



**Universidad
Zaragoza**

Proyecto Fin de Carrera

Evaluación de la implementación de la
energía solar dentro del sistema de
calefacción de distrito de Velika Gorica

Autor

Javier Felipe Andreu

Directores

Daniel Rolph Schneider

Ponente

Luis María Serra de Renobales

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA)

Año: 2015

Resumen

Evaluación de la implementación de la energía solar dentro del sistema de calefacción de distrito de Velika Gorica

Actualmente la Ciudad de Velika Gorica (referida como la "Ciudad" a lo largo de la memoria), situada en Croacia, se enfrenta a varias cuestiones clave en cuanto a su consumo de energía térmica. Así, el consumo térmico en la Ciudad es de 197,34 GWh donde el 20% de dicha energía es suministrada por biomasa (fundamentalmente leña), el 2% por electricidad, el 15% por el fuel-oil, el 31% por gas natural y el 32% restante es proporcionado por sistemas de calefacción de distrito. En el sistema de calefacción de distrito de la Ciudad, la principal restricción es la utilización de 14 pequeñas plantas de calefacción en las que cada una proporciona calor a una red de calefacción independiente y desconectada del resto. De las catorce plantas instaladas sólo una, cuya capacidad representa el 60,76% de la capacidad total instalada, funciona con gas natural, mientras que el resto utiliza fuel-oil, que tiene un alto nivel de emisiones de CO₂. Además existen altas pérdidas térmicas de distribución, debido a que el sistema de calefacción de distrito es antiguo y de alta temperatura. Otros problemas son el alto consumo de energía térmica, que es aproximadamente de 200 kWh/m² en el sector residencial y 190 kWh/m² de media para los edificios públicos. La reducción de los costes y de las emisiones de CO₂, se puede alcanzar con una alta penetración de fuentes de energía renovable y disminuyendo el consumo de energía térmica en los edificios con un mejor aislamiento de éstos.

Por ello el principal objetivo de este proyecto es evaluar la integración de la energía solar para la producción de agua caliente sanitaria y calefacción en los edificios de la Ciudad.

La primera parte de este trabajo consta de un análisis de la situación actual de la Ciudad que incluye un estudio de las necesidades de calefacción, agua caliente sanitaria y de electricidad. La segunda parte consiste en un estudio de los recursos solares disponibles y de las tecnologías posibles a utilizar en la Ciudad (concentradores de energía solar –CSP, fotovoltaica -PV, térmica, fotovoltaica-térmica -PVT, almacenamiento estacional de energía térmica -STES, bombas de calor -HP, y caldera de biomasa). En la tercera se han propuesto tres escenarios para la integración de la energía solar en la Ciudad: (i) la producción de agua caliente sanitaria, ACS, para un uso a escala residencial; (ii) el precalentamiento de agua en una planta de calefacción de distrito; y (iii) una central solar térmica con acumulación estacional para su uso dentro del sistema de calefacción de distrito. En todos los escenarios mencionados, se ha realizado un análisis económico.

El ahorro potencial en la producción de ACS con energía solar para los edificios residenciales que no se encuentran conectados al sistema de calefacción de distrito es de 12,96 GWh. En relación a los resultados económicos se ha obtenido: i) que la producción de ACS con energía solar es rentable y su coste solar estimado, 0,0458 €/kWh, es menor que los precios energéticos actuales en la Ciudad; ii) el precalentamiento de agua de una planta de calefacción de distrito con energía solar, es factible y su coste solar estimado 0,027 €/kWh, es menor que el sistema actual; iii) y se ha determinado el coste solar de una central solar térmica con acumulación estacional, que en el caso analizado es competitivo con el coste actual de la calefacción en el sistema de calefacción de distrito, 55,8 €/MWh.

Las principales conclusiones alcanzadas en este proyecto son que un sistema de calefacción de distrito centralizado es más interesante que uno distribuido, que cuanto mayor sea la central solar menor será su coste solar, que un sistema de calefacción de distrito a baja temperatura es mejor que uno a alta temperatura y que la introducción de la energía solar en la Ciudad es factible y rentable.

Índice

Resumen	3
Índice	4
Lista de figuras	6
Lista de tablas	7
1 Introducción	8
2 Situación energética actual	10
2.1 Consumo energético en los edificios “Building sector”	10
2.2 Situación actual en el sistema de calefacción de distrito	11
2.3 Acciones en el Plan de Acción de la energía Sostenible SEAP	13
3 Consumo energético en la Ciudad	14
3.1 Criterio usado para estimar el consumo energético en los edificios	14
3.1.1 Todos los datos disponibles. Ejemplo de muestra AG Matoša 5	14
3.1.2 Consumo mensual de calefacción disponible. Ejemplo de muestra edificio Kralja Stjepana Tomaševića 1	16
3.2 Resultados del consumo de energía en los edificios	16
3.2.1 Resultados en los edificios residenciales	16
3.2.2 Resultados en edificios públicos y centros comerciales y actividades de servicios	18
3.3 Consumo energético en una planta de calefacción de distrito	18
4 Datos climáticos y recursos solares	20
5 Estudio de Tecnologías	22
5.1 Concentradores de energía solar (CSP)	22
5.2 Colectores solares planos	23
5.3 Paneles Fotovoltaicos (PV)	24
5.4 Colectores térmicos-fotovoltaicos (PVT)	24
5.5 Caldera de biomasa	25
5.6 Bombas de Calor (HP)	26
5.7 Almacenamiento térmico estacional	26
6 Uso de la energía solar a escala residencial	27
6.1 El método f-chart	27
6.1.1 Correcciones	28
6.1.2 Elaboración de los datos	29
6.2 La producción eléctrica del colector híbrido	31
6.3 Resultados y valoración económica	32
6.4 Conclusiones	35
7 Uso de la energía solar en una escala de distrito: Escenario de Precalentamiento	35
7.1 Descripción del modelo	36
7.2 Resultados y valoración económica	38

7.3 Comparación entre el colector híbrido y el colector térmico solar plano	39
7.3.1 Campo solar a pequeña escala	39
7.3.2 Campo solar a gran escala	40
7.4 Conclusión	41
8 Uso de la energía solar en una escala de distrito: Escenario de almacenamiento estacional	41
8.1 Modelo	42
8.2 Parámetros del diseño	43
8.3 Cálculo de las pérdidas térmicas en un PTES	44
8.4 Evaluación Económica	47
8.5 Resultados y evaluación económica	50
8.5.1 Primer criterio	50
8.5.2 Segundo criterio	52
8.6 Conclusiones	55
9 Conclusiones generales	56
10 Nomenclatura	58
11 Bibliografía	60
Appendix A Energy current situation	63
A.1 Energy consumption in public buildings	63
A.2 Energy consumption in residential buildings	63
A.3 Energy consumption commercial buildings and service activities	64
A.4 Energy consumption summary	64
A.5 Actions in the sustainable energy Action Plan	65
References	66
Appendix B, study of technologies	67
B.1 Hybrid technology, photovoltaic thermal systems PVT	67
B.1.1 Liquid PVT collector	68
Market survey	68
B.1.2 Air PVT collector	70
Market survey	70
B.1.3 PVT Concentrating	70
Market survey	70
B.1.4 Conclusion	71
B.2 Seasonal thermal energy storage (STES)	72
B.2.1 Sensible STES systems	73
B.2.2 Storage costs	75
References	77

Lista de figuras

Figura 1 Estructura de las fuentes de energía para consumo térmico en los edificios de la Ciudad	11
Figura 2 Redes de calefacción de distrito de Velika Gorica [14]	12
Figura 3 Distribución del consumo térmico y su uso en los edificios residenciales	18
Figura 4 Comparación entre el gas natural suministrado y el consumo térmico en los edificios residenciales en 2014	19
Figura 5 Localización geográfica de Velika Gorica	20
Figura 6 Concentrador de energía solar	23
Figura 7 Construcción básica de un colector solar plano [80]	23
Figura 8 Instalación fotovoltaica instalada en el techo	24
Figura 9 Precios de la energía en la Ciudad	31
Figura 10 Energía solar producida vs. demanda para 456 m ² de colectores híbridos	32
Figura 11 Beneficio del colector Ecomesh sobre el colector Eborx	40
Figura 12 Beneficio del colector Ecomesh sobre colector Arcon Solar	40
Figura 13 Diagrama de flujo de energía del Método Simple de una central solar térmica con acumulación estacional [10]	42
Figura 14 Flujos de información y módulos de cálculo en el método simple [10]	43
Figura 15 Desarrollo de la temperatura dentro y alrededor del PTES [25]	46
Figura 16 Coste de los colectores montados en suelo [75]	48
Figura 17 Coste de los colectores montados en los tejados de los edificios [75]	48
Figura 18 Coste de inversión específico para STES (sin IVA) [76]	49
Figura 19 Coste de inversión específico para PTES	49
Figura 20 Distribución de costes en Toring DK [75]	50
Figura 21 Comportamiento del sistema para diferentes valores RVA con una superficie de colector fija	51
Figura 22 Coste del calor solar para una predicción optimista (izquierda) y para una predicción pesimista (derecha)	52
Figura 23 Comportamiento del sistema para diferentes áreas de colectores con un criterio de "volumen crítico"	52
Figura 24 Efecto de la fracción solar en el coste solar	53
Figura 25 Análisis de sensibilidad para diferentes tasas de interés	54

Lista de tablas

<i>Tabla 1 Consumo de energía: Edificios, sector por sector</i>	11
<i>Tabla 2 Plantas de calefacción de Velika Gorica y su capacidad instalada [14]</i>	12
<i>Tabla 3 Acciones a desarrollar por la Ciudad [2].</i>	13
<i>Tabla 4 Consumo térmico mensual para 3 edificios [15]</i>	15
<i>Tabla 5 Consumo térmico mensual para 1 edificio</i>	15
<i>Tabla 6 Consumo de calefacción en AG Matosa</i>	15
<i>Tabla 7 Consumo de calefacción en Kralja Stjepana Tomasevica</i>	16
<i>Tabla 8 Distribución del consumo térmico a lo largo del año en edificios residenciales</i>	17
<i>Tabla 9 Desviación estándar del consumo térmico</i>	17
<i>Tabla 10 Datos meteorológicos mensuales considerados para Velika Gorica [7]</i>	20
<i>Tabla 11 Radiación horaria durante un día representativo de cada mes considerado en Velika Gorica [7]</i>	21
<i>Tabla 12 Temperatura horaria para un día representativo de cada mes considerado en Velika Gorica [7]</i>	22
<i>Tabla 13 Estudio de Mercado en colectores PVT</i>	25
<i>Tabla 14 Datos técnicos de los colectores solares considerados</i>	30
<i>Tabla 15 Datos meteorológicos en Velika Gorica</i>	30
<i>Tabla 16 70 % de fracción solar con colectores híbridos</i>	32
<i>Tabla 17 Resultados para el colector híbrido sin subvenciones</i>	34
<i>Tabla 18 Resultados para colector térmico sin subvenciones</i>	34
<i>Tabla 19 Resultados para el colector híbrido con 40% de subvención</i>	34
<i>Tabla 20 Resultados para el colector térmico con 40% de subvención</i>	34
<i>Tabla 21 Características térmicas y eléctricas de los distintos colectores</i>	38
<i>Tabla 22 Resultados económicos en un escenario de precalentamiento</i>	38
<i>Tabla 23 Parámetros de diseño</i>	44
<i>Tabla 24 Rendimiento de almacenamiento estacional en función del tamaño</i>	47
<i>Tabla 25 Resultados del comportamiento del sistema para un RAD fijo = 0,8</i>	51
<i>Tabla 26 Resultados del comportamiento del sistema para diferentes áreas de colectores solares con un criterio de volumen crítico</i>	53
<i>Tabla 27 Inversión estimada según la fracción solar y las predicciones del campo solar</i>	54

1 Introducción

La sociedad en la actualidad se encuentra con un gran problema al que tiene que hacer frente: el agotamiento de los combustibles fósiles y el daño medioambiental que provoca su utilización, siendo una de las principales causas del efecto invernadero. El año 2014 ha sido, en la historia moderna, en el que se ha registrado una temperatura media del planeta más elevada según un análisis llevado a cabo por dos instituciones de reconocido prestigio, National Aeronautics Space Aeronautics (NASA) y National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA). La respuesta a este problema latente se centra fundamentalmente en la reducción del consumo de los combustibles fósiles, y en su sustitución, acudiendo para ello a energías limpias y sostenibles como son las energías renovables.

Los objetivos de la Unión Europea para el año 2020 se establecieron para promover un enfoque hacia un desarrollo sostenible, de esta forma para el año 2020, la UE ha asumido el compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, reducir el consumo energético un 20% a través de la eficiencia energética y cubrir un 20% de las necesidades energéticas con fuentes de energía renovable [1].

Una de las energías renovables más adecuadas es la energía solar. La energía solar es respetuosa con el medio ambiente ya que puede ser suministrada con un impacto ambiental muy inferior a las energías convencionales, es inagotable y sus costes económicos son cada vez más competitivos y asequibles. Son estas tres características las que le otorgan una ventaja competitiva frente a otras formas de energía.

Por ello el principal objetivo de este proyecto es evaluar la integración de la energía solar para la producción de agua caliente sanitaria y calefacción en los edificios de la Ciudad, croata de Velika Gorica, atendiendo la propuesta energética realizada por la Ciudad en el Sustainable Energy Action Plan (SEAP) [2] y como parte del proyecto Beyond Energy Action Strategies (BEAST) [3], donde se propone principalmente reducir el consumo de combustibles fósiles con el fin de disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y la introducción de las energías renovables en el sistema de suministro de energía.

