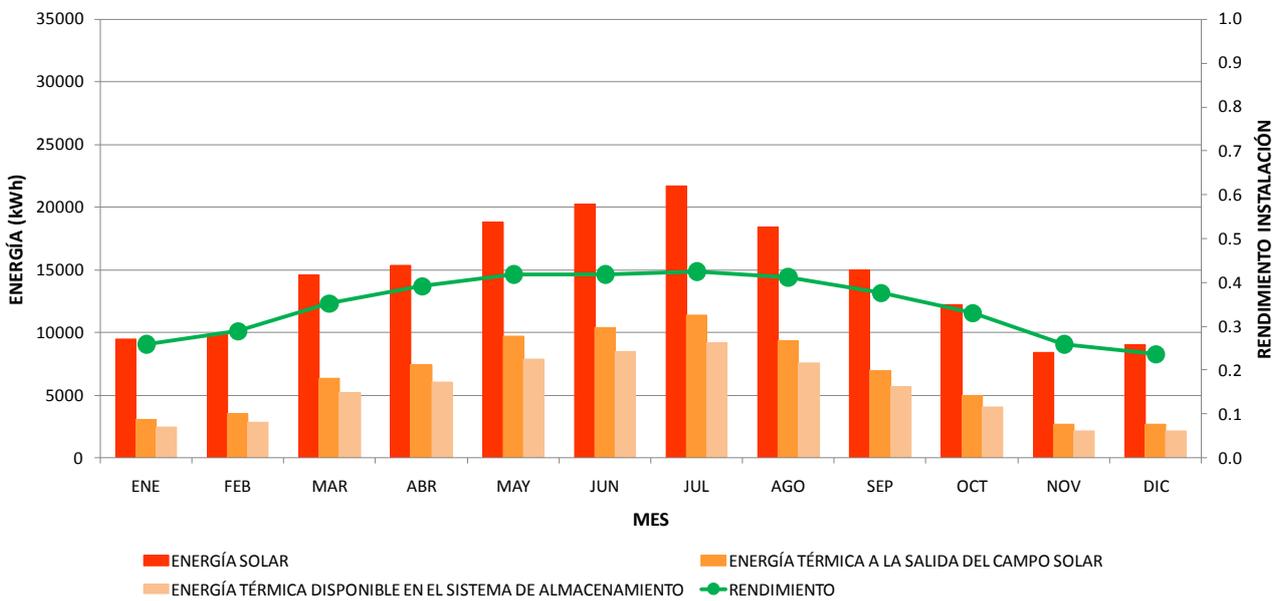
ANEXO III. 14. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Jaén, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR LA CORUÑA



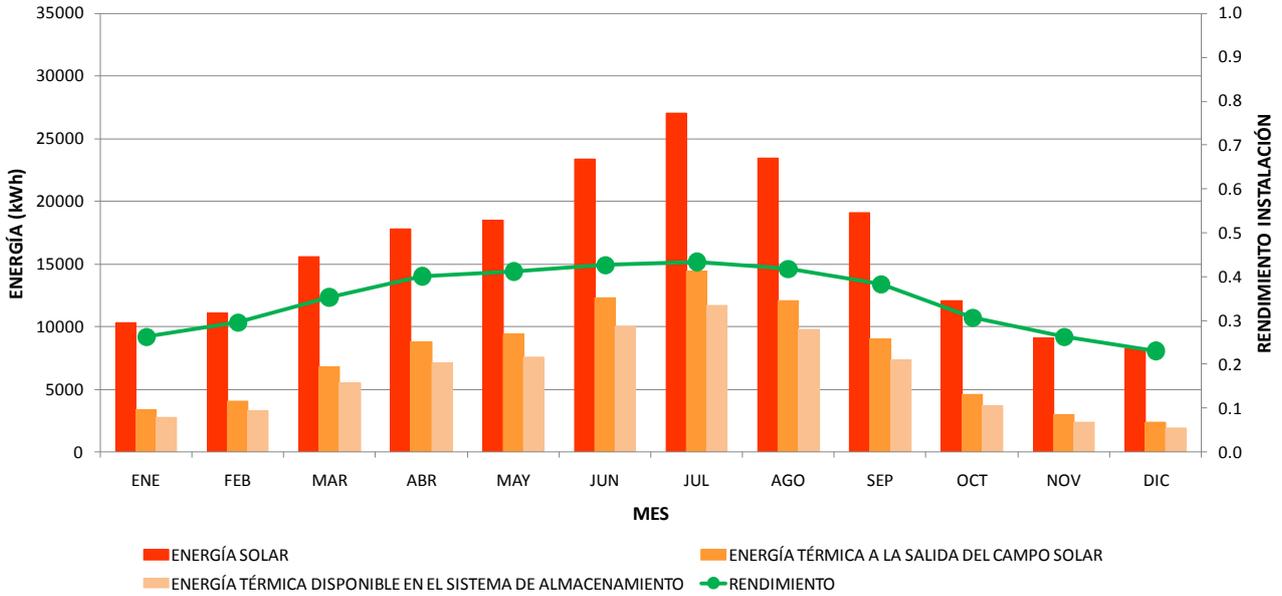
ANEXO III. 15. Rendimiento, energía solar y energía térmica en La Coruña, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR PALMA DE MALLORCA



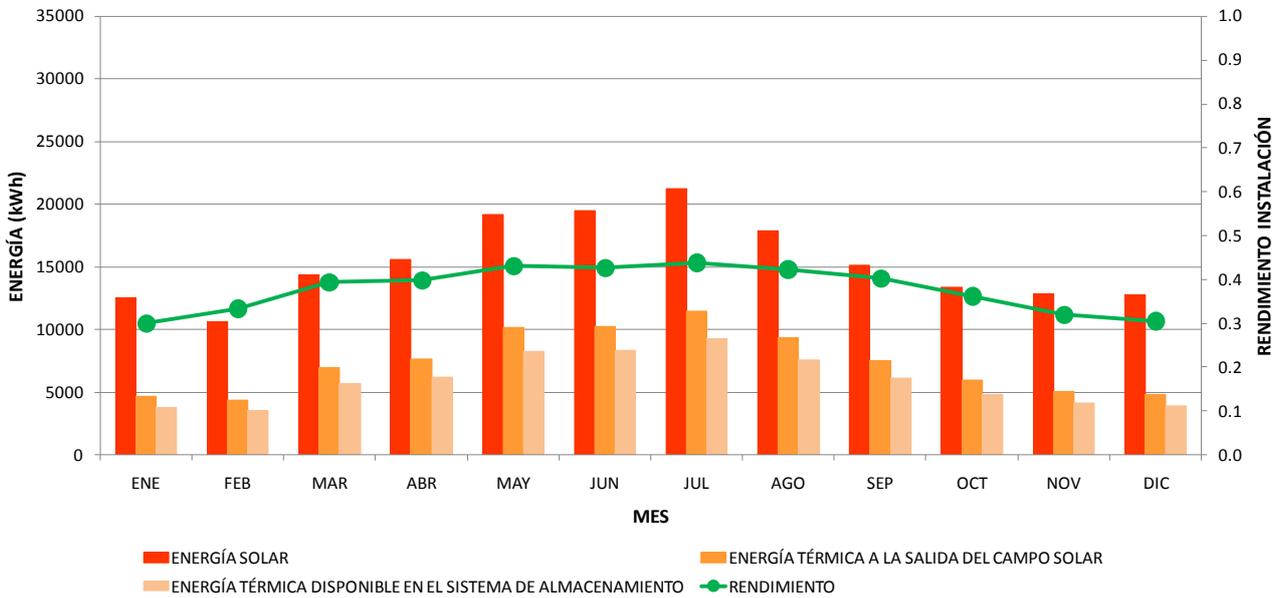
ANEXO III. 16. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Palma de Mallorca, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SALAMANCA



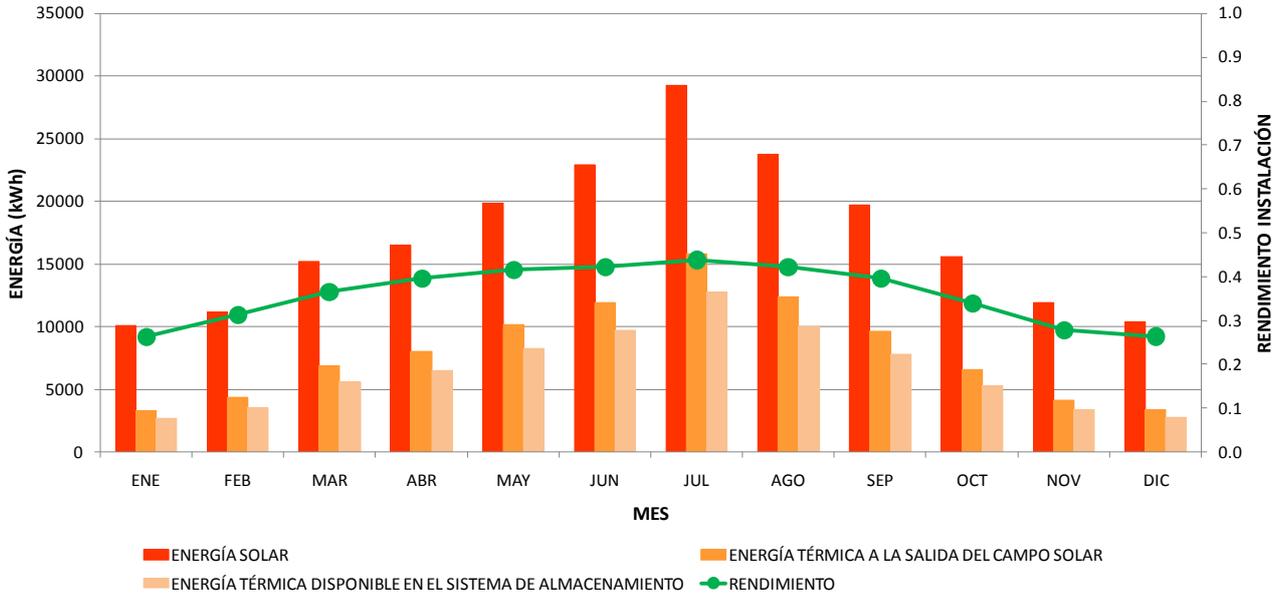
ANEXO III. 17. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Salamanca, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SANTA CRUZ DE TENERIFE



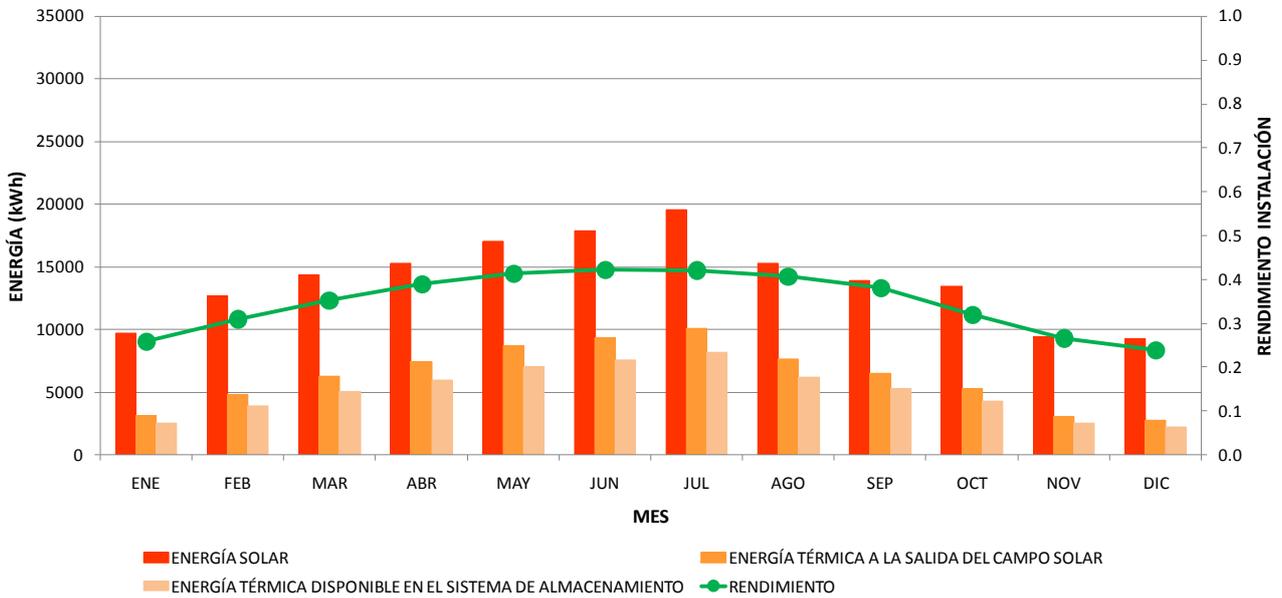
ANEXO III. 18. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Santa Cruz de Tenerife, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR TERUEL



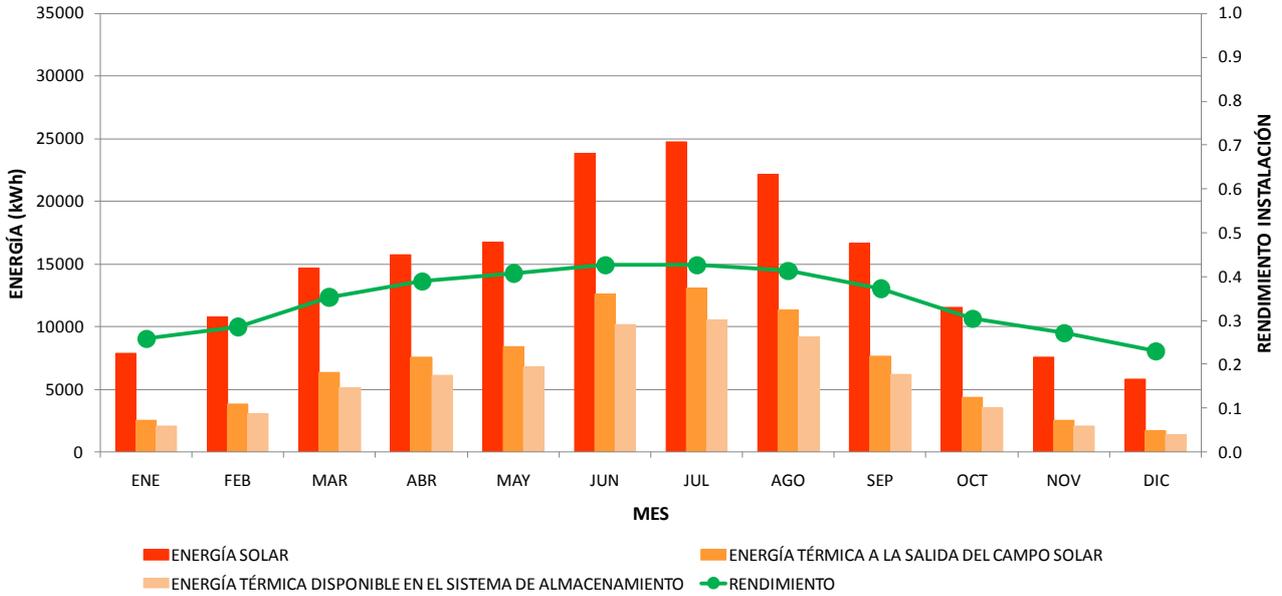
ANEXO III. 19. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Teruel, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALENCIA



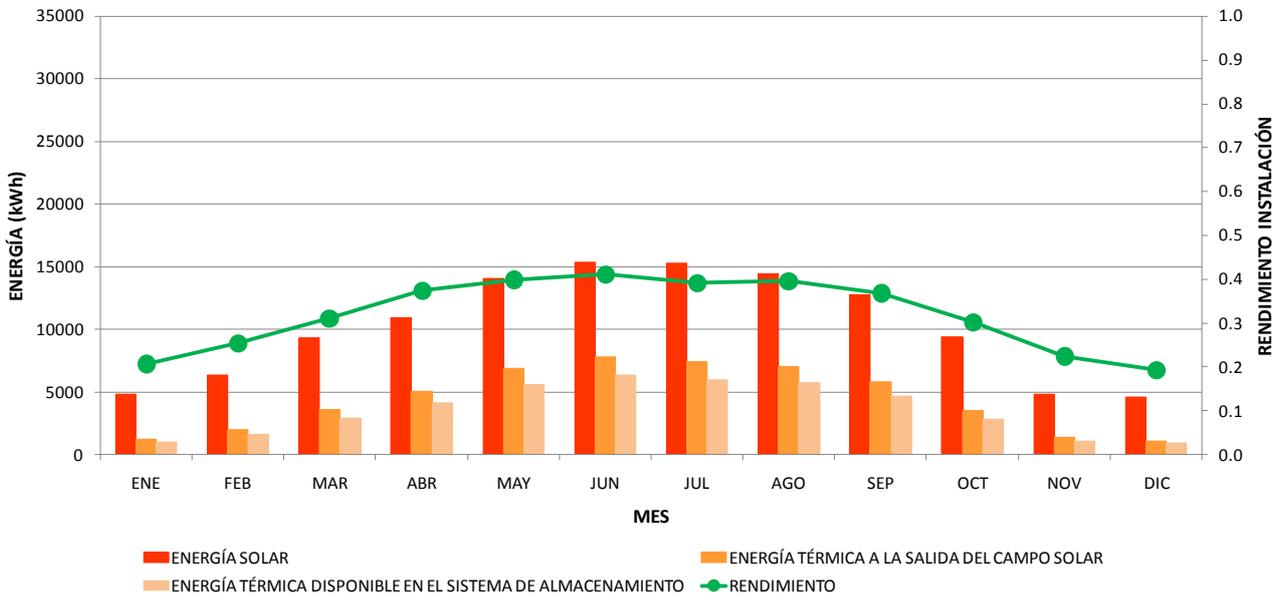
ANEXO III. 20. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valencia, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VALLADOLID



ANEXO III. 21. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valladolid, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

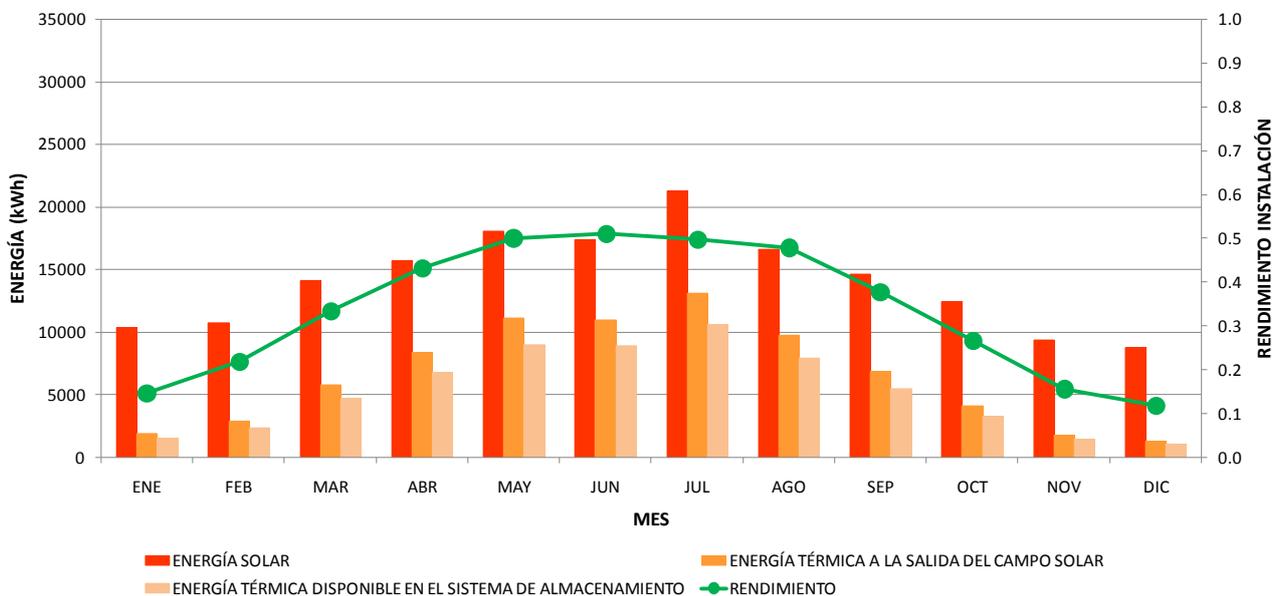
ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VITORIA



ANEXO III. 22. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Vitoria, Superficie de captación 100m², Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C.

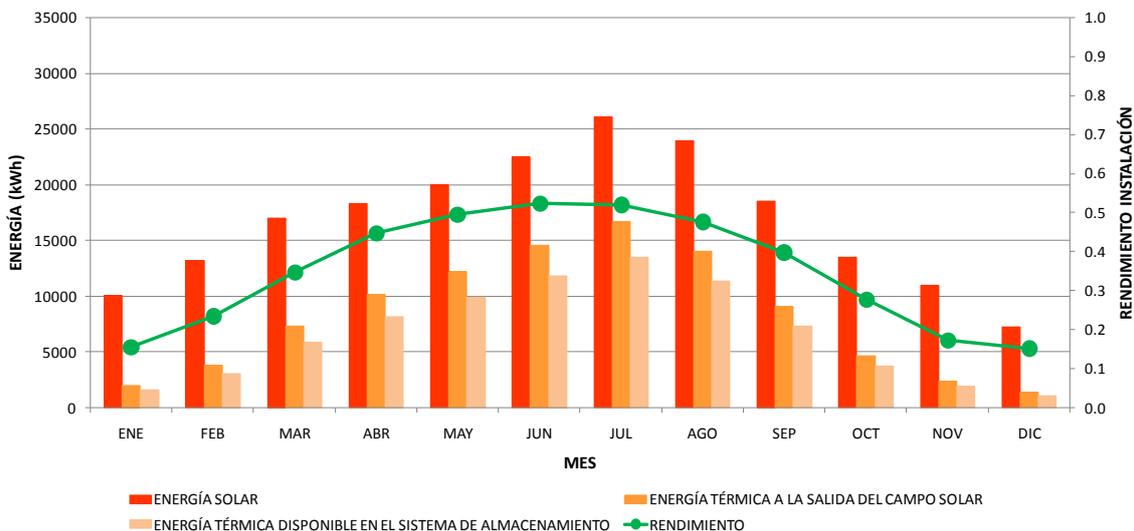
13. ANEXO IV. RESULTADOS CANAL PARABÓLICO

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR
BARCELONA



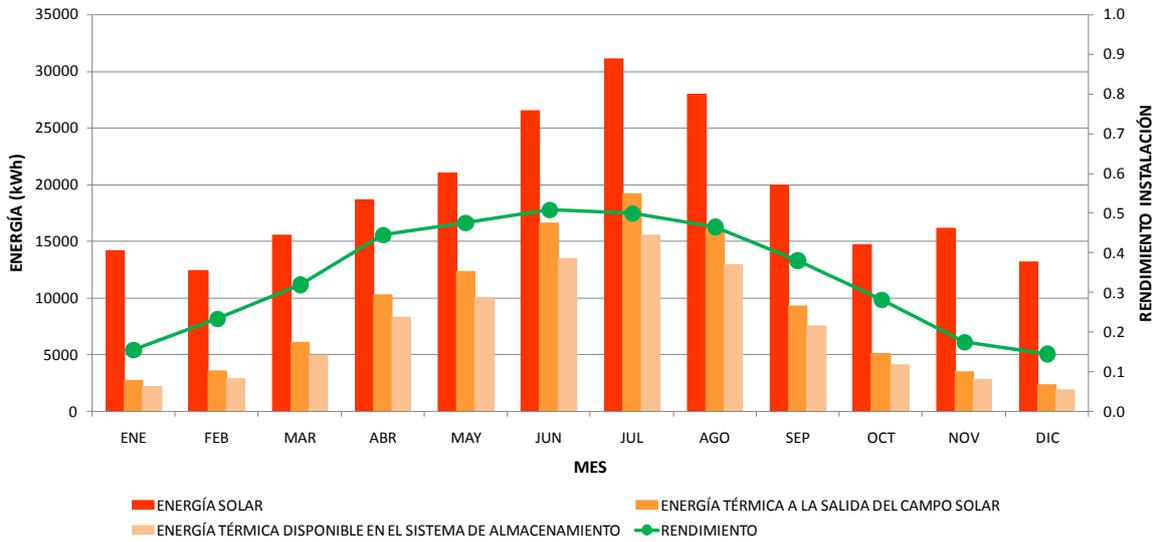
ANEXO IV. 1. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Barcelona, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR
CÁCERES



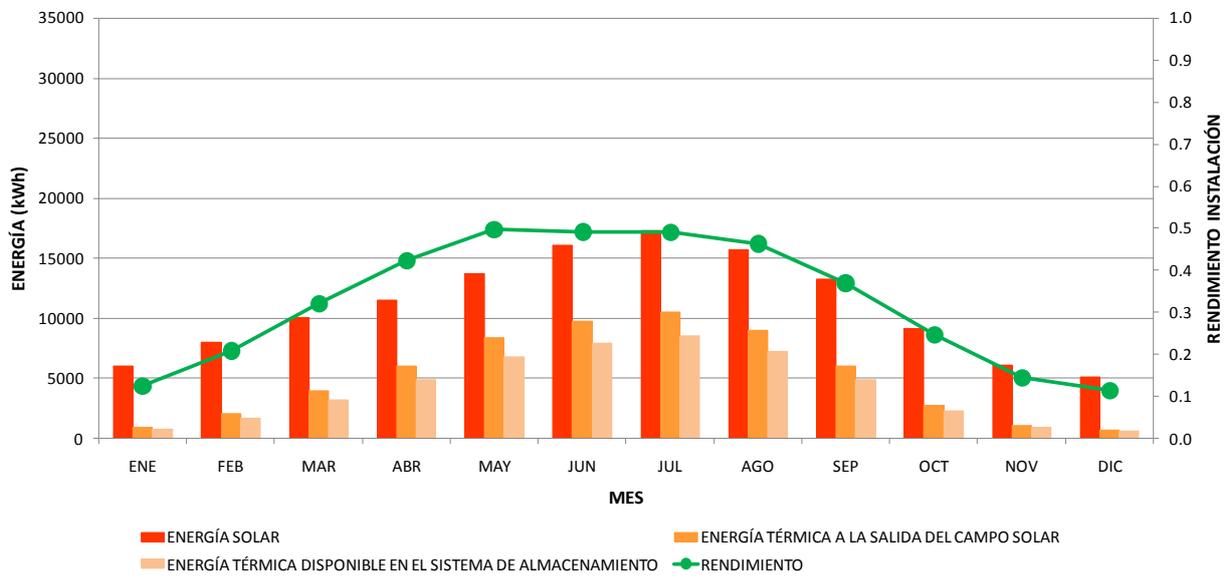
ANEXO IV. 2. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Cáceres, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR JAÉN