En primer lugar, se estudia la situación actual en la Ciudad y su problemática existente. Para ello se usan los datos del plan de acción para el desarrollo sostenible de la energía en la Ciudad (SEAP) [4], junto con la información facilitada por la compañía encargada de la calefacción de distrito de la Ciudad [5]. Entre los problemas más importantes que se han encontrado se destaca la utilización de 14 pequeñas plantas de calefacción distribuidas, en las que cada una suministra calor a una red de calefacción independiente y desconectada del resto. De las catorce plantas instaladas sólo una funciona con gas natural, representando el 60,76% de la capacidad total instalada, mientras que el resto funciona con fuel-oil, que provoca altas emisiones de CO₂. Además existen altas pérdidas térmicas de distribución, debido a que el sistema de distribución es viejo y a que es un sistema de calefacción de distrito de agua caliente a alta temperatura. En el sector residencial el principal problema es un consumo específico muy alto de 200 kWh/m².

En segundo lugar, se hace un estudio del consumo energético de una planta de calefacción de distrito con los consumos horarios de gas natural durante tres años facilitados por la Compañía Nacional de Servicios. Estos datos se trataron con MATLAB [6] para obtener el consumo mensual de la planta de calefacción. Adicionalmente se ha hecho un estudio de las auditorías energéticas de los edificios particulares y públicos para obtener sus necesidades de calefacción, agua caliente sanitaria y electricidad y poder así crear un ejemplo de muestra con la media de los consumos energéticos.

Posteriormente se analiza el recurso solar disponible a lo largo del año con el software Meteororm [7]. Además se estudia la viabilidad técnica de las diferentes tecnologías disponibles para la conversión de la energía solar en energía térmica y en energía eléctrica, entre las tecnologías evaluadas están:

- Concentradores de energía solar, CSP, para producir electricidad y energía térmica.
- Colectores solares planos, para producir energía térmica.
- Paneles fotovoltaicos, PV, para producir electricidad.
- Colector térmico-fotovoltaico, PVT, para producir energía térmica y electricidad.
- Bombas de calor, HP, para ayudar a optimizar la temperatura de entrada y de salida del sistema de energía solar.
- Caldera de biomasa, para producir electricidad y energía térmica.
- Almacenamiento estacional de energía térmica, para reducir el desequilibrio entre la energía térmica suministrada y la demandada.

Una vez analizadas y seleccionadas las tecnologías a usar, se proponen tres escenarios para el uso de la energía solar en la Ciudad:

(i) Producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS) para un uso a escala residencial, empleando el método f-chart [8] y el software engineering equation solver (EES) [9], usando un edificio como ejemplo de muestra.

(ii) Pre calentamiento del fluido de trabajo (agua caliente) en una planta de calefacción de distrito. Para este propósito se elabora un modelo propio inspirado en el trabajo desarrollado por Guadalfajara et al. [10] usando el software EES.

(iii) Una central solar térmica con acumulación estacional integrada en la red de calefacción de distrito, utilizando el modelo desarrollado por Guadalfajara et al. [10], [11], [12], con algunas modificaciones en el almacenamiento estacional.

Cabe mencionar que en todos los escenarios mencionados, se ha realizado un análisis económico, en el que se ha obtenido que la producción de ACS con energía solar para los edificios no conectados al sistema de calefacción de distrito, es rentable y su ahorro potencial de energía es de 12,96 GWh en toda la Ciudad. Para un edificio representativo, el coste solar estimado en la producción de ACS ha sido de 0,0458€/kWh, menor que en su producción actual, y el ahorro en emisiones de CO₂ ha sido de 5266 kg al año.

Se ha mostrado además, que el pre calentamiento de agua en las redes de calefacción de distrito, en las que no es posible su conexión en una misma red o no es rentable llevar a cabo un almacenamiento estacional de la energía, es factible y su coste solar ha sido de 0,027 €/kWh, menor que los precios de la energía en su producción actual.

En el último escenario, se ha obtenido que el coste solar de una central solar térmica con acumulación estacional siguiendo un criterio de utilizar la máxima capacidad del acumulador sin desperdiciar calor, es menor que el precio actual en el sistema de calefacción de distrito, 55,8 €/MWh, en todas las opciones consideradas: colectores solares montados en el suelo, colectores solares montados en los tejados de los edificios y sus predicciones pesimistas y optimistas del coste del campo solar. Solamente en el análisis de sensibilidad para un interés del 7% y una predicción pesimista del coste de los colectores solares montados en los tejados de los edificios, se muestra un coste solar mayor que el sistema actual.

No se ha encontrado un único diseño para una central solar térmica con acumulación estacional siguiendo un criterio económico. Para una predicción optimista del coste de los colectores solares, el mejor tamaño de almacenamiento es el menor posible y se encuentra un mínimo relativo en el coste solar cuando el acumulador no desperdicia calor. En cambio para una predicción pesimista del coste de los colectores solares, el rendimiento del acumulador es el mejor criterio a seguir, ya que se encontró el mejor coste solar cuando el acumulador alcanzó la máxima eficiencia.

En todos los escenarios se ha evaluado el uso de los colectores híbridos mostrándose estos rentables. Su uso frente a los colectores térmicos debe considerarse según la estimación de los precios de la energía, conforme más alto sea el precio de la energía eléctrica, más recomendable es el uso de los colectores híbridos. Aunque para aplicaciones a gran escala

como una planta solar, el uso de los colectores térmicos de gran tamaño es mucho mejor por su menor coste por metro cuadrado y su mayor rendimiento térmico.

Las principales conclusiones de este proyecto han sido que un sistema de calefacción de distrito centralizado es mejor (más eficiente y con menor coste) que uno distribuido, que cuanto mayor sea la central solar menor será su coste solar y que un sistema de calefacción de distrito a baja temperatura es mejor que uno a alta temperatura. Además el coste solar en todos los escenarios estudiados ha resultado ser menor que con el sistema actual. Como se espera que los precios de las energías convencionales se incrementen en el futuro, el uso de la energía solar en la Ciudad es una seria opción a considerar ya que el coste solar para la vida esperada de las instalaciones solares se mantiene constante.

En este estudio no se han considerado beneficios medioambientales, subvenciones o ayudas económicas a las energías renovables, si se hubiesen considerado se habrían obtenido mejores resultados para la implementación de la energía solar en la Ciudad.

Estos resultados son estimaciones de los costes solares, si la compañía, o la Ciudad deciden implementar la energía solar en cualquiera de los escenarios propuestos, se debe realizar un estudio más profundo, con simulaciones dinámicas para establecer con mayor precisión los parámetros de diseño.

Este proyecto ha sido llevado a cabo gracias a una beca Erasmus+ en el departamento de energía y medioambiente de la Facultad de Ingeniería Mecánica y Arquitectura Naval de la Universidad de Zagreb, Croacia. Al ser realizado en dicha Ciudad croata y como parte del proyecto Beyond Energy Action Strategies (BEAST), se ha propiciado una obtención fiel de los datos y un acercamiento a las necesidades de la Ciudad. Las herramientas informáticas utilizadas para la redacción del proyecto y manejo de datos han sido Word y Excel.

2 Situación energética actual

La Ciudad de Velika Gorica es la más grande y poblada en el Condado de Zagreb, Croacia. El municipio tiene una población de 63.517 habitantes (2011) en 329 kilómetros cuadrados, teniendo una densidad de población de 193 habitantes por kilómetro cuadrado y está formado por 58 asentamientos [13]. La Ciudad de Velika Gorica localizada a 16 kilómetros al sur de Zagreb, es el asentamiento más grande con una población de 31.553 habitantes ocupando un área aproximada de 10 kilómetros cuadrado con una densidad de población de 1.053 habitantes por kilómetro cuadrado. A continuación se presentan los aspectos más destacados de la actual situación energética en la Ciudad. Una información más detallada puede encontrarse en el Appendix A.

2.1 Consumo energético en los edificios “Building sector”

El consumo energético en los edificios, “Building sector”, en Velika Gorica es analizado usando el plan de acción para el desarrollo sostenible de la energía en Velika Gorica (SEAP) [4]. El denominado, “Building sector”, consiste en edificios públicos, edificios residenciales y en edificios comerciales y actividades de servicio.

El consumo total de energía térmica¹ en 2008 en la Ciudad para los edificios, “Building Sector” fue de 197,34 GWh: 7,89 GWh en los edificios públicos, 153,03 GWh en los edificios residenciales y 36,43 GWh en los edificios comerciales y actividades de servicio. En la Tabla 1, se muestra un consumo específico muy alto, siendo este uno de los principales problemas de la Ciudad.

¹ La energía requerida para la producción del agua caliente sanitaria y de la calefacción consumidas está considerada dentro de la energía térmica

Consumo de energía: Edificios, sector por sector

	Área total [m ²]	Consumo de energía térmica [kWh]	Consumo eléctrico [kWh]	Consumo térmico específico [kWh/m ²]	Consumo eléctrico específico [kWh/m ²]
Edificios Públicos	39.291	7.878.534	1.757.291	200,5	44,7
Edificios Residenciales	791.968	153.031.838	30.906.134	193,2	39,0
Edificios comerciales y actividades de servicio	202.400	36.432.000	10.120.000	180,0	50,0
Total	1.033.659	197.342.372	42.783.425		

Tabla 1 Consumo de energía: Edificios, sector por sector

El consumo eléctrico total en los edificios de la Ciudad fue de 42,78 GWh. Del total, 1,76 GWh pertenecen a los edificios públicos, 30,91 GWh pertenecen a los edificios residenciales y 10,12 GWh pertenecen a los edificios comerciales junto a las actividades de servicio. De acuerdo con el resultado del análisis energético en los edificios, el mayor consumo energético se da en los edificios residenciales, uno de los puntos donde este proyecto se centra.

El origen de la energía térmica consumida en los edificios de la Ciudad, es: un 32% de calefacción de distrito, un 31% de gas natural, un 20% de biomasa (leña), un 15% de fuel-oil y finalmente la electricidad tan sólo representa un 2% del total. Ver Figura 1.

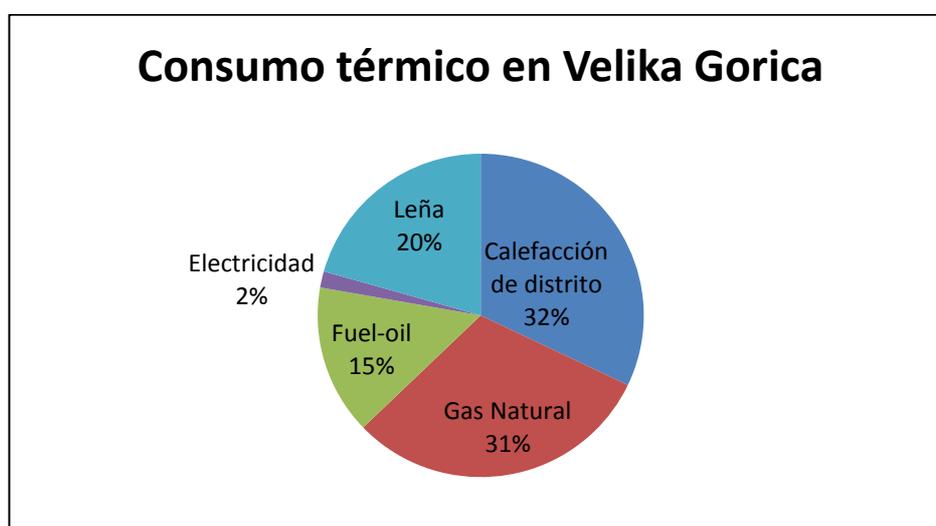


Figura 1 Estructura de las fuentes de energía para consumo térmico en los edificios de la Ciudad

2.2 Situación actual en el sistema de calefacción de distrito

La mayor parte de la arquitectura en la parte central de la Ciudad pertenece a los años 70 y 80, y está compuesta por “edificios de vivienda colectiva”. Sólo la parte central del área urbana está cubierta con redes de calefacción de distrito, las cuales no están conectadas entre sí y funcionan con 14 plantas de calefacción y 34 calderas que operan a través de la compañía nacional de servicios públicos [5], [14]. Sólo una de esas 14 plantas funciona con gas natural, representando el 60.76% de la capacidad total instalada, mientras que el resto funciona con fuel-oil, el cual tiene un alto nivel de emisiones de CO₂.

En el sistema de calefacción de distrito, el calor se produce en una planta de calefacción y después es transportado a los edificios conectados por un circuito primario. En los edificios

conectados el calor es intercambiado en un intercambiador de calor a un circuito secundario donde el calor es finalmente consumido.

La dirección, la capacidad instalada y el porcentaje sobre el total instalado de las 14 plantas de calefacción se muestra en la Tabla 2. La planta de calefacción número 2, ubicada en Vidriceva 1, es la más grande porque ha sido conectada con la planta número 1, ubicada en M.Magdalenica 3. El resto de la red de calefacción de distrito continúa sin interconexión. La localización de las plantas se muestra en la Figura 2, donde se puede observar la red de calefacción de distrito de la Ciudad.

Número	Dirección	P instalada (MW)	%
1	M.Magdalenica 3	0	0,00%
2	Vidriceva 1	35,61	60,76%
3	J.Dobrile 40a	3,52	6,01%
3	Domjaniceva 3	2,16	3,69%
4	J. Dobrile 8	1,89	3,22%
5	Zagrebacka 126	1,15	1,96%
7	Zagrebacka 71	0,45	0,77%
8	Zagrebacka 19	0,26	0,44%
9	Zagrebcka 12	0,11	0,19%
10	CV naselje 10	2,76	4,71%
11	Zvonimirova 9	6,93	11,82%
12	Trg k.tomislava 34	1,28	2,18%
13	E. laszowskos 35	0,49	0,84%
14	Sibenska	2	3,41%

Tabla 2 Plantas de calefacción de Velika Gorica y su capacidad instalada [14]

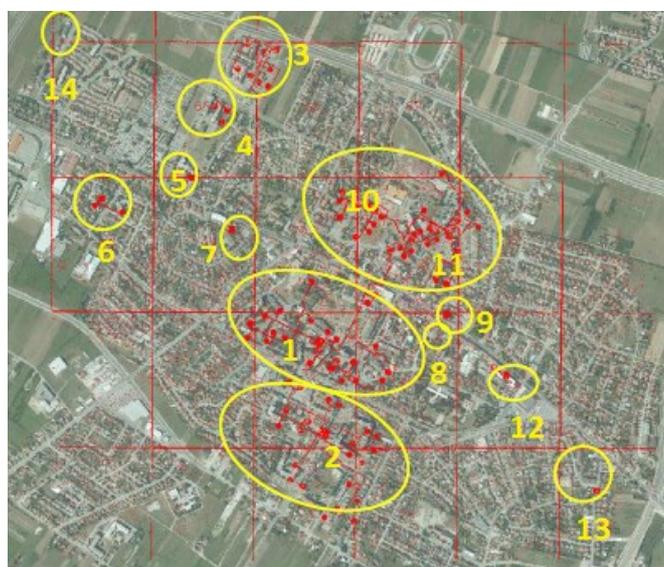


Figura 2 Redes de calefacción de distrito de Velika Gorica [14]

La Compañía Nacional de servicios ha facilitado también la temperatura de trabajo del agua en las calderas. La temperatura de retorno del agua desde la red de calefacción de distrito a la caldera es de 70°C y la temperatura de suministro desde la caldera a la red de calefacción de distrito es de 105°C. Por lo que la red de calefacción de distrito pertenece a un sistema de calefacción de distrito de alta temperatura. Además todas las plantas de calefacción de distrito, excepto Vidriceva 1, trabajan con fuel-oil como fuente de energía,

provocando grandes daños medioambientales y un alto coste energético, por lo que la sustitución de dicha fuente energética se encuentra apremiante y crucial.

2.3 Acciones en el Plan de Acción de la energía Sostenible SEAP

Los objetivos de la Unión Europea para el año 2020 se establecieron para promover un enfoque hacia un desarrollo sostenible, de esta forma para el año 2020, la UE ha asumido el compromiso de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero un 20%, reducir el consumo energético un 20% a través de la eficiencia energética y cubrir un 20% de las necesidades energéticas con fuentes de energía renovable.

El plan de acción para el desarrollo sostenible de la energía (SEAP) aceptado por el Ayuntamiento de la Ciudad en 2011 ha sido realizado en cooperación con la Agencia Energética Regional del Noroeste de Croacia (REGEA) y está en concordancia con los objetivos mencionados de la Unión Europea para el año 2020. Las acciones propuestas en el SEAP relacionadas con la energía solar se muestran en la Tabla 3, cada acción tiene su coste estimado y su ahorro energético esperado para cada año.

Plan de acción para la energía sostenible en Velika Gorica				
Sector	Acción	Coste estimado [€]	Ahorro energético esperado [MWh]	
Edificios municipales, equipos/instalaciones	Colectores térmicos solares para instituciones municipales de educación, cultura, administración y deportes	152.000 €	735,33	Calor
	Construcción de pequeños sistemas fotovoltaicos (30 kW) en los tejados de los edificios municipales	54.000 €	210	Electricidad
Terciario (no municipales) edificios, equipos/instalaciones	Instalación de sistemas solares en edificios terciarios	5.641.220 €	1214	Calor
	Construcción de pequeños sistemas fotovoltaicos (30 kW) en los tejados de los edificios terciarios	95.000 €	420	Electricidad
Edificios Residenciales	Instalación de sistemas solares en 600 hogares	454.054 €	2423	Calor
	Construcción de pequeños sistemas fotovoltaicos (30 kW) en los tejados de los edificios residenciales	95.000 €	420	Electricidad
Total		6.491.274 €	5422,33	

Tabla 3 Acciones a desarrollar por la Ciudad [2].

Tras analizar el SEAP se observa que se necesita realizar más acciones en los edificios residenciales, ya que es el sector que consume más energía en la Ciudad. Por ello este proyecto propone la introducción de la energía solar en edificios residenciales con el objetivo de producir Agua Caliente Sanitaria, además de la introducción de la energía solar en el sistema de calefacción por distrito de la Ciudad para la producción de ACS y calefacción en los edificios de la ciudad.

3 Consumo energético en la Ciudad

Se han usado los informes procedentes de las auditorías energéticas para poder obtener los datos del consumo energético en el sector residencial, en los edificios públicos y en los edificios comerciales y actividades de servicio. Los datos han sido obtenidos del análisis de: 37 edificios residenciales, 7 jardines de infancia, 4 escuelas, 1 universidad, 1 escuela de arte, 1 escuela politécnica, 2 museos, 1 casa cultural, 1 centro deportivo, 3 edificios administrativos y 1 parque de bomberos.

Las auditorías energéticas han sido realizadas por las siguientes compañías: TUV Croatia d.o.o [15], A B A C O d.o.o [16], INTERKONZALTING d.o.o [17], alfa-inzenjering [18] y INEL [19].

El consumo energético ha sido usado para estimar: la demanda de Agua Caliente Sanitaria (ACS), la demanda de calefacción de espacios y su distribución a lo largo del año, para así integrar la energía solar en la Ciudad y analizar la situación actual de acuerdo con el consumo térmico.

Se ha estudiado el consumo energético en una planta de calefacción de distrito con los datos horarios de consumo de gas natural de 3 años. Estos datos fueron facilitados por la Compañía Nacional de Servicios y procesados con MATLAB [6] para obtener el consumo horario en un día representativo de cada mes y el consumo mensual en una planta de calefacción de distrito.

3.1 Criterio usado para estimar el consumo energético en los edificios

Se han encontrado 4 casos en los informes de las auditorías energéticas para analizar.

- 1- Todos los datos estaban disponibles.
- 2- El consumo mensual de calefacción estaba disponible.
- 3- El consumo anual de energía térmica estaba disponible.
- 4- Solamente una estimación del consumo anual de calefacción estaba disponible.

El primer y segundo caso han sido usados para estimar el consumo energético. Además, se ha estimado la distribución a lo largo del año del consumo de la energía térmica en edificios residenciales usando el consumo energético medido a lo largo del año. También se han estimado el consumo de agua caliente sanitaria y el consumo específico de energía térmica en los edificios.

3.1.1 Todos los datos disponibles. Ejemplo de muestra AG Matoša 5

Había 23 edificios que contenían todos los datos requeridos. Se muestra el caso del edificio AG Matoša 5 como un ejemplo de muestra. Los siguientes pasos describen el criterio usado para su análisis: 1-Reunión de los datos del consumo de energía térmica del edificio. 2 – Calculo de la demanda de ACS. 3- Substraer la energía de la demanda de ACS, del consumo de la energía térmica para así obtener el consumo de energía para la calefacción de espacios.

Reunir los datos del consumo de energía térmica del edificio. El consumo de energía térmica de los informes de las auditorías energéticas “IZVJEŠĆE O PROVEDENOM ENERGETSKOM PREGLEDU” para el grupo de edificios A.G. Matoša (5, 7, 9) para 3 años diferentes se muestra en la Tabla 4. El consumo de energía térmica está formado por ACS y calefacción. Con el fin de calcular la energía consumida en un edificio se ha realizado una media para los 3 años y se dividió por el número de edificios. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 5.

Año	2010		2011		2012	
Mes	[MWh]	[kn]	[MWh]	[kn]	[MWh]	[kn]
Enero	187	60.188	149	50.839	167	55.267
Febrero	162	54.038	150	51.085	185	59.695
Marzo	144	49.610	113	41.983	104	40.416
Abril	102	39.278	73	32.143	79	34.166
Mayo	43	24.764	40	24.025	26	20.916
Junio	24	20.090	22	19.597	18	18.916
Julio	22	19.598	20	19.105	16	18.416
Agosto	21	19.352	19	18.859	13	17.666
Septiembre	38	23.534	22	19.597	18	18.916
Octubre	94	37.310	84	34.849	54	27.916
Noviembre	110	41.246	142	49.117	98	38.916
Diciembre	156	52.562	158	53.053	189	75.598
Total	1103	441.567	992	414.252	967	426.804

Tabla 4 Consumo térmico mensual para 3 edificios [15]

	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Ago.	Sep.	Oct.	Nov.	Dic.
Media del consumo térmico MWh en 3 edificios	167,67	165,67	120,33	84,67	36,33	21,33	19,33	17,67	26,00	77,33	116,67	167,67
Consumo de energía térmica MWh en 1 edificio	55,89	55,22	40,11	28,22	12,11	7,11	6,44	5,89	8,67	25,78	38,89	55,89

Tabla 5 Consumo térmico mensual para 1 edificio

Durante los meses de veranos (junio, julio y agosto) se ha considerado que todo el consumo de energía térmica ha sido de ACS, ya que la calefacción durante los meses de verano no es utilizada. Se estima que el consumo de ACS es constante para el resto de los meses.

El número de litros por persona y día de ACS se ha estimado con la siguiente ecuación:

$$Q_{DHW} = \text{Liters} \cdot P \cdot \text{Days} \cdot (60 - T_m) \cdot C_p / 3600 \quad (1)$$

P=60 personas, Days= número de días en el mes. T_m =temperatura del agua de red (13.5 °C) [20], C_p =4184 J/kg K. Se ha estimado que el ACS está a una temperatura de 60 °C.

Se usan, para este caso, 70 litros por persona y día de ACS, un valor muy alto que muestra el alto consumo térmico en Velika Gorica.

1-. El consumo de calefacción, resulta de substraer la demanda de ACS del consumo de energía térmica, ver Tabla 6

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Año
Consumo Térmico kWh	55889	55222	40111	28222	12111	7111	6444	5889	8667	25778	38889	55889	340222
Demanda ACS kWh	7111	7111	7111	7111	7111	7111	6444	5889	7111	7111	7111	7111	85332
Consumo de calefacción kWh	48778	48111	33000	21111	5000	-	-	-	1556	18667	31778	48778	256779

Tabla 6 Consumo de calefacción en AG Matosa

Se ha usado el consumo de calefacción para saber el consumo específico de calefacción del edificio, el cual tiene un área de 1653 m², lo que representa un consumo específico de 157,06 kWh/m², este valor es muy alto y muestra de nuevo la necesidad de implementar acciones para incrementar la eficiencia energética en la Ciudad. Estas acciones ya se han propuesto en el SEAP [4].

3.1.2 Consumo mensual de calefacción disponible. Ejemplo de muestra edificio Kralja Stjepana Tomaševića 1

En este caso se han encontrado 15 edificios. Se ha usado al Edificio Kralja Stjepana Tomaševića 1 como ejemplo de muestra, utilizando los datos del informe de la auditoría energética.

Se muestra el consumo de calefacción en la Tabla 7. En este caso el agua es calentada con calderas eléctricas. El consumo de calefacción concuerda con el primer caso, ver Tabla 6. Sólo se muestra una excepción en el mes de mayo debido a que la calefacción de distrito se apaga normalmente el 10 de mayo.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Año
Consumo de calefacción kWh	33.333	33.667	20.333	8.333	1.667	-	-	-	1.000	11.333	20.667	31.000	161.333

Tabla 7 Consumo de calefacción en Kralja Stjepana Tomasevica

Con un área de 1265 m² hay un consumo específico de 127,47 kWh/m². La demanda de agua caliente se ha estimado con la media obtenida del resto de los edificios.

3.2 Resultados del consumo de energía en los edificios

Los resultados de los consumos de energía en los edificios de la Ciudad se muestran a continuación, para ello se ha realizado una media del consumo térmico de los casos analizados para determinar la distribución del consumo térmico a lo largo del año en los edificios residenciales, en los edificios públicos y en los edificios comerciales y actividades de servicio.