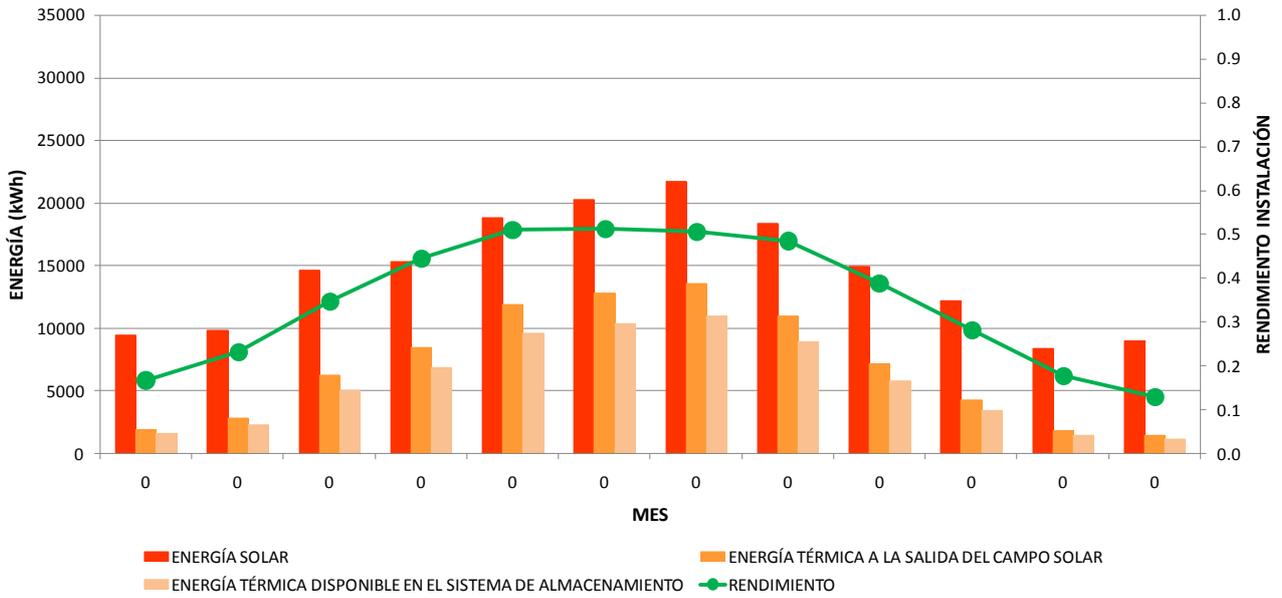
ANEXO IV. 3. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Jaén, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR LA CORUÑA



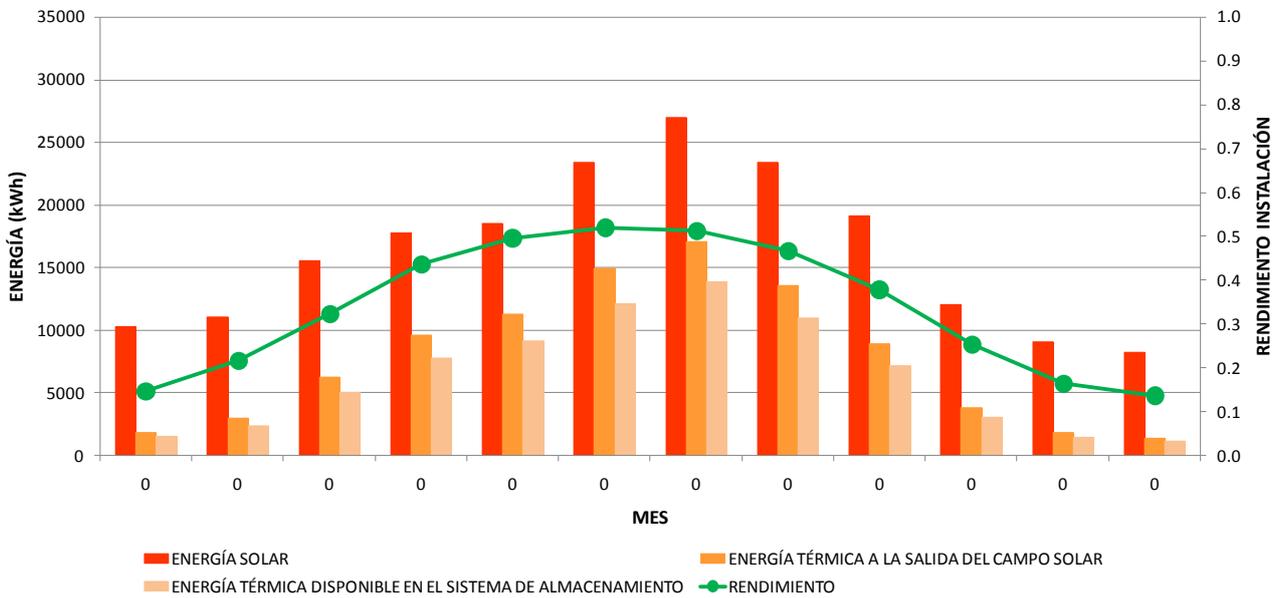
ANEXO IV. 4. Rendimiento, energía solar y energía térmica en La Coruña, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR PALMA DE MALLORCA



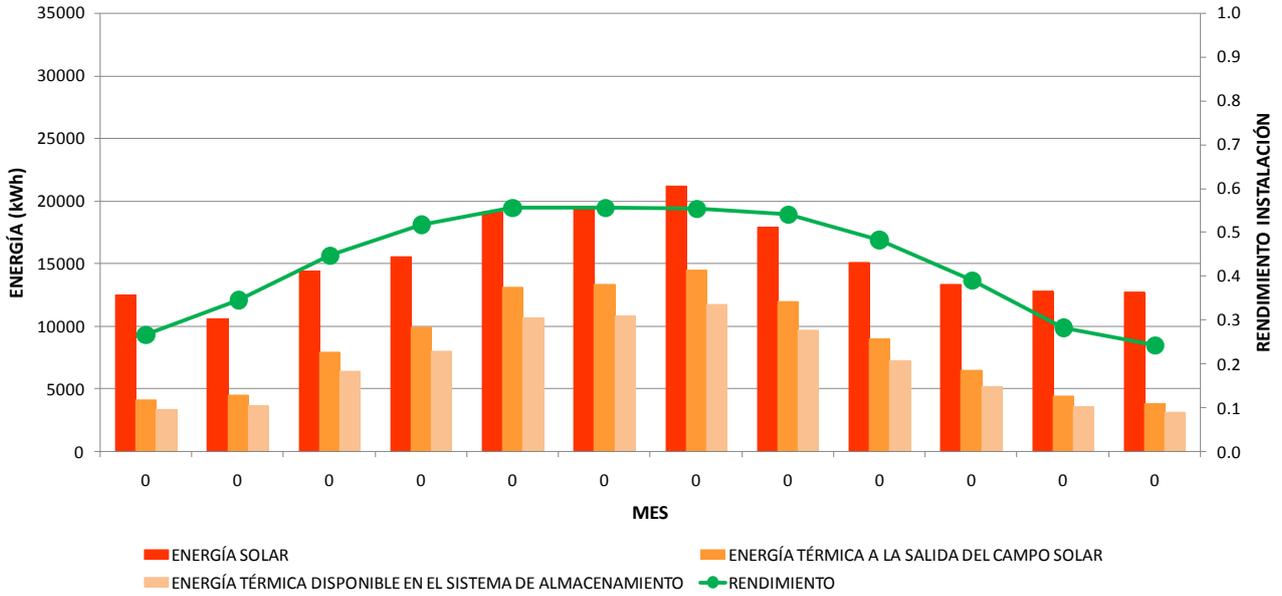
ANEXO IV. 5. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Palma de Mallorca, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SALAMANCA



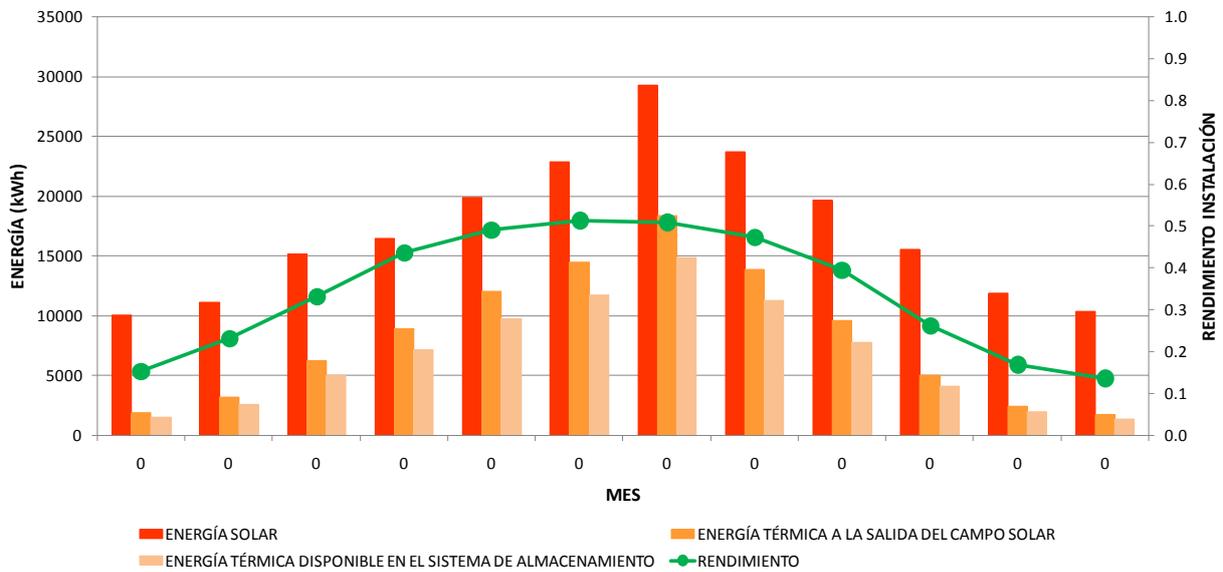
ANEXO IV. 6. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Salamanca, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR SANTA CRUZ DE TENERIFE



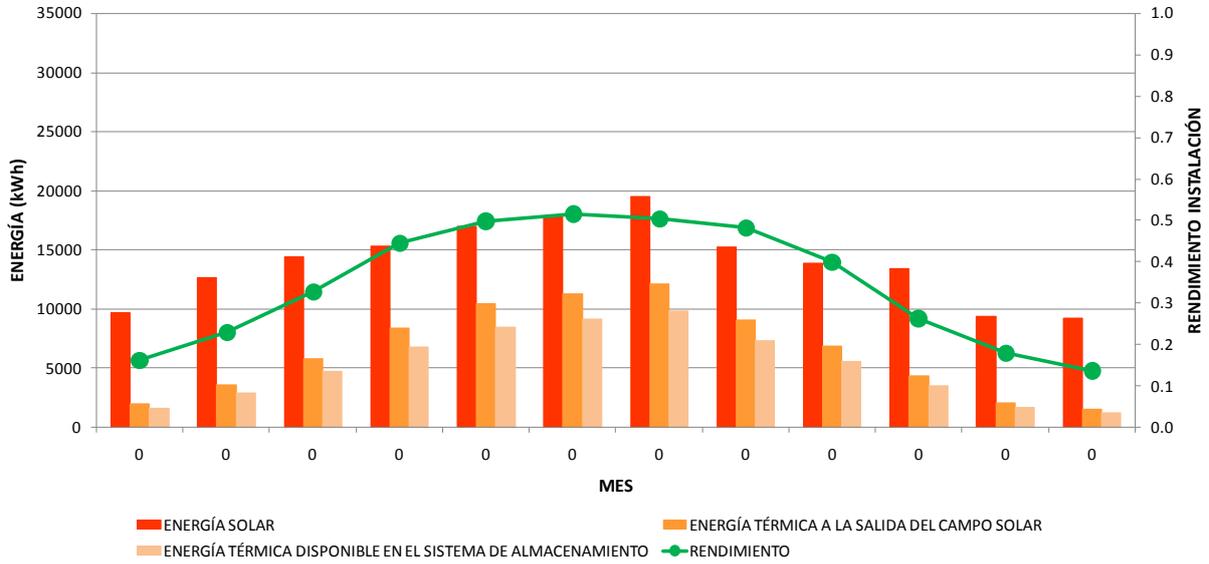
ANEXO IV. 7. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Santa Cruz de Tenerife, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR TERUEL



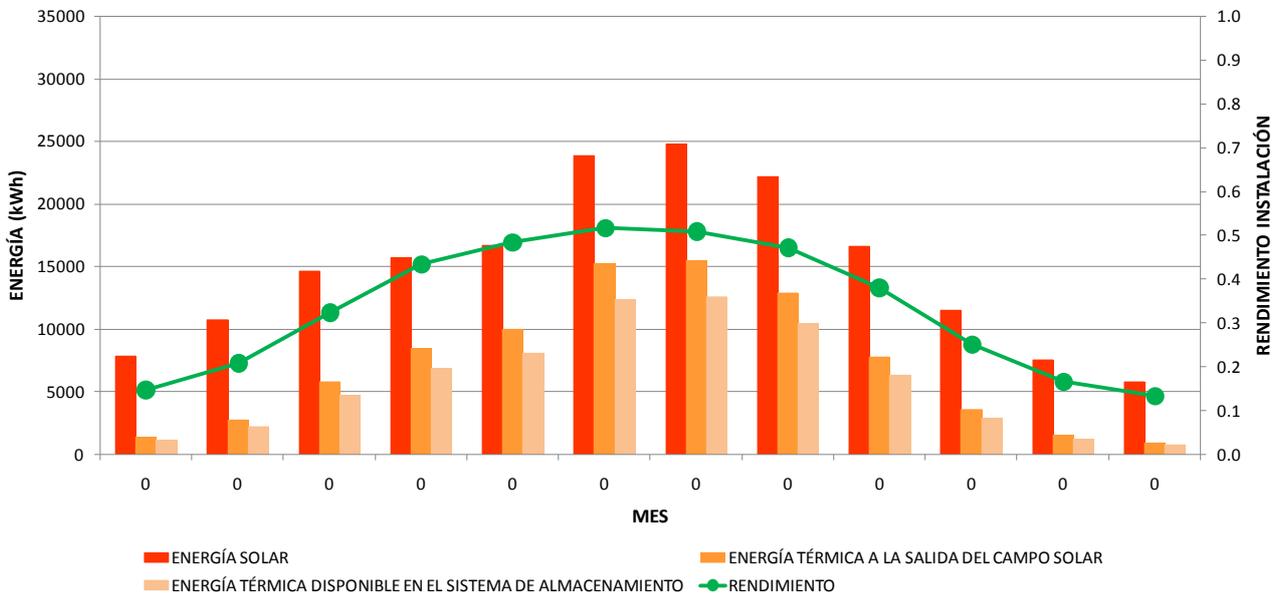
ANEXO IV. 8. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Teruel, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

**ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR
VALENCIA**



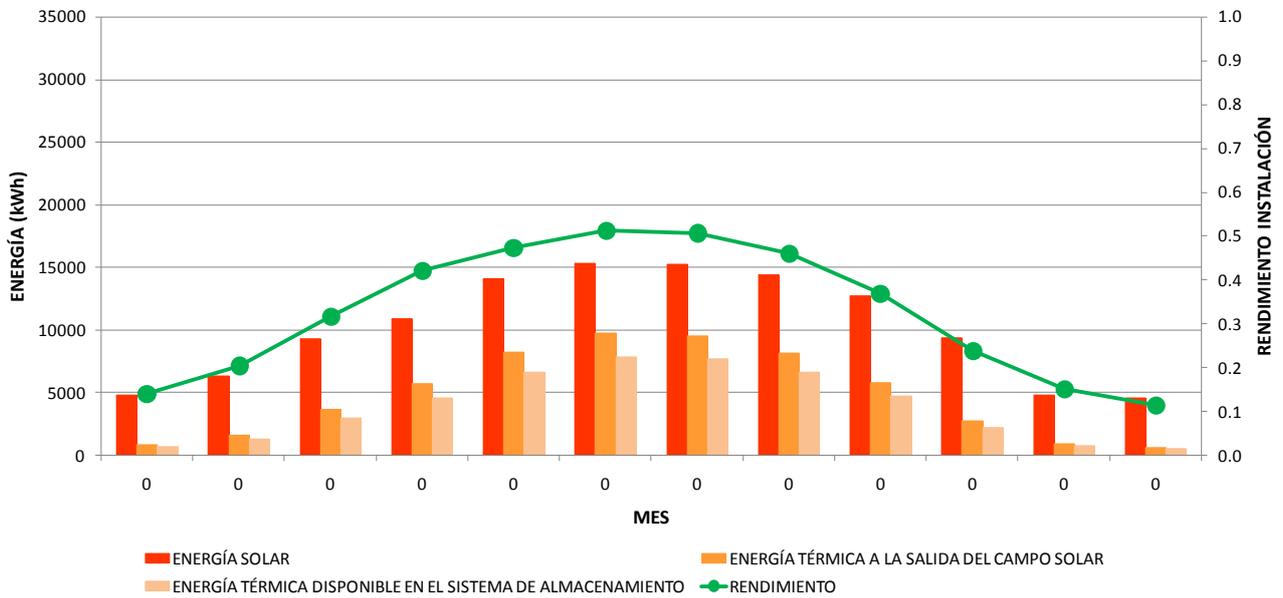
ANEXO IV. 9. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valencia, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

**ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR
VALLADOLID**



ANEXO IV. 10. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Valladolid, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

ENERGÍA SOLAR, ENERGÍA TÉRMICA Y RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN SOLAR VITORIA



ANEXO IV. 11. Rendimiento, energía solar y energía térmica en Vitoria, canal parabólico. Superficie de captación 100m².

14. ANEXO V: ANÁLISIS ECONÓMICO ALTERNATIVA 20 AÑOS

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 50m². TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 100°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWht)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWht)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWht)		
						100	75	50	APROVECHAMIENTO					
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWht/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	11375	284	1138	16452	23500	470000	352500	235000	3.5	4.7	7.0	Gas Natural - Grupo I1		
	16250	406	1625	23503					5.0	6.7	10.0			
	21125	528	2113	30554					6.5	8.7	13.0			
Vitoria	11375	284	1138	16452	21500	430000	322500	215000	3.8	5.1	7.7	ESCENARIO	Alto	8.4
	16250	406	1625	23503					5.5	7.3	10.9		Medio	6.1
	21125	528	2113	30554					7.1	9.5	14.2		Bajo	5.0
Barcelona	11375	284	1138	16452	30650	613000	459750	306500	2.7	3.6	5.4	Gas Natural - Grupo I6		
	16250	406	1625	23503					3.8	5.1	7.7			
	21125	528	2113	30554					5.0	6.6	10.0			
Valladolid	11375	284	1138	16452	29450	589000	441750	294500	2.8	3.7	5.6	ESCENARIO	Alto	4.8
	16250	406	1625	23503					4.0	5.3	8.0		Medio	3.6
	21125	528	2113	30554					5.2	6.9	10.4		Bajo	2.9
Salamanca	11375	284	1138	16452	32150	643000	482250	321500	2.6	3.4	5.1	Electricidad - Grupo IA		
	16250	406	1625	23503					3.7	4.9	7.3			
	21125	528	2113	30554					4.8	6.3	9.5			
Teruel	11375	284	1138	16452	34150	683000	512250	341500	2.4	3.2	4.8	ESCENARIO	Alto	46.5
	16250	406	1625	23503					3.4	4.6	6.9		Medio	33.3
	21125	528	2113	30554					4.5	6.0	8.9		Bajo	26.7
Jaén	11375	284	1138	16452	38750	775000	581250	387500	2.1	2.8	4.2	Electricidad - Grupo IG		
	16250	406	1625	23503					3.0	4.0	6.1			
	21125	528	2113	30554					3.9	5.3	7.9			
Palma de Mallorca	11375	284	1138	16452	32150	643000	482250	321500	2.6	3.4	5.1	ESCENARIO	Alto	8.5
	16250	406	1625	23503					3.7	4.9	7.3		Medio	6.4
	21125	528	2113	30554					4.8	6.3	9.5		Bajo	5.4
Valencia	11375	284	1138	16452	31350	627000	470250	313500	2.6	3.5	5.2	Gasóleo C		
	16250	406	1625	23503					3.7	5.0	7.5			
	21125	528	2113	30554					4.9	6.5	9.7			
Cáceres	11375	284	1138	16452	34350	687000	515250	343500	2.4	3.2	4.8	ESCENARIO	Alto	10.6
	16250	406	1625	23503					3.4	4.6	6.8		Medio	8.1
	21125	528	2113	30554					4.4	5.9	8.9		Bajo	6.9
Sevilla	11375	284	1138	16452	40550	811000	608250	405500	2.0	2.7	4.1	Fuel oil		
	16250	406	1625	23503					2.9	3.9	5.8			
	21125	528	2113	30554					3.8	5.0	7.5			
Santa Cruz de Tenerife	11375	284	1138	16452	36650	733000	549750	366500	2.2	3.0	4.5	ESCENARIO	Alto	6.1
	16250	406	1625	23503					3.2	4.3	6.4		Medio	4.4
	21125	528	2113	30554					4.2	5.6	8.3		Bajo	3.6

ANEXO V.1. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 100°C. 20 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 50m². TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 125°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
						100	75	50	100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	11375	284	1138	16452	17800	356000	267000	178000	4.6	6.2	9.2	Gas Natural - Grupo I1		
	16250	406	1625	23503					6.6	8.8	13.2			
	21125	528	2113	30554					8.6	11.4	17.2			
Vitoria	11375	284	1138	16452	16100	322000	241500	161000	5.1	6.8	10.2	ESCENARIO	Alto	8.4
	16250	406	1625	23503					7.3	9.7	14.6		Medio	6.1
	21125	528	2113	30554					9.5	12.7	19.0		Bajo	5.0
Barcelona	11375	284	1138	16452	24050	481000	360750	240500	3.4	4.6	6.8	Gas Natural - Grupo I6		
	16250	406	1625	23503					4.9	6.5	9.8			
	21125	528	2113	30554					6.4	8.5	12.7			
Valladolid	11375	284	1138	16452	23200	464000	348000	232000	3.5	4.7	7.1	ESCENARIO	Alto	4.8
	16250	406	1625	23503					5.1	6.8	10.1		Medio	3.6
	21125	528	2113	30554					6.6	8.8	13.2		Bajo	2.9
Salamanca	11375	284	1138	16452	25500	510000	382500	255000	3.2	4.3	6.5	Electricidad - Grupo IA		
	16250	406	1625	23503					4.6	6.1	9.2			
	21125	528	2113	30554					6.0	8.0	12.0			
Teruel	11375	284	1138	16452	27400	548000	411000	274000	3.0	4.0	6.0	ESCENARIO	Alto	46.5
	16250	406	1625	23503					4.3	5.7	8.6		Medio	33.3
	21125	528	2113	30554					5.6	7.4	11.2		Bajo	26.7
Jaén	11375	284	1138	16452	31650	633000	474750	316500	2.6	3.5	5.2	Electricidad - Grupo IG		
	16250	406	1625	23503					3.7	5.0	7.4			
	21125	528	2113	30554					4.8	6.4	9.7			
Palma de Mallorca	11375	284	1138	16452	25550	511000	383250	255500	3.2	4.3	6.4	ESCENARIO	Alto	8.5
	16250	406	1625	23503					4.6	6.1	9.2		Medio	6.4
	21125	528	2113	30554					6.0	8.0	12.0		Bajo	5.4
Valencia	11375	284	1138	16452	24900	498000	373500	249000	3.3	4.4	6.6	Gasóleo C		
	16250	406	1625	23503					4.7	6.3	9.4			
	21125	528	2113	30554					6.1	8.2	12.3			
Cáceres	11375	284	1138	16452	27600	552000	414000	276000	3.0	4.0	6.0	ESCENARIO	Alto	10.6
	16250	406	1625	23503					4.3	5.7	8.5		Medio	8.1
	21125	528	2113	30554					5.5	7.4	11.1		Bajo	6.9
Sevilla	11375	284	1138	16452	33350	667000	500250	333500	2.5	3.3	4.9	Fuel oil		
	16250	406	1625	23503					3.5	4.7	7.0			
	21125	528	2113	30554					4.6	6.1	9.2			
Santa Cruz de Tenerife	11375	284	1138	16452	29700	594000	445500	297000	2.8	3.7	5.5	ESCENARIO	Alto	6.1
	16250	406	1625	23503					4.0	5.3	7.9		Medio	4.4
	21125	528	2113	30554					5.1	6.9	10.3		Bajo	3.6

ANEXO V.2. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 125°C. 20 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 50m². TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 150°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWht)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWht)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWht)		
						100	75	50	100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWht/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	11375	284	1138	16452	11150	223000	167250	111500	7.4	9.8	14.8	Gas Natural - Grupo I1		
	16250	406	1625	23503					10.5	14.1	21.1			
	21125	528	2113	30554					13.7	18.3	27.4			
Vitoria	11375	284	1138	16452	9900	198000	148500	99000	8.3	11.1	16.6	ESCENARIO	Alto	8.4
	16250	406	1625	23503					11.9	15.8	23.7		Medio	6.1
	21125	528	2113	30554					15.4	20.6	30.9		Bajo	5.0
Barcelona	11375	284	1138	16452	16350	327000	245250	163500	5.0	6.7	10.1	Gas Natural - Grupo I6		
	16250	406	1625	23503					7.2	9.6	14.4			
	21125	528	2113	30554					9.3	12.5	18.7			
Valladolid	11375	284	1138	16452	15950	319000	239250	159500	5.2	6.9	10.3	ESCENARIO	Alto	4.8
	16250	406	1625	23503					7.4	9.8	14.7		Medio	3.6
	21125	528	2113	30554					9.6	12.8	19.2		Bajo	2.9
Salamanca	11375	284	1138	16452	17850	357000	267750	178500	4.6	6.1	9.2	Electricidad - Grupo IA		
	16250	406	1625	23503					6.6	8.8	13.2			
	21125	528	2113	30554					8.6	11.4	17.1			
Teruel	11375	284	1138	16452	19600	392000	294000	196000	4.2	5.6	8.4	ESCENARIO	Alto	46.5
	16250	406	1625	23503					6.0	8.0	12.0		Medio	33.3
	21125	528	2113	30554					7.8	10.4	15.6		Bajo	26.7
Jaén	11375	284	1138	16452	23400	468000	351000	234000	3.5	4.7	7.0	Electricidad - Grupo IG		
	16250	406	1625	23503					5.0	6.7	10.0			
	21125	528	2113	30554					6.5	8.7	13.1			
Palma de Mallorca	11375	284	1138	16452	17900	358000	268500	179000	4.6	6.1	9.2	ESCENARIO	Alto	8.5
	16250	406	1625	23503					6.6	8.8	13.1		Medio	6.4
	21125	528	2113	30554					8.5	11.4	17.1		Bajo	5.4
Valencia	11375	284	1138	16452	17350	347000	260250	173500	4.7	6.3	9.5	Gasóleo C		
	16250	406	1625	23503					6.8	9.0	13.5			
	21125	528	2113	30554					8.8	11.7	17.6			
Cáceres	11375	284	1138	16452	19750	395000	296250	197500	4.2	5.6	8.3	ESCENARIO	Alto	10.6
	16250	406	1625	23503					6.0	7.9	11.9		Medio	8.1
	21125	528	2113	30554					7.7	10.3	15.5		Bajo	6.9
Sevilla	11375	284	1138	16452	24950	499000	374250	249500	3.3	4.4	6.6	Fuel oil		
	16250	406	1625	23503					4.7	6.3	9.4			
	21125	528	2113	30554					6.1	8.2	12.2			
Santa Cruz de Tenerife	11375	284	1138	16452	21600	432000	324000	216000	3.8	5.1	7.6	ESCENARIO	Alto	6.1
	16250	406	1625	23503					5.4	7.3	10.9		Medio	4.4
	21125	528	2113	30554					7.1	9.4	14.1		Bajo	3.6