3.2.1 Resultados en los edificios residenciales

La distribución del consumo térmico de los edificios residenciales se ha realizado con el porcentaje del consumo térmico de cada mes sobre el total del año, ver Tabla 8.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
16,4%	16,2%	11,8%	8,3%	3,6%	2,1%	1,9%	1,7%	2,5%	7,6%	11,4%	16,4%
18,6%	18,2%	11,9%	6,7%	3,1%	2,0%	1,7%	1,7%	2,1%	6,9%	11,2%	16,0%
16,0%	15,9%	11,2%	7,8%	4,1%	2,7%	2,4%	2,2%	3,0%	7,9%	11,6%	15,1%
16,0%	15,4%	11,3%	7,6%	4,4%	3,6%	3,3%	3,0%	3,6%	6,6%	11,2%	14,0%
16,6%	15,4%	11,0%	7,0%	3,9%	3,1%	2,7%	2,7%	3,1%	6,8%	12,5%	15,3%
17,1%	17,9%	10,8%	6,3%	3,3%	2,6%	2,2%	2,2%	2,6%	6,7%	11,9%	16,4%
17,1%	16,9%	11,2%	7,3%	3,8%	2,4%	2,3%	2,2%	2,6%	7,4%	11,2%	15,6%
16,5%	16,2%	11,0%	7,1%	3,8%	2,9%	2,5%	2,3%	2,8%	7,4%	11,8%	15,6%
16,2%	16,2%	10,7%	6,8%	3,8%	2,9%	2,5%	2,5%	3,3%	7,8%	12,1%	15,0%
16,8%	17,7%	11,8%	7,3%	3,2%	1,8%	2,1%	2,0%	2,6%	6,9%	11,8%	16,1%
16,9%	17,0%	10,6%	6,8%	3,6%	2,6%	2,3%	2,2%	2,9%	7,2%	11,2%	16,7%
16,6%	16,6%	11,2%	7,4%	3,6%	2,7%	2,3%	2,2%	2,5%	7,5%	11,4%	15,9%
16,5%	17,8%	10,2%	6,6%	3,9%	3,0%	2,6%	2,3%	2,9%	6,8%	11,8%	15,7%
16,9%	17,3%	11,2%	7,0%	3,4%	2,3%	2,1%	2,1%	2,4%	7,6%	12,2%	15,5%
16,6%	16,7%	11,3%	7,3%	3,7%	2,6%	2,3%	2,3%	2,5%	7,4%	11,5%	15,9%
16,2%	16,4%	11,3%	7,1%	3,8%	2,7%	2,5%	2,4%	3,0%	7,5%	11,7%	15,4%
17,2%	17,2%	11,5%	7,0%	3,2%	2,3%	2,4%	2,0%	2,2%	7,4%	11,7%	16,0%
16,7%	16,9%	11,1%	6,9%	3,5%	2,4%	2,3%	2,3%	2,8%	7,8%	11,3%	15,9%
18,8%	18,0%	11,4%	6,8%	2,9%	1,9%	1,6%	1,1%	2,2%	7,5%	11,8%	16,0%

Tabla 8 Distribución del consumo térmico a lo largo del año en edificios residenciales

La desviación Standard muestra una baja variabilidad, como se muestra en la Tabla 9, por lo que la media se ha usado para estimar la distribución del consumo de energía térmica a lo largo del año.

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Media	16,83%	16,83%	11,19%	7,10%	3,61%	2,57%	2,33%	2,18%	2,71%	7,30%	11,64%	15,71%
Max.	18,82%	18,15%	11,87%	8,30%	4,38%	3,57%	3,28%	3,05%	3,60%	7,91%	12,51%	16,67%
Min.	15,99%	15,37%	10,18%	6,34%	2,92%	1,82%	1,61%	1,10%	2,12%	6,65%	11,15%	14,01%
St. dev.	0,0074	0,0083	0,0041	0,0044	0,0036	0,0044	0,0037	0,0040	0,0038	0,0040	0,0036	0,0060

Tabla 9 Desviación estándar del consumo térmico

Se ha usado el mismo método para estimar la distribución de la calefacción y el consumo de ACS. La distribución del consumo térmico a lo largo del año y el porcentaje usado para calefacción y ACS se muestran en la Figura 3.

El consumo medio de ACS es de 62 litros por persona y día y el consumo específico térmico anual es de 193,22 kWh/m² de media. El consumo anual de electricidad es de 61,86 kWh/m² de media. Solo se han encontrado datos anuales del consumo eléctrico, por lo tanto, no se pudo realizar una distribución mensual del consumo eléctrico. Se ha encontrado un alto consumo térmico, por lo tanto, se requieren acciones para incrementar la eficiencia energética, estas acciones ya han sido propuestas en el SEAP.

Para evaluar el uso de la energía solar en la producción de ACS se ha usado un ejemplo de muestra con las medias calculadas.

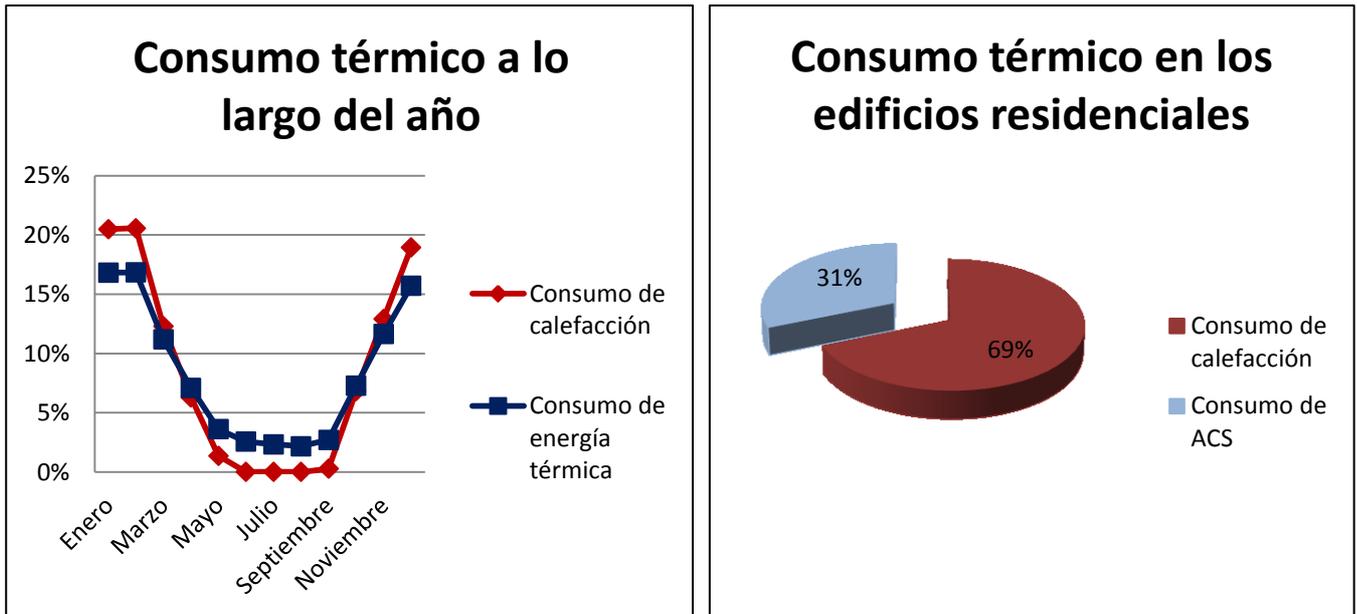


Figura 3 Distribución del consumo térmico y su uso en los edificios residenciales

3.2.2 Resultados en edificios públicos y centros comerciales y actividades de servicios

Se ha realizado una media de los casos analizados para determinar la distribución del consumo térmico en los edificios públicos y en los edificios comerciales y actividades de servicio. El método utilizado fue el mismo que se ha usado anteriormente. Se ha encontrado una alta variabilidad de los consumos energéticos para cada edificio y un bajo consumo de ACS (solamente el 12 % del consumo de la energía térmica). Por lo tanto, no se puede hacer un ejemplo de muestra para estos edificios y para poder implementar la energía solar se debe realizar un estudio específico para cada edificio. Se ha encontrado un alto consumo específico de energía térmica de 200,52 kWh/m² de media para edificios públicos y de 180,0 kWh/m² de media para edificios comerciales y actividades de servicio. Por lo tanto, se requieren acciones para incrementar la eficiencia energética antes de mejorar/cambiar los sistemas energéticos de suministro. Estas acciones ya han sido propuestas en el SEAP [4]. El consumo eléctrico es de 64,48 kWh/m² de media en edificios públicos y de 50 kWh/m² de media en centro comerciales y actividades de servicios.

3.3 Consumo energético en una planta de calefacción de distrito

Se ha analizado la planta de calefacción de distrito de Vidriceva 1, que funciona con gas natural, cuya capacidad total instalada representa el 60,76% del total instalado en la Ciudad. La Compañía Nacional de Servicios proporcionó el consumo horario de gas natural durante tres años (2012,2013 y 2014), estos datos han sido tratados con MATLAB [6]. Se ha usado el consumo de gas para calcular el consumo mensual de gas en una planta de calefacción de distrito, para poder usar un modelo simple validado con bajo esfuerzo de cálculo que calcule el modo de operación de una central solar térmica con acumulación estacional.

Se ha estimado que la energía suministrada por la planta de calefacción de distrito según su capacidad instalada, ha sido del 60,76% del total de la energía suministrada por la red de calefacción de distrito en la Ciudad. Por lo tanto, 38.470 MWh han sido suministrados por la planta de calefacción de distrito de Vidriceva. Para estimar las pérdidas de distribución fue realizada una comparación entre el suministro estimado de energía y el consumo de gas natural.

El consumo de gas natural de la planta fue de 5.385.897 m³ en 2014. 1 m³ de gas natural equivale a 9,2607 kWh de energía térmica [5]. Por lo tanto, se consumieron 49.877 MWh de

energía térmica en un año. Como el suministro estimado de energía por la potencia instalada ha sido de 38.470 MWh se ha estimado que las pérdidas de energía térmica fueron del 22,87% de la energía suministrada. Como la Compañía Nacional de Servicios no proporcionó la información requerida, éstas estimaciones no han podido ser validadas.

En la Figura 4 se muestra una comparación entre el suministro de gas natural y el consumo estimado, así como una comparación entre la distribución de los porcentajes de la energía suministrada por la planta de calefacción y el consumo térmico en edificios residenciales. Ambas tendencias son similares, sólo se muestra una pequeña diferencia en enero y en febrero.

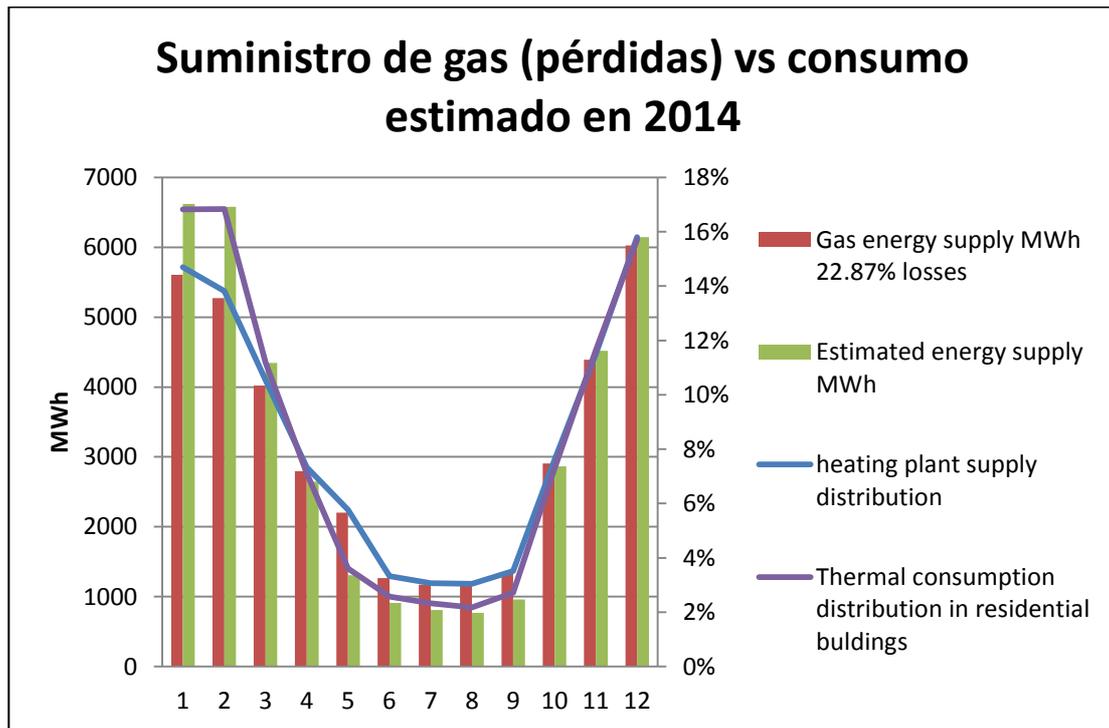


Figura 4 Comparación entre el gas natural suministrado y el consumo térmico en los edificios residenciales en 2014

Las pérdidas térmicas en la distribución son altas en comparación con los sistemas de calefacción de distrito de baja temperatura, donde las pérdidas de distribución están entre el 10% y el 15%, [21], [22], esto se debe a que la red de calefacción de distrito en la Ciudad pertenece a un sistema de calefacción de distrito de alta temperatura (la temperatura del agua de retorno de la red de calefacción de distrito a la caldera es de 70 °C y la temperatura del agua suministrada desde la caldera a la red de calefacción de distrito es de 105 °C). Por ello se recomienda un sistema de calefacción de distrito de baja temperatura para obtener menores pérdidas de distribución porque cuanto menor sea la temperatura, menor es el gradiente térmico y menores son las pérdidas.

Uno de los objetivos del proyecto Beyond Energy Action Strategies (BEAST) [3] es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero e incrementar el suministro de fuentes de energía renovable. Así este proyecto se ha centrado en la introducción de la energía solar dentro del sistema de calefacción de distrito de la Ciudad proporcionando un escenario rentable y factible. Para ello se han analizado dos escenarios: (i) Precalentamiento de agua caliente en una planta de calefacción de distrito; y (ii) almacenamiento térmico estacional en una central solar térmica. Para el modelo se ha usado un sistema de calefacción de distrito de baja temperatura con 50 °C como temperatura de suministro y 30 °C como temperatura de retorno.

4 Datos climáticos y recursos solares

Los datos climáticos de Velika Gorica fueron obtenidos con el software Meeonorm V7 [7]. Los datos han sido suministrados por la estación meteorológica situada al norte de la Ciudad, en el aeropuerto Zagreb-Pleso. La situación geográfica de la Ciudad y la posición de la estación meteorológica se muestran en la Figura 5. Las coordenadas geográficas son: latitud 45,73°, longitud 16,06° y altitud 106 m.



Figura 5 Localización geográfica de Velika Gorica

La temperatura media ambiente, la radiación media diaria: para una superficie horizontal, para una superficie inclinada 34° y para una superficie de seguimiento con 1 y 2 ejes se muestran en la Tabla 10.

	Temperatura ambiente	Radiación global sobre una superficie horizontal	Radiación sobre una superficie inclinada 34°	Radiación con 1 eje de seguimiento, N-S	Radiación con 2 ejes de seguimiento
Mes	Ta [°C]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]	[kWh/m ²]
Ene	-0,1	32	55	40	71
Feb	2,5	56	80	69	99
Mar	6,9	91	114	114	143
Abr	11,9	121	133	147	169
May	17	171	171	218	243
Jun	20,4	175	168	213	230
Jul	21,7	182	178	226	247
Ago	21,3	156	167	200	229
Sep	16	98	114	121	143
Oct	11,7	68	93	85	114
Nov	6,7	33	50	40	62
Dic	1,5	24	38	29	48
Año	11,5	1207	1361	1502	1798

Tabla 10 Datos meteorológicos mensuales considerados para Velika Gorica [7]

La radiación horaria para un día representativo de cada mes sobre una superficie inclinada 34° se muestra en la Tabla 11 y, la temperatura ambiente horaria para un día representativo de cada mes se muestra en la Tabla 12.

Radiación en una superficie inclinada 34 ° [W/m²]												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	3,4	7,6	3,8	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	9,7	43,8	54,3	46,9	19,9	1,4	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	19,5	90,2	171,8	161,0	154,4	127,9	66,5	10,5	0,0	0,0
8	0,6	26,4	143,8	221,4	323,5	296,5	318,9	297,3	184,6	119,3	25,8	0,5
9	107,9	144,2	292,0	355,6	457,5	436,2	475,2	469,4	316,3	237,1	105,3	62,8
10	188,7	277,2	390,6	462,1	586,7	567,6	610,0	610,3	413,5	330,8	158,6	138,4
11	256,9	386,3	464,2	563,5	682,5	661,9	733,4	715,7	471,2	400,4	214,5	174,0
12	294,5	413,1	505,6	606,2	655,2	689,1	651,3	679,2	511,2	442,7	259,0	201,8
13	262,0	392,8	520,8	556,3	679,7	694,0	682,9	645,0	514,0	430,8	263,5	186,8
14	293,5	456,3	505,0	521,3	601,8	626,2	627,3	584,8	488,7	433,3	300,4	226,0
15	239,2	398,0	394,6	446,5	509,5	531,4	557,5	494,3	407,9	345,3	235,4	168,5
16	129,6	255,3	273,4	324,3	393,8	406,2	415,6	383,6	261,7	194,7	115,5	78,1
17	2,5	113,8	154,3	204,6	254,2	272,5	284,7	239,0	142,5	61,1	0,8	0,0
18	0,0	1,4	28,3	80,7	119,2	142,2	143,2	106,3	34,5	0,5	0,0	0,0
19	0,0	0,0	0,1	6,7	29,0	50,0	46,3	17,0	0,5	0,0	0,0	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,9	6,5	3,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
24	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Tabla 11 Radiación horaria durante un día representativo de cada mes considerado en Velika Gorica [7]

Temperatura media [°C]												
Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
1	-1,28	0,48	4,17	8,51	12,80	16,11	17,50	17,43	12,72	9,33	5,05	0,46
2	-1,74	-0,09	3,51	7,73	11,95	15,35	16,67	16,64	11,93	8,65	4,52	0,03
3	-2,18	-0,68	2,95	7,33	11,50	14,90	16,21	16,22	11,54	8,05	3,96	-0,35
4	-2,41	-0,96	2,58	6,94	11,19	14,63	15,87	15,83	11,11	7,74	3,67	-0,54
5	-2,64	-1,25	2,20	6,69	11,22	14,76	15,89	15,66	10,82	7,41	3,40	-0,77
6	-2,80	-1,45	2,09	6,91	12,39	15,92	17,03	16,22	10,90	7,18	3,21	-0,88
7	-2,98	-1,59	2,55	8,20	14,11	17,29	18,57	17,79	12,05	7,52	3,11	-1,03
8	-2,90	-1,04	4,25	9,77	15,75	18,69	20,23	19,53	13,62	9,19	3,79	-0,96
9	-1,59	0,57	6,13	11,38	17,37	20,17	21,90	21,37	15,35	10,91	5,35	0,11
10	-0,16	2,34	7,83	12,87	18,90	21,58	23,44	23,09	16,92	12,61	6,72	1,42
11	1,26	4,00	9,28	14,28	20,28	22,84	24,94	24,62	18,30	14,13	8,06	2,53
12	2,38	5,26	10,47	15,46	21,25	23,86	25,77	25,61	19,39	15,35	9,18	3,42
13	3,00	6,11	11,38	16,17	22,01	24,63	26,51	26,26	20,21	16,16	9,90	3,94
14	3,57	6,92	12,02	16,62	22,47	25,09	26,93	26,59	20,75	16,75	10,51	4,46
15	3,64	7,25	12,17	16,78	22,56	25,22	27,15	26,55	20,96	16,79	10,46	4,39
16	3,04	6,88	11,78	16,46	22,42	25,11	27,02	26,31	20,54	16,15	9,69	3,68
17	1,96	5,88	10,94	15,88	21,84	24,64	26,50	25,70	19,75	14,97	8,53	2,80
18	1,53	4,69	9,71	14,89	20,92	23,84	25,62	24,71	18,54	13,91	8,12	2,53
19	1,13	4,13	8,73	13,72	19,74	22,84	24,48	23,50	17,45	13,24	7,66	2,24
20	0,70	3,54	7,95	12,77	18,60	21,63	23,32	22,47	16,58	12,51	7,22	1,95
21	0,34	2,93	7,21	11,81	17,45	20,46	22,03	21,36	15,68	11,88	6,80	1,65
22	-0,06	2,33	6,44	10,87	16,29	19,21	20,86	20,31	14,78	11,20	6,32	1,28
23	-0,47	1,74	5,67	9,88	15,15	18,06	19,59	19,25	13,86	10,54	5,90	1,02
24	-0,83	1,13	4,91	8,93	14,01	16,87	18,40	18,18	12,92	9,85	5,47	0,72

Tabla 12 Temperatura horaria para un día representativo de cada mes considerado en Velika Gorica [7]

5 Estudio de Tecnologías

Se ha estudiado la viabilidad técnica de las tecnologías actuales. Las tecnologías evaluadas para ser implementadas en la Ciudad han sido: los concentradores de energía solar (CSP), los colectores solares planos, los paneles fotovoltaicos (PV), los colectores térmico-fotovoltaicos (PVT), las bombas de calor (HP), las calderas de biomasa y el almacenamiento estacional de la energía térmica.

En este capítulo se presenta un resumen de estas tecnologías, con sus ventajas e inconvenientes. El almacenamiento térmico estacional y los colectores térmico-fotovoltaicos se explican en mayor detalle en el Appendix B, para ayudar a entender estas tecnologías, debido a que son nuevas y no tan ampliamente conocidas como el resto de las tecnologías presentadas en este capítulo.

5.1 Concentradores de energía solar (CSP)

La tecnología de concentradores de energía solar (CSP) usa espejos para concentrar la radiación directa del sol y transformarla en energía térmica. Esta se usa para calentar agua o generar vapor de agua con el que se hace funcionar una turbina que genera energía eléctrica (ver Figura 6). Los CSP pueden funcionar también con plantas de energía existentes. Algunas instalaciones de CSP permiten almacenar el calor durante varias horas, de esta forma la

electricidad puede ser producida por la noche (PCC, colectores cilíndricos parabólicos, centrales torre) [23]. Las plantas de concentradores de energía solar enfriadas con agua pueden ser usadas como un sistema de cogeneración aprovechando el calor desperdiciado en la condensación del vapor. Las plantas de CSP requieren abundante radiación solar directa para generar electricidad, es decir, solamente se aprovechan los rayos solares directos para poder ser concentrados hasta las temperaturas requeridas y así generar electricidad. Esto tiene como consecuencia la limitación de los CSP a regiones secas y calientes. Las plantas de CSP para ser económicas actualmente requieren niveles de radiación solar directa de 2000 kWh/m²/año o más [24]. Por lo tanto, la localización de Velika Gorica es inapropiada, aunque no haya razones técnicas por las que las plantas de CSP no pueden funcionar a niveles menores de dicha radiación directa.



Figura 6 Concentrador de energía solar

Ventajas: Algunas instalaciones de CSP pueden almacenar energía térmica para producir electricidad por la noche. También se puede usar como sistema de cogeneración si una planta CSP es enfriada con agua.

Desventajas: Se requiere más espacio que con la tecnología fotovoltaica. Hay grandes diferencias de temperatura en periodos cortos de tiempo. La inversión inicial es mayor que para otras tecnologías. La producción térmica en diseños experimentales ha sido menor que los colectores solares planos [25]. Las plantas CSP requieren abundante radiación solar directa, por lo que, sólo son adecuadas para un número de regiones con recursos solares excelentes.

5.2 Colectores solares planos

Un colector solar plano consiste en un absorbedor plano oscuro, una cubierta transparente que reduce las pérdidas de calor, un fluido refrigerante para refrigerar el absorbedor y un aislamiento térmico, ver Figura 7. Los colectores solares planos normalmente usan agua o aire como fluido refrigerante, el fluido circula a través de las tuberías para transmitir el calor desde el absorbedor hacia: un intercambiador, un tanque de agua o el espacio a calentar (en este último caso el aire es el fluido).

Los colectores solares planos pueden calentar agua caliente para uso doméstico o comercial, o calentar espacios como casas u oficinas. Asimismo pueden proporcionar también calor a procesos industriales o pueden ser usados para refrigerar espacios usando la absorción [26]. Se pueden usar tecnologías como bombas de calor combinadas con los colectores planos para obtener una alta eficiencia [27]. En primer lugar, para un uso a gran escala existe un diseño específico, de colectores de gran tamaño fabricados por Arcon-Sunmark [28] que pueden alcanzar 13 m². Sin embargo, para un uso a pequeña escala, se usan los colectores de pequeño tamaño que normalmente alcanzan los 2 m². Existe otra modalidad, que son los colectores de tubos de vacío, pero no se han considerado en este proyecto.

Los colectores solares planos de pequeño tamaño han sido evaluados en este proyecto en dos escenarios: (i) para producir agua caliente sanitaria (ACS) en un uso a escala residencial; y (ii) para precalentar agua de una planta de calefacción de distrito. Por otra parte, los colectores planos de gran tamaño han sido evaluados en este proyecto

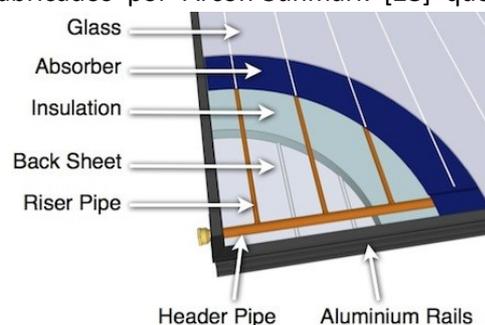


Figura 7 Construcción básica de un colector solar plano [80]

en dos escenarios: (i) para precalentar agua de una planta de calefacción de distrito; y (ii) en la producción de agua caliente en una central solar con acumulación térmica estacional.

Ventajas: Los colectores solares planos son una tecnología desarrollada y ampliamente usada con un bajo mantenimiento. Los colectores se pueden colocar sobre la cubierta de los edificios y así ahorrar espacio

Desventajas: Necesidad de gran extensión de terreno.

5.3 Paneles Fotovoltaicos (PV)

Un panel fotovoltaico convierte la energía solar en electricidad de corriente directa usando materiales semiconductores (normalmente silicio). El coste de la tecnología fotovoltaica ha disminuido continuamente desde que fueron producidas las primeras células fotovoltaicas [29], y en consecuencia el coste de la electricidad producida por los PV está empezando a ser competitiva frente a las fuentes de electricidad convencionales.

Estas instalaciones pueden ser montadas en edificios (ver Figura 8). Los PV montados en tejados no requieren una red de distribución o transmisión para la electricidad, además de no requerir nuevo terreno. Sin embargo, también pueden ser montados en grandes instalaciones sobre suelo.

La producción de calor con PV requiere de la combinación con bombas de calor, lo que sobrepasa los límites de este proyecto. Los PV son evaluados combinados con un colector térmico plano en una tecnología híbrida explicada más adelante. Debido a las razones explicadas anteriormente los paneles PV no han sido evaluados para ser implementados de manera individual.

Ventajas: Hay un menor uso de terreno que en el caso de los concentradores de energía solar. Se ahorra espacio en casos de instalaciones montadas en tejados. El coste de los PV comienza a ser competitivo, y por último, requiere un bajo mantenimiento.