ANEXO V.3. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 50m². Temperatura media del captador 150°C. 20 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 2000m². TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 100°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
						APROVECHAMIENTO			100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	315000	4725	31500	408735	940000	18800000	14100000	9400000	2.2	2.9	4.3	Gas Natural - Grupo I1		
	450000	6750	45000	583907					3.1	4.1	6.2			
	585000	8775	58500	759079					4.0	5.4	8.1			
Vitoria	315000	4725	31500	408735	860000	17200000	12900000	8600000	2.4	3.2	4.8	ESCENARIO	Alto	8.4
	450000	6750	45000	583907					3.4	4.5	6.8		Medio	6.1
	585000	8775	58500	759079					4.4	5.9	8.8		Bajo	5.0
Barcelona	315000	4725	31500	408735	1226000	24520000	18390000	12260000	1.7	2.2	3.3	Gas Natural - Grupo I6		
	450000	6750	45000	583907					2.4	3.2	4.8			
	585000	8775	58500	759079					3.1	4.1	6.2			
Valladolid	315000	4725	31500	408735	1178000	23560000	17670000	11780000	1.7	2.3	3.5	ESCENARIO	Alto	4.8
	450000	6750	45000	583907					2.5	3.3	5.0		Medio	3.6
	585000	8775	58500	759079					3.2	4.3	6.4		Bajo	2.9
Salamanca	315000	4725	31500	408735	1286000	25720000	19290000	12860000	1.6	2.1	3.2	Electricidad - Grupo IA		
	450000	6750	45000	583907					2.3	3.0	4.5			
	585000	8775	58500	759079					3.0	3.9	5.9			
Teruel	315000	4725	31500	408735	1366000	27320000	20490000	13660000	1.5	2.0	3.0	ESCENARIO	Alto	46.5
	450000	6750	45000	583907					2.1	2.8	4.3		Medio	33.3
	585000	8775	58500	759079					2.8	3.7	5.6		Bajo	26.7
Jaén	315000	4725	31500	408735	1550000	31000000	23250000	15500000	1.3	1.8	2.6	Electricidad - Grupo IG		
	450000	6750	45000	583907					1.9	2.5	3.8			
	585000	8775	58500	759079					2.4	3.3	4.9			
Palma de Mallorca	315000	4725	31500	408735	1286000	25720000	19290000	12860000	1.6	2.1	3.2	ESCENARIO	Alto	8.5
	450000	6750	45000	583907					2.3	3.0	4.5		Medio	6.4
	585000	8775	58500	759079					3.0	3.9	5.9		Bajo	5.4
Valencia	315000	4725	31500	408735	1254000	25080000	18810000	12540000	1.6	2.2	3.3	Gasóleo C		
	450000	6750	45000	583907					2.3	3.1	4.7			
	585000	8775	58500	759079					3.0	4.0	6.1			
Cáceres	315000	4725	31500	408735	1374000	27480000	20610000	13740000	1.5	2.0	3.0	ESCENARIO	Alto	10.6
	450000	6750	45000	583907					2.1	2.8	4.2		Medio	8.1
	585000	8775	58500	759079					2.8	3.7	5.5		Bajo	6.9
Sevilla	315000	4725	31500	408735	1622000	32440000	24330000	16220000	1.3	1.7	2.5	Fuel oil		
	450000	6750	45000	583907					1.8	2.4	3.6			
	585000	8775	58500	759079					2.3	3.1	4.7			
Santa Cruz de Tenerife	315000	4725	31500	408735	1466000	29320000	21990000	14660000	1.4	1.9	2.8	ESCENARIO	Alto	6.1
	450000	6750	45000	583907					2.0	2.7	4.0		Medio	4.4
	585000	8775	58500	759079					2.6	3.5	5.2		Bajo	3.6

ANEXO V.4. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 2000m². Temperatura media del captador 100°C. 20 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 2000m². TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 125°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
						100	75	50	100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	315000	4725	31500	408735	712000	14240000	10680000	7120000	2.9	3.8	5.7	Gas Natural - Grupo I1		
	450000	6750	45000	583907					4.1	5.5	8.2			
	585000	8775	58500	759079					5.3	7.1	10.7			
Vitoria	315000	4725	31500	408735	644000	12880000	9660000	6440000	3.2	4.2	6.3	ESCENARIO	Alto	8.4
	450000	6750	45000	583907					4.5	6.0	9.1		Medio	6.1
	585000	8775	58500	759079					5.9	7.9	11.8		Bajo	5.0
Barcelona	315000	4725	31500	408735	962000	19240000	14430000	9620000	2.1	2.8	4.2	Gas Natural - Grupo I6		
	450000	6750	45000	583907					3.0	4.0	6.1			
	585000	8775	58500	759079					3.9	5.3	7.9			
Valladolid	315000	4725	31500	408735	928000	18560000	13920000	9280000	2.2	2.9	4.4	ESCENARIO	Alto	4.8
	450000	6750	45000	583907					3.1	4.2	6.3		Medio	3.6
	585000	8775	58500	759079					4.1	5.5	8.2		Bajo	2.9
Salamanca	315000	4725	31500	408735	1020000	20400000	15300000	10200000	2.0	2.7	4.0	Electricidad - Grupo IA		
	450000	6750	45000	583907					2.9	3.8	5.7			
	585000	8775	58500	759079					3.7	5.0	7.4			
Teruel	315000	4725	31500	408735	1096000	21920000	16440000	10960000	1.9	2.5	3.7	ESCENARIO	Alto	46.5
	450000	6750	45000	583907					2.7	3.6	5.3		Medio	33.3
	585000	8775	58500	759079					3.5	4.6	6.9		Bajo	26.7
Jaén	315000	4725	31500	408735	1266000	25320000	18990000	12660000	1.6	2.2	3.2	Electricidad - Grupo IG		
	450000	6750	45000	583907					2.3	3.1	4.6			
	585000	8775	58500	759079					3.0	4.0	6.0			
Palma de Mallorca	315000	4725	31500	408735	1022000	20440000	15330000	10220000	2.0	2.7	4.0	ESCENARIO	Alto	8.5
	450000	6750	45000	583907					2.9	3.8	5.7		Medio	6.4
	585000	8775	58500	759079					3.7	5.0	7.4		Bajo	5.4
Valencia	315000	4725	31500	408735	996000	19920000	14940000	9960000	2.1	2.7	4.1	Gasóleo C		
	450000	6750	45000	583907					2.9	3.9	5.9			
	585000	8775	58500	759079					3.8	5.1	7.6			
Cáceres	315000	4725	31500	408735	1104000	22080000	16560000	11040000	1.9	2.5	3.7	ESCENARIO	Alto	10.6
	450000	6750	45000	583907					2.6	3.5	5.3		Medio	8.1
	585000	8775	58500	759079					3.4	4.6	6.9		Bajo	6.9
Sevilla	315000	4725	31500	408735	1334000	26680000	20010000	13340000	1.5	2.0	3.1	Fuel oil		
	450000	6750	45000	583907					2.2	2.9	4.4			
	585000	8775	58500	759079					2.8	3.8	5.7			
Santa Cruz de Tenerife	315000	4725	31500	408735	1188000	23760000	17820000	11880000	1.7	2.3	3.4	ESCENARIO	Alto	6.1
	450000	6750	45000	583907					2.5	3.3	4.9		Medio	4.4
	585000	8775	58500	759079					3.2	4.3	6.4		Bajo	3.6

ANEXO V.5. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 2000m². Temperatura media del captador 125°C. 20 años.

CAPTADOR DE TUBOS DE VACÍO CON CONCENTRADOR PARABÓLICO COMPUESTO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 2000m². TEMPERATURA MEDIA DEL CAPTADOR 150°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
						100	75	50	100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	315000	4725	31500	408735	446000	8920000	6690000	4460000	4.6	6.1	9.2	Gas Natural - Grupo I1		
	450000	6750	45000	583907					6.5	8.7	13.1			
	585000	8775	58500	759079					8.5	11.3	17.0			
Vitoria	315000	4725	31500	408735	396000	7920000	5940000	3960000	5.2	6.9	10.3	ESCENARIO	Alto	8.4
	450000	6750	45000	583907					7.4	9.8	14.7		Medio	6.1
	585000	8775	58500	759079					9.6	12.8	19.2		Bajo	5.0
Barcelona	315000	4725	31500	408735	654000	13080000	9810000	6540000	3.1	4.2	6.2	Gas Natural - Grupo I6		
	450000	6750	45000	583907					4.5	6.0	8.9			
	585000	8775	58500	759079					5.8	7.7	11.6			
Valladolid	315000	4725	31500	408735	638000	12760000	9570000	6380000	3.2	4.3	6.4	ESCENARIO	Alto	4.8
	450000	6750	45000	583907					4.6	6.1	9.2		Medio	3.6
	585000	8775	58500	759079					5.9	7.9	11.9		Bajo	2.9
Salamanca	315000	4725	31500	408735	714000	14280000	10710000	7140000	2.9	3.8	5.7	Electricidad - Grupo IA		
	450000	6750	45000	583907					4.1	5.5	8.2			
	585000	8775	58500	759079					5.3	7.1	10.6			
Teruel	315000	4725	31500	408735	784000	15680000	11760000	7840000	2.6	3.5	5.2	ESCENARIO	Alto	46.5
	450000	6750	45000	583907					3.7	5.0	7.4		Medio	33.3
	585000	8775	58500	759079					4.8	6.5	9.7		Bajo	26.7
Jaén	315000	4725	31500	408735	936000	18720000	14040000	9360000	2.2	2.9	4.4	Electricidad - Grupo IG		
	450000	6750	45000	583907					3.1	4.2	6.2			
	585000	8775	58500	759079					4.1	5.4	8.1			
Palma de Mallorca	315000	4725	31500	408735	716000	14320000	10740000	7160000	2.9	3.8	5.7	ESCENARIO	Alto	8.5
	450000	6750	45000	583907					4.1	5.4	8.2		Medio	6.4
	585000	8775	58500	759079					5.3	7.1	10.6		Bajo	5.4
Valencia	315000	4725	31500	408735	694000	13880000	10410000	6940000	2.9	3.9	5.9	Gasóleo C		
	450000	6750	45000	583907					4.2	5.6	8.4			
	585000	8775	58500	759079					5.5	7.3	10.9			
Cáceres	315000	4725	31500	408735	790000	15800000	11850000	7900000	2.6	3.4	5.2	ESCENARIO	Alto	10.6
	450000	6750	45000	583907					3.7	4.9	7.4		Medio	8.1
	585000	8775	58500	759079					4.8	6.4	9.6		Bajo	6.9
Sevilla	315000	4725	31500	408735	998000	19960000	14970000	9980000	2.0	2.7	4.1	Fuel oil		
	450000	6750	45000	583907					2.9	3.9	5.9			
	585000	8775	58500	759079					3.8	5.1	7.6			
Santa Cruz de Tenerife	315000	4725	31500	408735	864000	17280000	12960000	8640000	2.4	3.2	4.7	ESCENARIO	Alto	6.1
	450000	6750	45000	583907					3.4	4.5	6.8		Medio	4.4
	585000	8775	58500	759079					4.4	5.9	8.8		Bajo	3.6

ANEXO V.6. Resumen de costes captador de tubos de vacío con concentrador parabólico compuesto. Superficie de captación 2000m². Temperatura media del captador 150°C. 20 años.

TECNOLOGÍA FRESNEL. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 100m². TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 170°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
						100	75	50	100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	29750	1488	2975	54094	47800	956000	717000	478000	5.7	7.5	11.3	Gas Natural - Grupo I1		
	42500	2125	4250	77277					8.1	10.8	16.2			
	55250	2763	5525	100460					10.5	14.0	21.0			
Vitoria	29750	1488	2975	54094	43700	874000	655500	437000	6.2	8.3	12.4	ESCENARIO	Alto	8.4
	42500	2125	4250	77277					8.8	11.8	17.7		Medio	6.1
	55250	2763	5525	100460					11.5	15.3	23.0		Bajo	5.0
Barcelona	29750	1488	2975	54094	62300	1246000	934500	623000	4.3	5.8	8.7	Gas Natural - Grupo I6		
	42500	2125	4250	77277					6.2	8.3	12.4			
	55250	2763	5525	100460					8.1	10.8	16.1			
Valladolid	29750	1488	2975	54094	67600	1352000	1014000	676000	4.0	5.3	8.0	ESCENARIO	Alto	4.8
	42500	2125	4250	77277					5.7	7.6	11.4		Medio	3.6
	55250	2763	5525	100460					7.4	9.9	14.9		Bajo	2.9
Salamanca	29750	1488	2975	54094	74400	1488000	1116000	744000	3.6	4.8	7.3	Electricidad - Grupo IA		
	42500	2125	4250	77277					5.2	6.9	10.4			
	55250	2763	5525	100460					6.8	9.0	13.5			
Teruel	29750	1488	2975	54094	79700	1594000	1195500	797000	3.4	4.5	6.8	ESCENARIO	Alto	46.5
	42500	2125	4250	77277					4.8	6.5	9.7		Medio	33.3
	55250	2763	5525	100460					6.3	8.4	12.6		Bajo	26.7
Jaén	29750	1488	2975	54094	89600	1792000	1344000	896000	3.0	4.0	6.0	Electricidad - Grupo IG		
	42500	2125	4250	77277					4.3	5.7	8.6			
	55250	2763	5525	100460					5.6	7.5	11.2			
Palma de Mallorca	29750	1488	2975	54094	65000	1300000	975000	650000	4.2	5.5	8.3	ESCENARIO	Alto	8.5
	42500	2125	4250	77277					5.9	7.9	11.9		Medio	6.4
	55250	2763	5525	100460					7.7	10.3	15.5		Bajo	5.4
Valencia	29750	1488	2975	54094	62200	1244000	933000	622000	4.3	5.8	8.7	Gasóleo C		
	42500	2125	4250	77277					6.2	8.3	12.4			
	55250	2763	5525	100460					8.1	10.8	16.2			
Cáceres	29750	1488	2975	54094	77900	1558000	1168500	779000	3.5	4.6	6.9	ESCENARIO	Alto	10.6
	42500	2125	4250	77277					5.0	6.6	9.9		Medio	8.1
	55250	2763	5525	100460					6.4	8.6	12.9		Bajo	6.9
Sevilla	29750	1488	2975	54094	91300	1826000	1369500	913000	3.0	3.9	5.9	Fuel oil		
	42500	2125	4250	77277					4.2	5.6	8.5			
	55250	2763	5525	100460					5.5	7.3	11.0			
Santa Cruz de Tenerife	29750	1488	2975	54094	73000	1460000	1095000	730000	3.7	4.9	7.4	ESCENARIO	Alto	6.1
	42500	2125	4250	77277					5.3	7.1	10.6		Medio	4.4
	55250	2763	5525	100460					6.9	9.2	13.8		Bajo	3.6

ANEXO V.7. Resumen de costes tecnología Fresnel. Superficie de captación 100m². Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C. 20 años.