Desventajas: Los PV solo producen electricidad. La producción de calor con PV requiere de la combinación de bombas de calor. La eficiencia de los PV disminuye cuando son calentados por el sol y la electricidad es más difícil y costosa de ser almacenada que otras fuentes de energía.

5.4 Colectores térmicos-fotovoltaicos (PVT)

El colector térmico fotovoltaico (PVT) es una tecnología híbrida que integra un sistema fotovoltaico y otro térmico para la cogeneración de electricidad y energía térmica usando como fuente la energía solar. El panel fotovoltaico funciona como el absorbedor del colector solar plano y el colector solar plano trabaja refrigerando las células fotovoltaicas. De esta forma se produce electricidad y energía térmica.

Las salidas energéticas pueden ser usadas de diversas formas. La energía eléctrica de los PVT puede ser usada directamente o ser suministrada a la red, mientras que las salidas térmicas dependen fuertemente del diseño del sistema térmico y la cantidad de calor que es extraído por el usuario.

La tecnología de cogeneración PVT proporciona una solución para las limitaciones de espacio cuando ambas tecnologías compiten por el mismo espacio. Como el espacio disponible en Velika Gorica es reducido, esta tecnología ha sido evaluada para saber si es rentable. Además se ha comparado esta tecnología con los colectores solares planos.

Los colectores PVT se han evaluado en este proyecto en dos escenarios: (i) para producir Agua Caliente Sanitaria (ACS) en un uso a escala residencial; y (ii) para precalentar agua en una planta de calefacción de distrito.



Figura 8 Instalación fotovoltaica instalada en el techo

Ventajas: Todas las ventajas combinadas de los PV y de los colectores solares planos.

Desventajas: Los colectores PVT tienen menor rendimiento térmico que los colectores térmicos, pero mayor rendimiento que los colectores PV.

Debido a que el colector PVT es una nueva tecnología se ha realizado un estudio de mercado, los colectores evaluados se muestran en la Tabla 13.

Compañía	Colector	Tipo de Fluido	Estado	Coste [€]	Área [m ²]	Evaluado
Absolicon [30]	Absolicon X10 PVT	Líquido (Concentrador)	En desarrollo	No proporcionado	--	No
AnafSolar [31]	H-NRG	Líquido	Disponible	No proporcionado	1,65	No
DualSun [32]	DualSun	Líquido	Disponible	No proporcionado	1,64	No
Ecomesh [33]	Ecomesh	Líquido	Disponible	795	1,65	Sí
HYSOLAR [34]	HYSOLAR	Líquido	Sin respuesta	No proporcionado	--	No
institute Fraunhofer für Solare Energiesysteme [35]		Líquido	En desarrollo	No proporcionado	--	No
MILLENNIUM ELECTRIC LTD. [36]	MSS MIL-PVT 250W-MO2	Líquido	Disponible	No proporcionado	1,63	No
Power panel [37]	Power panel	Líquido	Sin respuesta	No proporcionado	--	No
Power-spar	Power-spar	Líquido (Concentrador)	Ya no disponible	No proporcionado	--	No
Sekisui Chemical Co [38]		Líquido	Ya no disponible	No proporcionado	--	No
SELA SOLAR [39]	M-240 PVT	Líquido	Disponible	1800	2,26	Sí
Solar wall [40]	Solar wall	Aire	Disponible	No proporcionado	--	No
Solartwin [41]	Solartwin	Líquido	Sin respuesta	No proporcionado	--	No
Solarus [42]	Solarus_CPC-PVT	Líquido (Concentrador)	Disponible	600	2,44	Sí
Solimpeks [43]	powervolt	Líquido	Disponible	310	1,37	No
Solimpeks [43]	Powetherm	Líquido	Disponible	340	1,43	Sí
TES SOLAR WATER [44]	TES ZEUS	Líquido	Disponible	No proporcionado	-	No
Twin solar [45]	Twin solar	Aire	Disponible	No proporcionado	--	No

Tabla 13 Estudio de Mercado en colectores PVT

5.5 Caldera de biomasa

Hay un proyecto ya estudiado por la Compañía Nacional de Servicios y la Ciudad para implantar una caldera de biomasa. Por lo tanto, esta opción no se ha estudiado en este proyecto final de carrera y solo se propone como una fuente de calor auxiliar. Las explotaciones de biomasa aprovechan la agricultura, el bosque, los residuos de estiércol y algunos desperdicios urbanos e industriales entre otros, para producir calor y electricidad con un impacto medioambiental limitado [46]. La biomasa, se puede usar como un sistema de energía auxiliar para la energía solar en un sistema de calefacción de distrito, alcanzando una fracción 100% renovable. La biomasa puede ser almacenada durante largos periodos (desde el periodo de recolección, en abril-mayo, hasta su uso en invierno) con bajos costes de almacenamiento y con pérdidas de eficiencia muy baja o nula.

5.6 Bombas de Calor (HP)

Las bombas de calor son dispositivos que transfieren calor desde un reservorio frío a otro cálido usando energía externa para ello. La tecnología de las bombas de calor reduce el consumo de gas natural y de fuel-oil porque tiene un alto coeficiente de rendimiento (COP) por lo que consume menos energía que otras tecnologías [47]. Ej: calentadores de resistencia térmica, calderas... Así se disminuye también la contaminación del aire [48]. Las tecnologías más usadas de bombas de calor en sistemas de calefacción de distrito son la bomba de calor a gas por compresión (GEHP) y las bombas de calor eléctricas.

La Compañía Nacional de Servicios está estudiando la implementación de bombas de calor en el sistema de calefacción de distrito. Por lo tanto, solamente se hace una pequeña explicación de un posible uso de las bombas de calor con la energía solar en este proyecto, para que sea considerado por la Compañía Nacional de Servicios en el futuro.

La integración de las bombas de calor al sistema de calefacción de distrito con almacenamiento estacional de energía, ayudaría a optimizar la entrada y salida de temperatura del sistema de energía solar para reducir las pérdidas de calor del almacenamiento e incrementar la producción solar de calor. El objetivo es hacer funcionar la bomba de calor cuando los precios de la electricidad son bajos, para enfriar el almacenamiento (fuente fría), y proporcionar calor al sistema de calefacción de distrito (fuente caliente), y por último, incrementar la capacidad de almacenamiento a largo plazo [49]. Incluso el uso de las bombas de calor para la producción de agua caliente sanitaria incrementaría la producción solar de calor.

Ventajas: Ayuda a mejorar las temperaturas en el sistema de energía solar con almacenamiento estacional. Ayuda a incrementar la eficiencia de los colectores solares planos. Incrementa la producción solar de calor en los sistemas de energías renovables. Reduce el tamaño del almacenamiento y puede utilizar la electricidad extra producida por los colectores híbridos.

Desventajas: Se necesita electricidad en el caso de una bomba de calor que funcione con compresor. El uso de las bombas de calor por absorción no son apropiadas para sistemas de calefacción y agua caliente sanitaria, debido a las temperaturas de trabajo. Podrían considerarse para la refrigeración solar, que queda fuera del alcance de este proyecto final de carrera.

5.7 Almacenamiento térmico estacional

La energía solar es una energía dependiente del tiempo. Las necesidades energéticas para una amplia variedad de aplicaciones son dependientes del tiempo también, pero en muchas ocasiones desacopladas en el tiempo del suministro de la energía solar. Consecuentemente, el almacenamiento de energía es necesario si se intentan cubrir porcentajes sustanciales de las necesidades energéticas. El material de almacenamiento ideal es el agua para muchos sistemas térmicos, por ello de entre todas las tecnologías de almacenamiento térmico, sólo el agua como material de almacenamiento, se ha tenido en cuenta en este proyecto [8].

El almacenamiento térmico, en función de la duración del mismo, puede ser clasificado en periodos cortos y en periodos largos [50]. El concepto de los sistemas de almacenamiento térmico estacional (STES) se basa en el uso del exceso de calor producido durante verano para compensar la insuficiencia del suministro térmico durante el invierno.

En el caso de la energía solar térmica, un STES permite satisfacer las necesidades térmicas durante el invierno con la sobreproducción durante el verano, consiguiendo así una mayor fracción solar. De esta forma el STES ayuda a compensar las demandas y el suministro de energía. Hay cuatro conceptos de almacenamiento térmico estacional usando agua como material de almacenamiento: almacenamiento de energía térmica en tanques (TTES, Tank Thermal Energy Storage), almacenamiento de energía térmica en fosos o balsas (PTES, Pit Thermal Energy Storage), almacenamiento de energía térmica con el terreno (BTES, Borehole

Thermal Energy Storage) y almacenamiento de energía térmica en acuíferos (ATES, Acuífer Thermal Energy Storage).

En este proyecto se ha propuesto el almacenamiento estacional de calor en una planta de calefacción de distrito usando el almacenamiento de energía térmica en fosos (PTES).

Ventajas: El almacenamiento de energía térmica ofrece la opción de mejorar el control para algunas tecnologías. Es capaz de reducir el desajuste temporal entre la disponibilidad del recurso solar y la demanda. Algunos materiales de almacenamiento como el agua o el terreno tienen una gran disponibilidad y un bajo coste.

Desventajas: La energía almacenada disminuye con el tiempo debido a las pérdidas de calor. Algunas tecnologías de almacenamiento están todavía en un estado de desarrollo, dichas tecnologías también son caras y para almacenamiento estacional son necesarios grandes volúmenes.

6 Uso de la energía solar a escala residencial

Después de analizar el plan de acción para el desarrollo sostenible de la energía (SEAP) aceptado por el Ayuntamiento de la Ciudad en 2011, se ha observado la necesidad de un mayor número de acciones en el sector residencial, porque es el sector que más energía consume en la Ciudad.

Por ello se propone un escenario a escala residencial para la producción de Agua Caliente Sanitaria (ACS) con energía solar. Este escenario propuesto ha sido diseñado para los edificios residenciales no incluidos en el sistema de calefacción de distrito de la Ciudad.

Para diseñar este escenario se ha usado el consumo de Agua Caliente Sanitaria (ACS) de una muestra de ejemplo de un edificio visto en el apartado 3.2.1 Resultados en los edificios residenciales. Las tecnologías evaluadas para producir ACS han sido: colectores térmicos solares planos y colectores térmicos-fotovoltaicos, PVT, que ya se han analizado en los apartados 5.2 Colectores solares planos y 5.4 Colectores térmicos-fotovoltaicos (PVT). Ambas tecnologías han sido comparadas y se ha realizado una evaluación económica.

En aplicaciones a escala residencial, el dimensionado y estimación de rendimiento de las instalaciones se puede hacer con métodos sencillos [8]. El método f -chart desarrollado por Klein and Beckman [51] se basa en correlaciones de los resultados de un gran número de simulaciones detalladas en términos de variables adimensionales fácilmente calculables.

El método f -chart es aceptado en diferentes países para la estimación inicial de sistemas solares térmicos y su precisión ha sido validada en diferentes simulaciones TRNSYS y experimentos medidos [51], [52], [53], [54]. Hoy en día un número significativo de estudios usan el método f -chart para evaluar la precisión de nuevos métodos en desarrollo [55].

Se ha calculado también la producción eléctrica del colector híbrido. Dicha producción ha sido comparada con Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) [56], que es una herramienta para la evaluación geográfica de los recursos solares y rendimientos de la tecnología fotovoltaica, la cual permite obtener una rápida visión general del potencial fotovoltaico conectado a la red.

6.1 El método f -chart

El método f -chart permite medios para estimar la fracción de una demanda térmica suministrada por la energía solar térmica para un sistema de calefacción solar dado. La variable principal de diseño es el área del colector, y las variables secundarias son: el tipo de colector, la capacidad de almacenamiento, el flujo del fluido, el tamaño del intercambiador de calor y la carga térmica. El método es una correlación de los resultados de muchos cientos de

simulaciones de sistemas solares de calefacción. Las condiciones de las simulaciones fueron variadas sobre rangos apropiados en los parámetros de diseño de sistemas prácticos. Las correlaciones resultantes dan f , la fracción de las cargas térmicas mensuales (de calefacción y agua caliente sanitaria) suministrada por la energía solar en función de dos parámetros dimensionales. El primero de ellos tiene que ver con la relación de las pérdidas del colector con respecto a las cargas de térmicas, X , y el segundo de ellos, tiene que ver con la relación entre la radiación solar absorbida y las cargas térmicas, Y .

Los dos parámetros dimensionales son:

$$X = F_R U_L \frac{F'_R}{F_R} (T_{ref} - T_a) \frac{A_{total}}{L} \quad (2)$$

$$Y = F_R (\tau\alpha)_n \frac{F'_R (\tau\alpha)}{F_R (\tau\alpha)_n} H Days \frac{A_{total}}{L} \quad (3)$$

Donde:

$$\frac{F'_R}{F_R} = \left[1 + \left(\frac{A_c F_R U_L}{(mC_p)_c} \right) \left(\frac{(mC_p)_c}{\varepsilon (mC_p)_{min}} - 1 \right) \right]^{-1} \quad (4)$$

A_{total} = Área total del colector, m²

F_R = Factor de rendimiento del colector, %

U_L = Coeficiente de pérdidas del colector, W/m²°C

$(\tau\alpha)/(\tau\alpha)_n = 0,94$

τ = Coeficiente de transmisión de la cubierta

α = Coeficiente de absorción del absorbedor

T_a = Temperatura ambiental media mensual, °C

T_{ref} =100 °C

H =Radiación diaria media mensual en la superficie del colector, Wh/m²

L = Cargas térmicas, Wh

$Days$ =Días del mes

$(mC_p)_c$ =Capacidad térmica del fluido en el lado del colector

$(mC_p)_{min}$ =Mínima capacidad térmica

ε =Eficiencia del intercambiador de calor, %

$F_R U_L$ and $F_R (\tau\alpha)_n$ son obtenidos de los test de los colectores

El ratio F'_R/F_R corrige las caídas de temperatura entre el colector y el tanque de almacenamiento.

La fracción f de la carga suministrada mensualmente por la energía solar es dada por la siguiente ecuación en función de X e Y ,

$$f[m]=1,029Y-0,065X-0,245Y^2-0,0018X^2+0,0215Y^3 \quad (5)$$

La fracción solar anual es:

$$F_{annual} = \frac{f[m]L}{L * 12} \quad (6)$$

6.1.1 Correcciones

Capacidad de almacenamiento

El método f-chart se desarrolló para una capacidad estándar de almacenamiento de 75 litros de agua por metro cuadrado de área de colector. Los resultados de sistemas con capacidades de almacenamiento en el rango de 37,5 a 300 litros/m² se pueden determinar multiplicando el factor adimensional X por un factor de corrección de tamaño de almacenamiento X_c/X :

$$X_c/X = \left(\frac{\text{actual storage capacity}}{\text{standard storage capacity}} \right)^{-0,25} \quad (7)$$

En el caso analizado en este proyecto se ha seleccionado un volumen de 80 litros por metro cuadrado de colector.

Sistemas de calentamiento de agua caliente sanitaria.

El método f-chart fue desarrollado para sistemas de calefacción y ACS. Los resultados para el uso solamente de sistemas de calentamiento de ACS se puede determinar multiplicando el factor adimensional X por el factor de corrección de calentamiento de ACS, X_c/X :

$$X_c/X = \frac{11,6 + 1,18T_w + 3,86T_m - 2,32T_a}{100 - T_a} \quad (8)$$

T_w = Temperatura del Agua Caliente Sanitaria (60°C)

T_m =Temperatura del agua de red

T_a = Temperatura ambiente

6.1.2 Elaboración de los datos

Datos de los colectores

Se han seleccionado dos colectores con buena eficiencia para ser usados en el método f-chart, Eborx Eco Classic 2.0 [57], un colector térmico plano y Ecomesh, un colector híbrido fotovoltaico-térmico.

La curva de eficiencia de los colectores proporcionada por los fabricantes es una ecuación de segundo orden referida a la temperatura media del colector. En el método f-chart se necesitan los parámetros $F_R U_L$ y $F_R(\tau\alpha)_n$ que representan una ecuación lineal. Por ello, para obtener estos valores se necesita una conversión de los datos.

En primer lugar, se desea una ecuación lineal por lo que hay que realizar una conversión numérica para transformar la ecuación de segundo orden a una lineal. Para ello es necesario escoger dos valores de $\Delta t/G$ en los que el colector funciona y las dos curvas se intersectan. Se ha escogido $\Delta t=52,5$ °C como la máxima diferencia de temperatura entre la temperatura ambiente y el colector en verano. Y $\Delta t=10$ °C como la mínima diferencia de temperatura en invierno (en invierno la temperatura del agua de red es 13°C y la temperatura media ambiente es de 0°C). Además se ha escogido una radiación incidente de $G = 800$ W/m². Finalmente los puntos elegidos para $\Delta t/G$ son 0,0125 y 0,065625. Por lo que hay dos ecuaciones con dos incógnitas:

$$F'(\tau\alpha)_n - F'U_L \cdot \frac{\Delta t}{G} = \eta_0 - a_1 \cdot \frac{\Delta t}{G} - a_2 \cdot \frac{\Delta t}{G^2} \cdot 800 \quad (9)$$

Lo que lleva a obtener los valores $F'(\tau\alpha)_n$ y $F'U_L$ para obtener la ecuación lineal deseada. Estos valores están referidos a la diferencia de temperatura entre el colector y la temperatura ambiente, $\Delta t = T_c - T_a$, pero se necesitan valores referidos a la diferencia de temperatura del agua a la entrada del colector y la temperatura ambiente, $\Delta t = T_i - T_a$, para obtener los valores $F_R(\tau\alpha)_n$ y $F_R U_L$ deseados. Las siguientes ecuaciones muestran la relación:

$$F_R(\tau\alpha)_n = F'(\tau\alpha)_n * \left(1 + \frac{A_c F'U_L}{2mC_p}\right)^{-1} \quad (10)$$

$$F_R U_L = F'U_L * \left(1 + \frac{A_c F'U_L}{2mC_p}\right)^{-1} \quad (11)$$

$m = 0,014167$ Kg/sm² se ha seleccionado para un flujo de 50 l/hm² con una densidad del fluido de 1,02 Kg/litro (propilenglicol al 50%)

$C_p = 3680$ J/KgK (propilenglicol al 50%)

Para prevenir la congelación del fluido de transferencia de calor en el circuito solar se usa una mezcla de agua y propilenglicol al 50% porque la mínima temperatura histórica en la Ciudad fue de -33 °C.

Las características técnicas del colector híbrido y el colector térmico se muestran en la Tabla 14.

	$F_R(\tau\alpha)_n$	$F_R U_L$ (W/m ² K)	n_0	a_1 (W/m ² K)	a_2 (W/m ² K ²)	FR'/FR	Ac	P _c (W)
Ecomesh	0,69	5,87	0,69	2,59	0,06	0,97	1,63	230
Eborx Eco Classic 2.0	0,78	4,05	0,80	3,80	0,01	0,98	1,82	0

Tabla 14 Datos técnicos de los colectores solares considerados

Datos meteorológicos

En la siguiente Tabla 15 se muestra la temperatura ambiente mensual media, la radiación diaria media mensual en la superficie del colector y la temperatura del agua de red. Estos datos han sido recogidos usando el software Meteonorm [7] y suministrados por la Compañía Nacional de Servicios, zagrebački holding [20].

Mes	Ta [° C]	Radiación media diaria sobre superficie inclinada 34° [kWh/m ²]	Días/mes	Radiación mensual media sobre superficie inclinada 34° [kWh/m ²]	Temperatura del agua de red (Tm) [° C]
Ene	-0,1	1,774	31	55	13,2
Feb	2,5	2,857	28	80	12,7
Mar	6,9	3,677	31	114	12,4
Abr	11,9	4,433	30	133	13,5
May	17	5,516	31	171	13,5
Jun	20,4	5,600	30	168	13,5
Jul	21,7	5,742	31	178	14,1
Ago	21,3	5,387	31	167	14,5
Sep	16	3,800	30	114	15,0
Oct	11,7	3,000	31	93	14,6
Nov	6,7	1,667	30	50	14,5
Dic	1,5	1,226	31	38	13,8

Tabla 15 Datos meteorológicos en Velika Gorica

Demanda energética

La demanda energética ya ha sido analizada en el apartado 3.2.1 Resultados en los edificios residenciales. La media de la demanda de ACS por persona y mes es de 106 kWh lo que supone una media de 62 litros diaria por persona y día.

El edificio J. Dobrile 18-24 ha sido usado como un ejemplo de muestra para el método *f*-chart porque tiene la media de consumo de ACS de 62 litros por persona y día requerida, lo que supone 36667 kWh al mes para 346 personas.

Precios de la energía

Para hacer un análisis económico del proyecto se necesitan los precios de la energía consumida en el presente y una estimación futura.

Se ha usado la base de datos EUROSTAT [58] para obtener el precio de la electricidad y el gas natural, así como una estimación de su futuro precio. El informe anual de la energía “Energy in Croatia” [59] se ha utilizado para saber el precio del fuel-oil y su estimación futura. Según estas fuentes el precio de la electricidad en 2016 será de 0,1467 €/kWh, el precio del gas natural residencial será de 0,0498 €/kWh y el precio del fuel-oil será de 0,101 €/kWh, ver Figura 9.

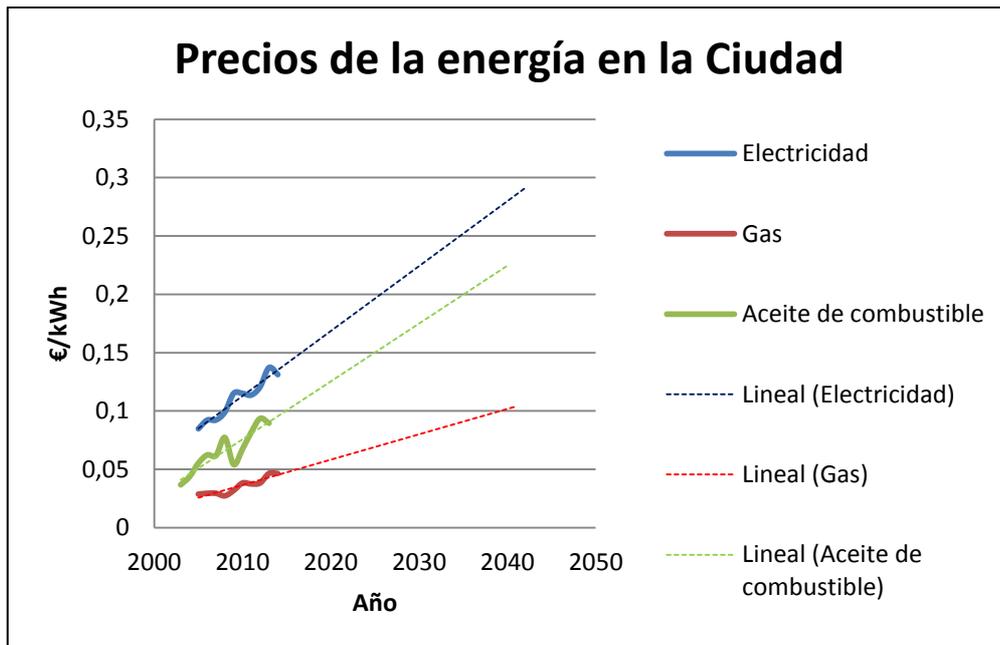


Figura 9 Precios de la energía en la Ciudad

6.2 La producción eléctrica del colector híbrido

Se han evaluado el colector térmico fotovoltaico PVT y el colector térmico solar plano para producir ACS. Con el método *f*-chart se obtiene la producción térmica de los colectores por lo que la producción eléctrica del colector híbrido tiene que ser calculada con otro método para tener una rápida visión del potencial fotovoltaico.

Considerando un 20% de pérdidas en el sistema eléctrico, la ecuación para la energía producida por el sistema cada mes es:

$$P_{e,month}[m] = \frac{P_{nom}}{1000 * A_c} H_G[m] A_{total} Losses \quad (kWh) \quad (12)$$

[m]=mes

P_{nom} = Potencia nominal del colector, 230 W

H_G =Radiación diaria mensual sobre la superficie del colector, kWh/m²

A_{total} =Área total de los colectores, m²

Losses= Pérdidas del sistema, 20 %

La producción eléctrica, 153 kWh/m², con este método se ha comparado con la herramienta PVGIS [56] para la estimación de rendimientos de PV conectados a red, la cual ha resultado 170,9 kWh/m². Se ha escogido la producción eléctrica de 153 kWh/m² porque se espera un menor rendimiento eléctrico (10% menor) en el colector híbrido debido a que el diseño de la instalación está enfocado al aprovechamiento térmico de ACS, por lo tanto la temperatura de célula de los PVT es mayor y su rendimiento menor [60].

6.3 Resultados y valoración económica

Se han analizado los resultados físicos y económicos, siendo el objetivo principal la cobertura de las necesidades de ACS del edificio para los meses de julio y agosto. Tres fracciones solares anuales han sido analizadas; 50%, 60% y 70%.

Solo la fracción solar anual del 70% es capaz de cubrir el ACS durante los meses con mayor irradiación solar del año. Los resultados físicos del colector híbrido pueden observarse en la Tabla 16. Se ha estimado que una superficie de 456 m² de colectores híbridos es necesaria para alcanzar una fracción solar anual del 70%. Sin embargo, 400 m² de colectores térmicos son necesarios para la misma fracción solar. Por lo que, el colector térmico evaluado tiene un 14% más de eficiencia que el colector híbrido.

Hybrid 465 m ² . Fracción solar anual 70%			
Mes	Demanda [kWh]	Energía solar producida [kWh]	Fracción solar [%]
Ene	36.667	14.625	39,89%
Feb	36.667	20.285	55,32%
Mar	36.667	27.066	73,81%
Abr	36.667	30.426	82,98%
May	36.667	36.293	98,98%
Jun	36.667	35.870	97,83%
Jul	36.667	36.667	100,00%
Ago	36.667	35.727	97,44%
Sep	36.667	27.067	73,82%
Oct	36.667	23.000	62,73%
Nov	36.667	13.423	36,61%
Dic	36.667	10.431	28,45%

Tabla 16 70 % de fracción solar con colectores híbridos

La energía solar producida vs. Demanda con los colectores solares híbridos PVT se muestra en la Figura 10 considerando una fracción solar del 70%. Los colectores térmicos tienen una tendencia similar pero con una menor cantidad de colectores.