TECNOLOGÍA FRESNEL. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 100m². TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 220°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh/t)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWh/t)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh/t)		
						APROVECHAMIENTO			100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWh/t/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	29750	1488	2975	54094	46500	930000	697500	465000	5.8	7.8	11.6	Gas Natural - Grupo I1		
	42500	2125	4250	77277					8.3	11.1	16.6			
	55250	2763	5525	100460					10.8	14.4	21.6			
Vitoria	29750	1488	2975	54094	42600	852000	639000	426000	6.3	8.5	12.7	ESCENARIO	Alto	8.4
	42500	2125	4250	77277					9.1	12.1	18.1		Medio	6.1
	55250	2763	5525	100460					11.8	15.7	23.6		Bajo	5.0
Barcelona	29750	1488	2975	54094	60700	1214000	910500	607000	4.5	5.9	8.9	Gas Natural - Grupo I6		
	42500	2125	4250	77277					6.4	8.5	12.7			
	55250	2763	5525	100460					8.3	11.0	16.6			
Valladolid	29750	1488	2975	54094	66000	1320000	990000	660000	4.1	5.5	8.2	ESCENARIO	Alto	4.8
	42500	2125	4250	77277					5.9	7.8	11.7		Medio	3.6
	55250	2763	5525	100460					7.6	10.1	15.2		Bajo	2.9
Salamanca	29750	1488	2975	54094	72800	1456000	1092000	728000	3.7	5.0	7.4	Electricidad - Grupo IA		
	42500	2125	4250	77277					5.3	7.1	10.6			
	55250	2763	5525	100460					6.9	9.2	13.8			
Teruel	29750	1488	2975	54094	78000	1560000	1170000	780000	3.5	4.6	6.9	ESCENARIO	Alto	46.5
	42500	2125	4250	77277					5.0	6.6	9.9		Medio	33.3
	55250	2763	5525	100460					6.4	8.6	12.9		Bajo	26.7
Jaén	29750	1488	2975	54094	87700	1754000	1315500	877000	3.1	4.1	6.2	Electricidad - Grupo IG		
	42500	2125	4250	77277					4.4	5.9	8.8			
	55250	2763	5525	100460					5.7	7.6	11.5			
Palma de Mallorca	29750	1488	2975	54094	63400	1268000	951000	634000	4.3	5.7	8.5	ESCENARIO	Alto	8.5
	42500	2125	4250	77277					6.1	8.1	12.2		Medio	6.4
	55250	2763	5525	100460					7.9	10.6	15.8		Bajo	5.4
Valencia	29750	1488	2975	54094	60600	1212000	909000	606000	4.5	6.0	8.9	Gasóleo C		
	42500	2125	4250	77277					6.4	8.5	12.8			
	55250	2763	5525	100460					8.3	11.1	16.6			
Cáceres	29750	1488	2975	54094	76200	1524000	1143000	762000	3.5	4.7	7.1	ESCENARIO	Alto	10.6
	42500	2125	4250	77277					5.1	6.8	10.1		Medio	8.1
	55250	2763	5525	100460					6.6	8.8	13.2		Bajo	6.9
Sevilla	29750	1488	2975	54094	89300	1786000	1339500	893000	3.0	4.0	6.1	Fuel oil		
	42500	2125	4250	77277					4.3	5.8	8.7			
	55250	2763	5525	100460					5.6	7.5	11.2			
Santa Cruz de Tenerife	29750	1488	2975	54094	71300	1426000	1069500	713000	3.8	5.1	7.6	ESCENARIO	Alto	6.1
	42500	2125	4250	77277					5.4	7.2	10.8		Medio	4.4
	55250	2763	5525	100460					7.0	9.4	14.1		Bajo	3.6

ANEXO V.8. Resumen de costes tecnología Fresnel. Superficie de captación 100m². Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C. 20 años.

TECNOLOGÍA FRESNEL. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 15000m². TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 170°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWht)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWht)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWht)		
						APROVECHAMIENTO			100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWht/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	2730000	109200	273000	4557758	7170000	143400000	107550000	71700000	3.2	4.2	6.4	Gas Natural - Grupo I1		
	3900000	156000	390000	6511083					4.5	6.1	9.1			
	5070000	202800	507000	8464408					5.9	7.9	11.8			
Vitoria	2730000	109200	273000	4557758	6555000	131100000	98325000	65550000	3.5	4.6	7.0	ESCENARIO	Alto	8.4
	3900000	156000	390000	6511083					5.0	6.6	9.9		Medio	6.1
	5070000	202800	507000	8464408					6.5	8.6	12.9		Bajo	5.0
Barcelona	2730000	109200	273000	4557758	9345000	186900000	140175000	93450000	2.4	3.3	4.9	Gas Natural - Grupo I6		
	3900000	156000	390000	6511083					3.5	4.6	7.0			
	5070000	202800	507000	8464408					4.5	6.0	9.1			
Valladolid	2730000	109200	273000	4557758	10140000	202800000	152100000	101400000	2.2	3.0	4.5	ESCENARIO	Alto	4.8
	3900000	156000	390000	6511083					3.2	4.3	6.4		Medio	3.6
	5070000	202800	507000	8464408					4.2	5.6	8.3		Bajo	2.9
Salamanca	2730000	109200	273000	4557758	11160000	223200000	167400000	111600000	2.0	2.7	4.1	Electricidad - Grupo IA		
	3900000	156000	390000	6511083					2.9	3.9	5.8			
	5070000	202800	507000	8464408					3.8	5.1	7.6			
Teruel	2730000	109200	273000	4557758	11955000	239100000	179325000	119550000	1.9	2.5	3.8	ESCENARIO	Alto	46.5
	3900000	156000	390000	6511083					2.7	3.6	5.4		Medio	33.3
	5070000	202800	507000	8464408					3.5	4.7	7.1		Bajo	26.7
Jaén	2730000	109200	273000	4557758	13440000	268800000	201600000	134400000	1.7	2.3	3.4	Electricidad - Grupo IG		
	3900000	156000	390000	6511083					2.4	3.2	4.8			
	5070000	202800	507000	8464408					3.1	4.2	6.3			
Palma de Mallorca	2730000	109200	273000	4557758	9750000	195000000	146250000	97500000	2.3	3.1	4.7	ESCENARIO	Alto	8.5
	3900000	156000	390000	6511083					3.3	4.5	6.7		Medio	6.4
	5070000	202800	507000	8464408					4.3	5.8	8.7		Bajo	5.4
Valencia	2730000	109200	273000	4557758	9330000	186600000	139950000	93300000	2.4	3.3	4.9	Gasóleo C		
	3900000	156000	390000	6511083					3.5	4.7	7.0			
	5070000	202800	507000	8464408					4.5	6.0	9.1			
Cáceres	2730000	109200	273000	4557758	11685000	233700000	175275000	116850000	2.0	2.6	3.9	ESCENARIO	Alto	10.6
	3900000	156000	390000	6511083					2.8	3.7	5.6		Medio	8.1
	5070000	202800	507000	8464408					3.6	4.8	7.2		Bajo	6.9
Sevilla	2730000	109200	273000	4557758	13695000	273900000	205425000	136950000	1.7	2.2	3.3	Fuel oil		
	3900000	156000	390000	6511083					2.4	3.2	4.8			
	5070000	202800	507000	8464408					3.1	4.1	6.2			
Santa Cruz de Tenerife	2730000	109200	273000	4557758	10950000	219000000	164250000	109500000	2.1	2.8	4.2	ESCENARIO	Alto	6.1
	3900000	156000	390000	6511083					3.0	4.0	5.9		Medio	4.4
	5070000	202800	507000	8464408					3.9	5.2	7.7		Bajo	3.6

ANEXO V.9. Resumen de costes tecnología Fresnel. Superficie de captación 15000m². Temperatura media del fluido en el campo solar 170°C. 20 años.

TECNOLOGÍA FRESNEL. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 15000m². TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 220°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
						APROVECHAMIENTO			100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWh/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	2730000	109200	273000	4557758	6975000	139500000	104625000	69750000	3.3	4.4	6.5	Gas Natural - Grupo I1		
	3900000	156000	390000	6511083					4.7	6.2	9.3			
	5070000	202800	507000	8464408					6.1	8.1	12.1			
Vitoria	2730000	109200	273000	4557758	6390000	127800000	95850000	63900000	3.6	4.8	7.1	ESCENARIO	Alto	8.4
	3900000	156000	390000	6511083					5.1	6.8	10.2		Medio	6.1
	5070000	202800	507000	8464408					6.6	8.8	13.2		Bajo	5.0
Barcelona	2730000	109200	273000	4557758	9105000	182100000	136575000	91050000	2.5	3.3	5.0	Gas Natural - Grupo I6		
	3900000	156000	390000	6511083					3.6	4.8	7.2			
	5070000	202800	507000	8464408					4.6	6.2	9.3			
Valladolid	2730000	109200	273000	4557758	9900000	198000000	148500000	99000000	2.3	3.1	4.6	ESCENARIO	Alto	4.8
	3900000	156000	390000	6511083					3.3	4.4	6.6		Medio	3.6
	5070000	202800	507000	8464408					4.3	5.7	8.5		Bajo	2.9
Salamanca	2730000	109200	273000	4557758	10920000	218400000	163800000	109200000	2.1	2.8	4.2	Electricidad - Grupo IA		
	3900000	156000	390000	6511083					3.0	4.0	6.0			
	5070000	202800	507000	8464408					3.9	5.2	7.8			
Teruel	2730000	109200	273000	4557758	11700000	234000000	175500000	117000000	1.9	2.6	3.9	ESCENARIO	Alto	46.5
	3900000	156000	390000	6511083					2.8	3.7	5.6		Medio	33.3
	5070000	202800	507000	8464408					3.6	4.8	7.2		Bajo	26.7
Jaén	2730000	109200	273000	4557758	13155000	263100000	197325000	131550000	1.7	2.3	3.5	Electricidad - Grupo IG		
	3900000	156000	390000	6511083					2.5	3.3	4.9			
	5070000	202800	507000	8464408					3.2	4.3	6.4			
Palma de Mallorca	2730000	109200	273000	4557758	9510000	190200000	142650000	95100000	2.4	3.2	4.8	ESCENARIO	Alto	8.5
	3900000	156000	390000	6511083					3.4	4.6	6.8		Medio	6.4
	5070000	202800	507000	8464408					4.5	5.9	8.9		Bajo	5.4
Valencia	2730000	109200	273000	4557758	9090000	181800000	136350000	90900000	2.5	3.3	5.0	Gasóleo C		
	3900000	156000	390000	6511083					3.6	4.8	7.2			
	5070000	202800	507000	8464408					4.7	6.2	9.3			
Cáceres	2730000	109200	273000	4557758	11430000	228600000	171450000	114300000	2.0	2.7	4.0	ESCENARIO	Alto	10.6
	3900000	156000	390000	6511083					2.8	3.8	5.7		Medio	8.1
	5070000	202800	507000	8464408					3.7	4.9	7.4		Bajo	6.9
Sevilla	2730000	109200	273000	4557758	13395000	267900000	200925000	133950000	1.7	2.3	3.4	Fuel oil		
	3900000	156000	390000	6511083					2.4	3.2	4.9			
	5070000	202800	507000	8464408					3.2	4.2	6.3			
Santa Cruz de Tenerife	2730000	109200	273000	4557758	10695000	213900000	160425000	106950000	2.1	2.8	4.3	ESCENARIO	Alto	6.1
	3900000	156000	390000	6511083					3.0	4.1	6.1		Medio	4.4
	5070000	202800	507000	8464408					4.0	5.3	7.9		Bajo	3.6

ANEXO V.10. Resumen de costes tecnología Fresnel. Superficie de captación 15000m². Temperatura media del fluido en el campo solar 220°C. 20 años.

CANAL PARABÓLICO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 100m². TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 350°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWh)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWh)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWh)		
						APROVECHAMIENTO			APROVECHAMIENTO					
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWh/año)	100 (%)	75 (%)	50 (%)	100 (%)
La Coruña	39200	2156	3920	74193	49600	992000	744000	496000	7.5	10.0	15.0	Gas Natural - Grupo I1		
	56000	3080	5600	105990					10.7	14.2	21.4			
	72800	4004	7280	137786					13.9	18.5	27.8			
Vitoria	39200	2156	3920	74193	46600	932000	699000	466000	8.0	10.6	15.9	ESCENARIO	Alto	8.4
	56000	3080	5600	105990					11.4	15.2	22.7		Medio	6.1
	72800	4004	7280	137786					14.8	19.7	29.6		Bajo	5.0
Barcelona	39200	2156	3920	74193	63200	1264000	948000	632000	5.9	7.8	11.7	Gas Natural - Grupo I6		
	56000	3080	5600	105990					8.4	11.2	16.8			
	72800	4004	7280	137786					10.9	14.5	21.8			
Valladolid	39200	2156	3920	74193	69600	1392000	1044000	696000	5.3	7.1	10.7	ESCENARIO	Alto	4.8
	56000	3080	5600	105990					7.6	10.2	15.2		Medio	3.6
	72800	4004	7280	137786					9.9	13.2	19.8		Bajo	2.9
Salamanca	39200	2156	3920	74193	75700	1514000	1135500	757000	4.9	6.5	9.8	Electricidad - Grupo IA		
	56000	3080	5600	105990					7.0	9.3	14.0			
	72800	4004	7280	137786					9.1	12.1	18.2			
Teruel	39200	2156	3920	74193	79300	1586000	1189500	793000	4.7	6.2	9.4	ESCENARIO	Alto	46.5
	56000	3080	5600	105990					6.7	8.9	13.4		Medio	33.3
	72800	4004	7280	137786					8.7	11.6	17.4		Bajo	26.7
Jaén	39200	2156	3920	74193	86900	1738000	1303500	869000	4.3	5.7	8.5	Electricidad - Grupo IG		
	56000	3080	5600	105990					6.1	8.1	12.2			
	72800	4004	7280	137786					7.9	10.6	15.9			
Palma de Mallorca	39200	2156	3920	74193	67500	1350000	1012500	675000	5.5	7.3	11.0	ESCENARIO	Alto	8.5
	56000	3080	5600	105990					7.9	10.5	15.7		Medio	6.4
	72800	4004	7280	137786					10.2	13.6	20.4		Bajo	5.4
Valencia	39200	2156	3920	74193	62800	1256000	942000	628000	5.9	7.9	11.8	Gasóleo C		
	56000	3080	5600	105990					8.4	11.3	16.9			
	72800	4004	7280	137786					11.0	14.6	21.9			
Cáceres	39200	2156	3920	74193	79400	1588000	1191000	794000	4.7	6.2	9.3	ESCENARIO	Alto	10.6
	56000	3080	5600	105990					6.7	8.9	13.3		Medio	8.1
	72800	4004	7280	137786					8.7	11.6	17.4		Bajo	6.9
Sevilla	39200	2156	3920	74193	91800	1836000	1377000	918000	4.0	5.4	8.1	Fuel oil		
	56000	3080	5600	105990					5.8	7.7	11.5			
	72800	4004	7280	137786					7.5	10.0	15.0			
Santa Cruz de Tenerife	39200	2156	3920	74193	83500	1670000	1252500	835000	4.4	5.9	8.9	ESCENARIO	Alto	6.1
	56000	3080	5600	105990					6.3	8.5	12.7		Medio	4.4
	72800	4004	7280	137786					8.3	11.0	16.5		Bajo	3.6

ANEXO V.11. Resumen de costes canal parabólico. Superficie de captación 100m². Temperatura media del fluido en el campo solar 350°C. 20 años.

CANAL PARABÓLICO. SUPERFICIE DE CAPTACIÓN 15000m². TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO EN EL CAMPO SOLAR 350°C

EMPLAZAMIENTO	COSTE INVERSIÓN SIN FINANCIACIÓN	COSTE O&M	COSTE REPOSICIÓN	COSTE TOTAL VIDA ÚTIL	PRODUCCIÓN ANUAL	APROVECHAMIENTO PRODUCCIÓN ANUAL (kWht)			COSTE 20 AÑOS (c€/kWht)			FUENTES ENERGÉTICAS CONVENCIONALES (c€/kWht)		
						APROVECHAMIENTO			100	75	50			
						(€)	(€/año)	(€)	(€)	(kWht/año)	(%)	(%)	(%)	(%)
La Coruña	3465000	155925	346500	6042599	7440000	148800000	111600000	74400000	4.1	5.4	8.1	Gas Natural - Grupo I1		
	4950000	222750	495000	8632284					5.8	7.7	11.6			
	6435000	289575	643500	11221969					7.5	10.1	15.1			
Vitoria	3465000	155925	346500	6042599	6990000	139800000	104850000	69900000	4.3	5.8	8.6	ESCENARIO	Alto	8.4
	4950000	222750	495000	8632284					6.2	8.2	12.3		Medio	6.1
	6435000	289575	643500	11221969					8.0	10.7	16.1		Bajo	5.0
Barcelona	3465000	155925	346500	6042599	9480000	189600000	142200000	94800000	3.2	4.2	6.4	Gas Natural - Grupo I6		
	4950000	222750	495000	8632284					4.6	6.1	9.1			
	6435000	289575	643500	11221969					5.9	7.9	11.8			
Valladolid	3465000	155925	346500	6042599	10440000	208800000	156600000	104400000	2.9	3.9	5.8	ESCENARIO	Alto	4.8
	4950000	222750	495000	8632284					4.1	5.5	8.3		Medio	3.6
	6435000	289575	643500	11221969					5.4	7.2	10.7		Bajo	2.9
Salamanca	3465000	155925	346500	6042599	11355000	227100000	170325000	113550000	2.7	3.5	5.3	Electricidad - Grupo IA		
	4950000	222750	495000	8632284					3.8	5.1	7.6			
	6435000	289575	643500	11221969					4.9	6.6	9.9			
Teruel	3465000	155925	346500	6042599	11895000	237900000	178425000	118950000	2.5	3.4	5.1	ESCENARIO	Alto	46.5
	4950000	222750	495000	8632284					3.6	4.8	7.3		Medio	33.3
	6435000	289575	643500	11221969					4.7	6.3	9.4		Bajo	26.7
Jaén	3465000	155925	346500	6042599	13035000	260700000	195525000	130350000	2.3	3.1	4.6	Electricidad - Grupo IG		
	4950000	222750	495000	8632284					3.3	4.4	6.6			
	6435000	289575	643500	11221969					4.3	5.7	8.6			
Palma de Mallorca	3465000	155925	346500	6042599	10125000	202500000	151875000	101250000	3.0	4.0	6.0	ESCENARIO	Alto	8.5
	4950000	222750	495000	8632284					4.3	5.7	8.5		Medio	6.4
	6435000	289575	643500	11221969					5.5	7.4	11.1		Bajo	5.4
Valencia	3465000	155925	346500	6042599	9420000	188400000	141300000	94200000	3.2	4.3	6.4	Gasóleo C		
	4950000	222750	495000	8632284					4.6	6.1	9.2			
	6435000	289575	643500	11221969					6.0	7.9	11.9			
Cáceres	3465000	155925	346500	6042599	11910000	238200000	178650000	119100000	2.5	3.4	5.1	ESCENARIO	Alto	10.6
	4950000	222750	495000	8632284					3.6	4.8	7.2		Medio	8.1
	6435000	289575	643500	11221969					4.7	6.3	9.4		Bajo	6.9
Sevilla	3465000	155925	346500	6042599	13770000	275400000	206550000	137700000	2.2	2.9	4.4	Fuel oil		
	4950000	222750	495000	8632284					3.1	4.2	6.3			
	6435000	289575	643500	11221969					4.1	5.4	8.1			
Santa Cruz de Tenerife	3465000	155925	346500	6042599	12525000	250500000	187875000	125250000	2.4	3.2	4.8	ESCENARIO	Alto	6.1
	4950000	222750	495000	8632284					3.4	4.6	6.9		Medio	4.4
	6435000	289575	643500	11221969					4.5	6.0	9.0		Bajo	3.6

ANEXO V.12. Resumen de costes canal parabólico. Superficie de captación 15000m². Temperatura media del fluido en el campo solar 350°C. 20 años.

RECURSO SOLAR 15% SUPERIOR AL ASR PROPORCIONADO POR METEONORM

RECURSO SOLAR +15%	COSTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA A LO LARGO DE 20 AÑOS Y EN FUNCIÓN DE LA TECNOLOGÍA CONSIDERADA (c€/kWht)											
	CPC			CPC			FRESNEL		FRESNEL		CANAL PARABÓLICO	CANAL PARABÓLICO
	50 m ²			2000 m ²			100 m ²		15000 m ²		100 m ²	15000 m ²
EMPLAZAMIENTO	100°C	125°C	150°C	100°C	125°C	150°C	170°C	220°C	170°C	220°C		
La Coruña	4.3	5.7	9.2	2.7	3.6	5.7	7.0	7.2	3.9	4.1	9.3	5.0
Vitoria	4.8	6.3	10.3	3.0	3.9	6.4	7.7	7.9	4.3	4.4	9.9	5.4
Barcelona	3.3	4.2	6.2	2.1	2.6	3.9	5.4	5.5	3.0	3.1	7.3	4.0
Valladolid	3.5	4.4	6.4	2.2	2.7	4.0	5.0	5.1	2.8	2.9	6.6	3.6
Salamanca	3.2	4.0	5.7	2.0	2.5	3.6	4.5	4.6	2.5	2.6	6.1	3.3
Teruel	3.0	3.7	5.2	1.9	2.3	3.2	4.2	4.3	2.4	2.4	5.8	3.2
Jaén	2.6	3.2	4.4	1.6	2.0	2.7	3.7	3.8	2.1	2.2	5.3	2.9
Palma de Mallorca	3.2	4.0	5.7	2.0	2.5	3.5	5.2	5.3	2.9	3.0	6.8	3.7
Valencia	3.3	4.1	5.9	2.0	2.5	3.7	5.4	5.5	3.0	3.1	7.3	4.0
Cáceres	3.0	3.7	5.2	1.8	2.3	3.2	4.3	4.4	2.4	2.5	5.8	3.2
Sevilla	2.5	3.1	4.1	1.6	1.9	2.5	3.7	3.8	2.1	2.1	5.0	2.7
Santa Cruz de Tenerife	2.8	3.4	4.7	1.7	2.1	2.9	4.6	4.7	2.6	2.6	5.5	3.0

ANEXO V.13. Análisis de sensibilidad en función del recurso solar (+15%) para coste de referencia y aprovechamiento total. 20 años.

RECURSO SOLAR 15% INFERIOR AL ASR PROPORCIONADO POR METEONORM

RECURSO SOLAR -15%	COSTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA TÉRMICA A LO LARGO DE 20 AÑOS Y EN FUNCIÓN DE LA TECNOLOGÍA CONSIDERADA (c€/kWh)											
	CPC			CPC			FRESNEL		FRESNEL		CANAL PARABÓLICO	CANAL PARABÓLICO
EMPLAZAMIENTO	50 m ²			2000 m ²			100 m ²		15000 m ²		100 m ²	15000 m ²
	100°C	125°C	150°C	100°C	125°C	150°C	170°C	220°C	170°C	220°C		
La Coruña	5.9	7.8	12.4	3.7	4.8	7.7	9.5	9.8	5.3	5.5	12.6	6.8
Vitoria	6.4	8.6	14.0	4.0	5.3	8.7	10.4	10.7	5.8	6.0	13.4	7.3
Barcelona	4.5	5.7	8.5	2.8	3.6	5.3	7.3	7.5	4.1	4.2	9.9	5.4
Valladolid	4.7	6.0	8.7	2.9	3.7	5.4	6.7	6.9	3.8	3.9	9.0	4.9
Salamanca	4.3	5.4	7.7	2.7	3.4	4.8	6.1	6.2	3.4	3.5	8.2	4.5
Teruel	4.0	5.0	7.1	2.5	3.1	4.4	5.7	5.8	3.2	3.3	7.9	4.3
Jaén	3.6	4.4	5.9	2.2	2.7	3.7	5.1	5.2	2.8	2.9	7.2	3.9
Palma de Mallorca	4.3	5.4	7.7	2.7	3.4	4.8	7.0	7.2	3.9	4.0	9.2	5.0
Valencia	4.4	5.6	8.0	2.7	3.4	4.9	7.3	7.5	4.1	4.2	9.9	5.4
Cáceres	4.0	5.0	7.0	2.5	3.1	4.3	5.8	6.0	3.3	3.4	7.9	4.3
Sevilla	3.4	4.1	5.5	2.1	2.6	3.4	5.0	5.1	2.8	2.9	6.8	3.7
Santa Cruz de Tenerife	3.8	4.7	6.4	2.3	2.9	4.0	6.2	6.4	3.5	3.6	7.5	4.1

ANEXO V.14. Análisis de sensibilidad en función del recurso solar (-15%) para coste de referencia y aprovechamiento total. 20 años.

15. ANEXO VI: FINANCIACIÓN PÚBLICA PARA SISTEMAS SOLARES DE CONCENTRACIÓN

A lo largo de estos últimos años ha habido distintos tipos de financiación en los que es posible encontrar empréstito para un proyecto de sistema solar térmico, pero no se ha encontrado ningún plan específico para estas tecnologías de concentración. A continuación, se enumeran las líneas más importantes, aunque en cualquier momento estas líneas pueden sufrir modificación o ser canceladas y aparecer nuevas líneas dentro de estrategias globales europeas, nacionales o autonómicas:

Fondo JESSICA-FIDAE: Fondo de inversión para financiar proyectos de desarrollo urbano sostenible que mejoren la eficiencia energética y/o utilicen EERR, dotado de 123 M€ Se trata de un fondo cofinanciado por el FEDER y el instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (I.D.A.E) y operado por el Banco Europeo de Inversiones (BEI).

Los proyectos han de estar ubicados en una de las 8 comunidades autónomas: Andalucía, Islas Canarias, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Comunidad Valenciana, Extremadura, Galicia, Región de Murcia, y 2 ciudades autónomas: Ceuta y Melilla. Entre los beneficiarios se incluye el sector de la Industria y dentro de los temas prioritarios se encuentran los proyectos de solar térmica.

Las condiciones financieras de carácter general son: hasta un 70% del gasto elegible (si el beneficiario es administración pública hasta 100%), amortización hasta 15 años, con 3 de carencia y con un tipo de interés Euribor más margen en función de calificación crediticia y garantías aportadas.

El periodo de vigencia para el desembolso de financiación finaliza el 31 de diciembre de 2015. Hasta el momento no hay **ningún beneficiario de solar térmica**. (Fuente: <http://www.idae.es/index.php/relecategoria.3957/id.833/relemenu.408/mod.pags/mem.detalle>)

Programa GIT (2011): financiación a empresas habilitadas de Grandes Instalaciones Térmicas a partir de fuentes renovables en edificación. Tienen que estar antes inscritas en el programa SOLCASA 2010 (financiación de instalaciones solares térmicas en edificios a empresas habilitadas). Específico para edificación, no para usos industriales. (Fuente: <http://www.idae.es/index.php/relecategoria.1160/id.638/relemenu.377/mod.pags/mem.detalle>)

Financiación por Terceros (F.P.T.) (2008-2012): inversión directa del IDAE, que participa en la definición del proyecto y financia total o parcialmente la inversión del proyecto de manera que los equipos son propiedad del IDAE hasta que recupere su inversión incluyendo un beneficio, deuda que el industrial asume con parte de los ahorros energéticos generados a partir de la entrada en funcionamiento

de las instalaciones objeto de la inversión o por la energía por éstas generadas. Recuperada la inversión por el IDAE la instalación pasa a ser propiedad del cliente.

(Fuente: <http://www.idae.es/index.php/idpag.38/reلمenu.386/mod.pags/mem.detalle>)

Financiación del Proyecto y Arrendamiento de Servicios: modelo de financiación aplicable a proyectos de inversión en materia de ahorro, eficiencia energética y energías renovables, que dispongan de un análisis previo de viabilidad técnico-económica. Se trata de un nuevo modelo de colaboración financiera que supone la formalización de dos contratos: Un contrato marco de colaboración y arrendamiento de servicios y un Contrato de financiación de proyecto (crédito mercantil).

(Fuente: <http://www.idae.es/index.php/idpag.44/reلمenu.387/mod.pags/mem.detalle>)

Otras participaciones financieras del IDAE en proyectos energéticos: El IDAE recurre a la participación en diferentes figuras societarias o asociativas cuando el proyecto, por su alcance económico, legislación vigente que le afecta o naturaleza técnica así lo requiere. Dependiendo del tipo de modalidad de participación seleccionada, la implicación de IDAE en el proyecto puede ir desde su total definición y financiación hasta su participación minoritaria en el capital social de una sociedad ejecutora del proyecto.

Las modalidades de participación habituales son las siguientes:

- Unión Temporal de Empresas (UTE).
- Agrupación de Interés Económico (AIE)
- Participaciones en sociedades mercantiles.
- Cuentas en participación.
- Convenios de desarrollo tecnológicos.

(Fuente: <http://www.idae.es/index.php/idpag.49/reلمcategoria.1024/reلمenu.388/mod.pags/mem.detalle>)

ICAREN: sistema de Incentivos al Calor Renovable para aplicaciones térmicas de las energías renovables. Es incompatible con la percepción de ayudas a la inversión. Específico para proyectos desarrollados a través de empresas de servicios energéticos (ESEs). Se realiza a través de un modelo económico financiero, que hace viable la actividad del ESEs y posibilite un cierto ahorro al usuario. Permite desarrollar la actividad haciendo frente a los costes de amortización y financiación, operación y mantenimiento, gastos generales y beneficios industriales. El incentivo se percibirá durante los primeros 10 años.

Compra Pública Innovadora (CPI): Es una actuación administrativa de fomento de la innovación orientada a potenciar el desarrollo de nuevos mercados innovadores desde el lado de la demanda, a través del instrumento de la contratación pública.

El marco normativo vigente de la Compra Pública Innovadora lo conforman la Ley 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público (LCSP), la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible (LES) y la Ley 14/2011, de 1 de junio, de la Ciencia, la Tecnología y la Innovación.

Se materializa en dos modalidades de actuación:

- **Compras comerciales:** compra pública de un bien o servicio que no existe en el momento de la compra pero que puede desarrollarse en un periodo de tiempo razonable. Dicha compra requiere el desarrollo de tecnología nueva o mejorada para poder cumplir con los requisitos demandados por el comprador.
- **Compra pública precomercial (CPP):** es una contratación de servicios de I+D en los que el comprador público no se reserva los resultados de la I+D para su propio uso en exclusiva sino que comparte con las empresas los riesgos y los beneficios de la I+D necesaria para desarrollar soluciones innovadoras que superes las que hay disponibles en el mercado.

INSTRUMENTO	TIPO DE CONTRATACIÓN	VIA DE CONTRATACIÓN	FINALIDAD
Compra Pública de Tecnología Innovadora (CPTI)	<p>Compra Pública de Bienes & Servicios comerciales, listos para prestar servicio público</p> <p>El comprador adquiere bienes y servicios para prestar el servicio público que no existen en el mercado y requieren de una fase previa de I+D.</p>	<p>* Contratos a adjudicar mediante procedimientos ordinarios</p> <p>* Contrato de Colaboración Público Privada (*)</p> <p>Permite el diálogo con las empresas para la definición de requisitos y el establecimiento de requisitos de licitación sujetos a fase de I+D, más allá del precio y plazo de entrega.</p>	<p>Adquisición de bienes & servicios innovadores</p> <p><u>Mejora la prestación del servicio público</u> al comprador y refuerza la posición del suministrador al contar con un <u>mercado local de lanzamiento como aval para la internacionalización.</u></p>
Compra Pública Precomercial (CPP)	<p>Compra Pública de Resultados de I+D</p> <p>Comprador y empresas comparten los riesgos y beneficios resultantes de la investigación de soluciones a problemas propuestos por el licitador público.</p>	<p>Contrato de Servicios de I+D</p> <p>No sujeto al régimen general de la LCSP.</p>	<p>Investigación de soluciones a futuras demandas públicas</p> <p>La CPP promueve la <u>capacitación tecnológica de las empresas.</u></p>

(*) Vía de contratación preferente.

ANEXO VI. 1. Compra Pública Innovadora.

Actualmente se ha puesto en marcha un nuevo plan de ayudas del Ministerio de Industria para proyectos de eficiencia y ahorro energético con la intención de activar el sector. Estos programas de ayudas directas y de apoyo a la financiación se inscriben dentro del marco del **Plan Nacional de Acción**

de Eficiencia Energética 2014-2020[51]. Está enfocado a empresas, ayuntamientos y comunidades de vecinos, aunque todavía no aparece concretado el Programa de ayudas PYME y gran empresa sector industrial. (<http://www.idae.es/index.php/id.321/mod.noticias/mem.detalle>)

Existen múltiples líneas de apoyo a proyectos de inversión con creación de empleo que son subvencionables por las diferentes administraciones y que pueden albergar proyectos de estas tecnologías solares.

16. ANEXO VII: TASA INTERNA DE RETORNO Y REDUCCIÓN DE COSTES

A continuación, se plantea un caso práctico en el que se calculan:

- * Tasa interna de retorno de la inversión realizada en los supuestos en que el periodo de amortización se considera de 10 y 20 años.
- * El porcentaje sobre la inversión inicial en el que se deberían reducir los costes asociados a la instalación solar para obtener una tasa interna de retorno de 5%, 7% y 11%.

Se establecen las siguientes hipótesis:

- * Emplazamiento: Sevilla.
- * Se evalúan las tres tecnologías consideradas a lo largo de este estudio, captadores de tubos de vacío, tecnología lineal Fresnel y canal parabólico.
- * Se ha considerado que la inversión inicial no requiere financiación.
- * Se considera una tasa de actualización del 3%.
- * Se considera la opción en la que el aprovechamiento de la energía térmica generada es del 100%.
- * Se considera un periodo de amortización de 10/20 años.
- * Se toma el escenario medio para las fuentes energéticas convencionales.

En la primera tabla se pueden consultar los resultados que se obtienen si se considera un periodo de amortización de la instalación de 10 años, en la segunda los resultados si este periodo se amplía a 20 años.



TASA INTERNA DE RETORNO. PERIODO DE ANÁLISIS. 10 AÑOS

TASA INTERNA DE RETORNO (%)								
TECNOLOGÍA	SUPERFICIE CAMPO SOLAR (m ²)	TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO (°C)	FUENTE ENERGÉTICA CONVENCIONAL					
			GAS NATURAL GRUPO I1	GAS NATURAL GRUPO I6	ELECTRICIDAD GRUPO IA	ELECTRICIDAD GRUPO IG	GASÓLEO	FUEL OIL
TUBOS DE VACÍO	50	100	8	-	78	9	16	-
		125	3	-	64	5	10	-
		150	-	-	48	-	4	-
	2000	100	18	5	>100	21	28	9
		125	13	1	94	15	22	5
		150	6	-	71	8	14	-
FRESNEL	100	170	-	-	65	2	8	-
		220	-	-	64	1	8	-
	15000	170	15	1	>100	17	24	5
		220	14	1	>100	16	24	5
CP	100	350	-	-	48	-	-	-
	15000		8	-	85	9	16	-

ANEXO VII. 1. Tasa Interna de Retorno. Periodo de análisis 10 años. Sevilla. Porcentaje de aprovechamiento solar 100%. Escenario medio fuentes convencionales.

TASA INTERNA DE RETORNO. PERIODO DE ANÁLISIS. 20 AÑOS

TASA INTERNA DE RETORNO (%)								
TECNOLOGÍA	SUPERFICIE CAMPO SOLAR (m ²)	TEMPERATURA MEDIA DEL FLUIDO (°C)	FUENTE ENERGÉTICA CONVENCIONAL					
			GAS NATURAL GRUPO I1	GAS NATURAL GRUPO I6	ELECTRICIDAD GRUPO IA	ELECTRICIDAD GRUPO IG	GASÓLEO	FUEL OIL
TUBOS DE VACÍO	50	100	14	6	78	16	20	9
		125	11	3	65	12	16	6
		150	7	-	49	7	11	2
	2000	100	23	13	>100	24	31	16
		125	19	10	94	20	25	13
		150	13	6	71	14	19	8
FRESNEL	100	170	9	-	66	10	15	4
		220	9	-	64	10	14	3
	15000	170	20	10	>100	21	28	13
		220	19	9	>100	21	27	12
CP	100	350	4	-	50	5	9	-
	15000		14	5	85	16	21	8

ANEXO VII. 2. Tasa Interna de Retorno. Periodo de análisis 20 años. Sevilla. Porcentaje de aprovechamiento solar 100%. Escenario medio fuentes convencionales.

PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DE COSTE SOBRE INVERSIÓN INICIAL EN FUNCIÓN DE LA TECNOLOGÍA, TIR Y FUENTE ENERGÉTICA CONVENCIONAL CONSIDERADAS. 10 AÑOS

		REDUCCIÓN DE COSTE SOBRE LA INVERSIÓN INICIAL EN FUNCIÓN DE LA TIR Y REFERENCIA CONSIDERADA (%)					
TECNOLOGÍA	TIR	GAS NATURAL GRUPO I1	GAS NATURAL GRUPO I6	ELECTRICIDAD GRUPO IA	ELECTRICIDAD GRUPO IG	GASÓLEO	FUEL OIL
	(%)						
CANAL PARABÓLICO - 100m ² - 350°C	5	55	91	-	48	23	81
	7	59	92	-	54	31	83
	11	67	94	-	62	43	86
CANAL PARABÓLICO - 15000m ² - 350°C	5	-	47	-	-	-	30
	7	-	52	-	-	-	37
	11	15	61	-	7	-	48
FRESNEL - 100m ² - 170°C	5	23	71	-	15	-	58
	7	31	74	-	24	-	62
	11	43	79	-	37	12	69
FRESNEL - 100m ² - 220°C	5	26	72	-	18	-	59
	7	33	75	-	26	-	64
	11	45	80	-	39	15	70
FRESNEL - 15000m ² - 170°C	5	-	20	-	-	-	-
	7	-	28	-	-	-	9
	11	-	40	-	-	-	25
FRESNEL - 15000m ² - 220°C	5	-	22	-	-	-	-
	7	-	30	-	-	-	11
	11	-	42	-	-	-	27
CPC - 50 m ² - 100°C	5	-	40	-	-	-	25
	7	-	46	-	-	-	33
	11	15	56	-	7	-	45
CPC - 50 m ² - 125°C	5	9	54	-	2	-	42
	7	18	59	-	11	-	48
	11	32	66	-	26	3	57
CPC - 50 m ² - 150°C	5	37	71	-	31	8	61
	7	43	74	-	38	17	65
	11	53	78	-	49	31	72
CPC - 2000 m ² - 100°C	5	-	-	-	-	-	-
	7	-	8	-	-	-	-
	11	-	23	-	-	-	8
CPC - 2000 m ² - 125°C	5	-	18	-	-	-	-
	7	-	26	-	-	-	10
	11	-	39	-	-	-	26
CPC - 2000 m ² - 150°C	5	-	41	-	-	-	28
	7	3	47	-	-	-	35
	11	20	56	-	13	-	46

ANEXO VII. 3. Porcentaje de reducción de coste sobre inversión inicial en Sevilla, análisis 10 años.

PORCENTAJE DE REDUCCIÓN DE COSTE SOBRE INVERSIÓN INICIAL EN FUNCIÓN DE LA TECNOLOGÍA, TIR Y FUENTE ENERGÉTICA CONVENCIONAL CONSIDERADAS. 20 AÑOS

TECNOLOGÍA	TIR (%)	REDUCCIÓN DE COSTE SOBRE LA INVERSIÓN INICIAL EN FUNCIÓN DE LA TIR Y REFERENCIA CONSIDERADA (%)					
		GAS NATURAL GRUPO I1	GAS NATURAL GRUPO I6	ELECTRICIDAD GRUPO IA	ELECTRICIDAD GRUPO IG	GASÓLEO	FUEL OIL
CANAL PARABÓLICO - 100m ² - 350°C	5	11	78	-	2	-	57
	7	27	83	-	19	-	65
	11	49	89	-	43	15	77
CANAL PARABÓLICO - 15000m ² - 350°C	5	-	-	-	-	-	-
	7	-	17	-	-	-	-
	11	-	41	-	-	-	20
FRESNEL - 100m ² - 170°C	5	-	42	-	-	-	14
	7	-	53	-	-	-	30
	11	14	67	-	6	-	51
FRESNEL - 100m ² - 220°C	5	-	45	-	-	-	17
	7	-	55	-	-	-	32
	11	17	69	-	9	-	53
FRESNEL - 15000m ² - 170°C	5	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	-	-	-
	11	-	11	-	-	-	-
FRESNEL - 15000m ² - 220°C	5	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	-	-	-
	11	-	14	-	-	-	-
CPC - 50 m ² - 100°C	5	-	-	-	-	-	-
	7	-	10	-	-	-	-
	11	-	35	-	-	-	16
CPC - 50 m ² - 125°C	5	-	17	-	-	-	-
	7	-	31	-	-	-	9
	11	-	51	-	-	-	35
CPC - 50 m ² - 150°C	5	-	47	-	-	-	27
	7	4	56	-	-	-	40
	11	31	69	-	26	-	57
CPC - 2000 m ² - 100°C	5	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	-	-	-
	11	-	-	-	-	-	-
CPC - 2000 m ² - 125°C	5	-	-	-	-	-	-
	7	-	-	-	-	-	-
	11	-	11	-	-	-	-
CPC - 2000 m ² - 150°C	5	-	-	-	-	-	-
	7	-	13	-	-	-	-
	11	-	37	-	-	-	20

ANEXO VII. 4. Porcentaje de reducción de coste sobre inversión inicial en Sevilla, análisis 20 años.