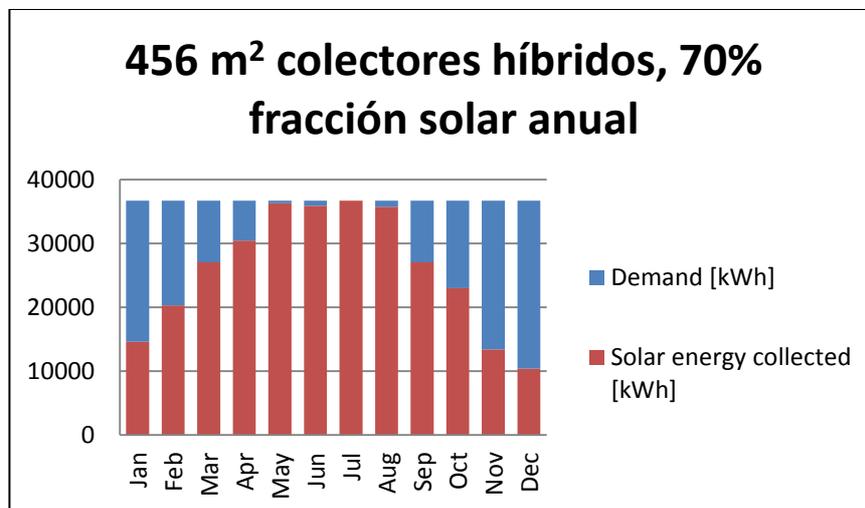


Figura 10 Energía solar producida vs. demanda para 456 m² de colectores híbridos

La evaluación económica se ha realizado con los datos proporcionados por las compañías instaladoras y las valoraciones económicas de otros proyectos:

$Inv_{elsys}=150 \text{ €/m}^2$ es la inversión para un sistema eléctrico incluyendo todos los componentes (baterías, conexiones, inversores...) excepto el colector [61].

$Inv_{thsys}=215 \text{ €/m}^2$ es la inversión de un sistema térmica incluyendo todos los componentes (costes de instalación, seguros, ingeniería...) excepto el colector [62].

El coste de la inversión para el sistema híbrido es la suma del sistema eléctrico, el sistema térmico y el precio del colector por metro cuadrado, $P_{c,m2}$:

$$H_{inv} = P_{cm2} + Inv_{elsys} + Inv_{thsys} \quad (13)$$

El coste de inversión para el sistema del colector térmico es la suma del sistema térmico y el precio del colector por metro cuadrado, $P_{c,m2}$:

$$TH_{inv} = P_{cm2} + Inv_{thsys} \quad (14)$$

El coste anual de operación y de mantenimiento se estima que es un 1,5% ($f_{ope}=0,015$ año⁻¹) del coste de la inversión. La amortización se calcula considerando un interés anual del 3%, $i=3\%$. El periodo de vida estimado es de 25 años, $n_y=25$. El número de colectores es N . Por lo tanto, el coste anual Z_{hybrid} , $Z_{thermal}$ €/año se calcula con las siguientes ecuaciones:

$$A = \frac{i \cdot (1 + i)^{n_y}}{(1 + i)^{n_y} - 1} \quad (15)$$

$$Z_{hybrid} = N \cdot H_{inv} * (A + f_{ope}) \quad (16)$$

$$Z_{thermal} = N \cdot TH_{inv} * (A + f_{ope}) \quad (17)$$

El coste solar, C_{solar} , es el coste anual dividido por la producción energética del sistema solar. En el escenario para el colector híbrido toda la electricidad producida es usada en vez de comprar electricidad de la red. Así se ahorra electricidad con un precio estimado para 2016 [58]:

$$C_{solar} = \frac{Z_{hybrid} - P_e \cdot P_{el}}{Q_{col}} \quad (18)$$

El payback o periodo de retorno se expresa como la inversión inicial dividida por la energía vendida con un precio estimado de la energía en el año 2016 [58]:

$$PB_{thermal} = \frac{Th_{inv}}{Q_{col} \cdot P_g} \quad (19)$$

$$PB_{hybrid} = \frac{H_{inv}}{Q_{col} \cdot P_g + P_e \cdot P_{el}} \quad (20)$$

El valor actual neto para 25 años se calcula considerando la suma de los beneficios anuales del proyecto con los precios estimados en el futuro:

$$PV_{Thermal} = TH_{inv} - \sum_{y=1}^{25} \frac{Q_{col} \cdot P_g[y]}{(1 + i)^y} \quad (21)$$

$$PV_{hybrid} = H_{inv} - \sum_{y=1}^{25} \frac{Q_{col} \cdot P_g[y] + P_e \cdot P_{el}[y]}{(1 + i)^y} \quad (22)$$

La eficiencia del colector se expresa como la energía producida dividida por la radiación recibida. La energía producida se puede expresar por metros cuadrados. kWh_e/m², es la energía eléctrica producida por metro cuadrado y kWh_t/m² es la energía térmica producida por metro cuadrado. La inversión por persona es la inversión dividida entre el número de personas que viven en el edificio. Los resultados para diferentes cantidades de colectores híbridos sin subvenciones y con un 40% de subvención sobre la inversión se muestran en Tabla 17 y en la Tabla 19. Los resultados para diferentes cantidades de colectores térmicos sin subvenciones y con un 40% de subvención sobre la inversión se muestran en Tabla 18 y Tabla 20.

Superficie	SF	Payback	PV [25]	n_coll	Q_col	P_e	Inversión	Inversión / persona	Coste Solar
[m ²]	[%]	[años]	[€]	[%]	[kWh _t /m ²]	[kWh _e /m ²]	[€]	[€/p]	[€/kWh]
296,66	50,34%	15,78	167.661	66,15%	746,6	153,6	268.441	776	0,05759
374,9	60,88%	16,84	197.046	63,79%	714,5	153,6	339.239	980	0,06018
456,4	70,65%	18,8	221.131	61,34%	681,1	153,6	412.986	1194	0,06313

Tabla 17 Resultados para el colector híbrido sin subvenciones

Superficie	SF	Payback	PV [25]	n_coll	Q_col	Inversión	Inversión/persona	Coste Solar
[m ²]	[%]	[años]	[€]	[%]	[kWh _t /m ²]	[€]	[€/p]	[€/kWh]
263,61	50,98%	11,57	146.721	62,52%	850,9	129.229	373	0,0419
327,24	60,75%	12,05	168.414	60,02%	816,8	160.422	464	0,04365
399,96	70,71%	12,65	186.693	57,16%	777,9	196.071	567	0,04583

Tabla 18 Resultados para colector térmico sin subvenciones

Superficie	SF	Payback	PV [25]	Inversión/persona
[m ²]	[%]	[años]	[€]	[€/p]
296,66	50,34%	9,47	274.800	466
374,9	60,88%	10,10	332.442	588
456,4	70,65%	11,28	385.960	716

Tabla 19 Resultados para el colector híbrido con 40% de subvención

Superficie	SF	Payback	PV [25]	Inversión/persona
[m ²]	[%]	[años]	[€]	[€/p]
263,61	50,98%	6,94	198.413	224
327,24	60,75%	7,23	232.583	278
399,96	70,71%	7,59	265.122	340

Tabla 20 Resultados para el colector térmico con 40% de subvención

Se muestra en los resultados técnicos que el rendimiento de los colectores híbridos es mejor a pesar de que la energía térmica producida por el colector solar térmico es mayor.

Solamente se muestra en este proyecto la sustitución de gas natural por la energía solar porque es la fuente de energía más usada en la Ciudad. Si el fuel-oil o la electricidad son sustituidos por la energía solar los resultados son incluso mejores. Con una fracción solar del 70% el colector solar térmico tiene un periodo de retorno de 2,5 años cuando la electricidad es sustituida y 3,78 años cuando el fuel-oil es sustituido. El colector híbrido tiene un periodo de retorno de 4,3 años cuando la electricidad es sustituida y 5,9 años cuando el fuel-oil es sustituido. Estos resultados con similares a los resultados obtenidos por Kolakovic et al. [63] donde el gas natural, el fuel-oil y la electricidad son sustituidos por energía solar para la producción de ACS.

El valor actual neto muestra mejores resultados para los colectores híbridos porque se estima que el precio de la electricidad aumente en mayor medida que el precio del gas natural.

Con los precios actuales, el periodo de retorno es mejor para el colector solar térmico y su coste solar es menor que el precio actual del gas natural (0,046 €/kWh en 2014).

Las emisiones de CO₂ por año en el sector de los edificios “building sector” en la Ciudad es de 56,99 t CO₂/TJ para gas natural, 71,83 t CO₂/TJ para fuel-oil y 323 g CO₂/kWh para el consumo eléctrico [4]. Por lo que el ahorro de emisiones de CO₂ en el edificio con una fracción solar del 70%, sustituyendo el gas natural como fuente de energía, es de 5266 kg al año usando el colector térmico y 7136 kg al año usando el colector híbrido.

6.4 Conclusiones

Se muestra que la energía solar para la producción de Agua Caliente Sanitaria es rentable en todos los escenarios estudiados para la vida esperada de la instalación solar.

El mejor colector a instalar para la producción de Agua Caliente Sanitaria dependerá de los precios de la energía. En este proyecto, se ha realizado una estimación futura de los precios para clarificar que opción es mejor. En Velika Gorica se espera que el precio de la electricidad se incremente en mayor medida que el precio del gas natural. Por lo tanto, el colector híbrido debería ser considerado como una opción para la producción de Agua Caliente Sanitaria ya que se espera que el valor actual neto sea mayor. Sin embargo, el coste solar con el colector solar térmico es más barato que los precios actuales de la energía.

Si el consumo térmico en los edificios residenciales en la Ciudad no conectados con el sistema de calefacción de distrito es de 59,72 GWh y el porcentaje de consumo de Agua Caliente Sanitaria sobre la energía térmica 31%, entonces la energía potencial a ahorrar con la energía solar en la producción de Agua Caliente Sanitaria es de 12,96 GWh por año considerando una fracción solar del 70%.

Para un edificio representativo, el ahorro de emisiones de CO₂ con una fracción solar del 70%, sustituyendo el gas natural como fuente de energía, es de 5266 kg de al año usando el colector térmico y 7136 kg de al año usando el colector híbrido.

En este estudio se han realizado estimaciones del coste de la energía solar, si la Compañía o la Ciudad decide implementar la energía solar la producción de Agua Caliente Sanitaria se debería realizar un estudio más detallado e individual para cada edificio y con simulaciones dinámicas para saber cuáles son los mejores parámetros de diseño.

7 Uso de la energía solar en una escala de distrito: Escenario de Precalementamiento

Uno de los objetivos del proyecto Beyond Energy Action Strategies (BEAST) [3] es reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y aumentar el suministro de fuentes de energía procedente de la energía renovable, por lo tanto este capítulo se centra en el estudio de la introducción de la energía solar en el sistema de calefacción de distrito de forma factible y rentable.

El uso de la energía solar para precalentar el agua de una planta de calefacción de distrito es uno de los dos escenarios propuestos para el uso de la energía solar en una escala de distrito.

Las tecnologías evaluadas para precalentar el agua han sido: colectores térmicos solares planos (de tamaño convencional y de gran tamaño) y colectores térmicos-fotovoltaicos, PVT, que ya se han analizado en los apartados 5.2 Colectores solares planos y 5.4 Colectores térmicos-fotovoltaicos (PVT). Estas tecnologías han sido comparadas y se ha realizado una evaluación económica.

No se ha considerado el almacenamiento de energía en este escenario, toda la energía producida por los colectores es usada por el sistema de calefacción de distrito sin sobreproducción de energía.

7.1 Descripción del modelo

El modelo para el escenario de precalentamiento se ha hecho estimando la producción solar para un día representativo de cada mes del año. Este modelo está inspirado en el trabajo desarrollado por Guadalfajara et al. [10] pero sin almacenamiento estacional de energía. Los datos meteorológicos usados para un día representativo de cada mes del año son: Temperatura ambiente, T_a (°C), y radiación Q_r (Wh/m²), estos datos se han obtenido con el Software Meteonorm [7]. Se ha estimado que la temperatura de retorno del sistema de calefacción de distrito es de 30 °C.

Las compañías proporcionaron los datos técnicos de los colectores. Solamente se han evaluado los colectores PVT de las compañías que han proporcionado su coste (ver Tabla 13 Estudio de Mercado). Los colectores PVT evaluados son: Ecomesh; Powetherm, Sela Solar y Solarus PVT. Los colectores térmicos solares planos evaluados son los siguientes: En el caso de colectores solares planos de pequeño tamaño (convencional) se ha escogido el colector Eborx Eco Classic 2.0 [57] con una buena eficiencia. En el caso de colector solar plano de gran tamaño el modelo seleccionado es Arcon Solar HEATstore 35/10 [28], fabricado por Arcon-Sunmark.

La producción solar térmica, $Q_{col}[h;m]$, se calcula horariamente usando la curva de eficiencia de la tabla de características proporcionada por el fabricante, la radiación solar $Q_r[h;m]$ y la diferencia de temperaturas entre el colector solar T_c y la temperatura ambiente T_a . Solamente se consideran valores positivos de la eficiencia para la producción solar. La temperatura del colector solar T_c es la media entre la temperatura del fluido a la entrada al colector, T_i , y a la salida del colector, T_o . La temperatura del fluido a la salida del colector depende de la temperatura de entrada del fluido al colector, el caudal $m_s=55$ l/(hm²) (recomendado por los fabricantes²), la capacidad térmica específica del fluido $C_p=3680$ J/(kgK) y su densidad $\rho =1.02$ Kg/l (propilenglicol al 50%). Se considera que la capacidad calorífica ($m_s C_p$) del fluido que circula a través del circuito primario (colector solar) es la misma que la que circula a través del circuito secundario (retorno de la calefacción de distrito). La temperatura de entrada al colector depende de la temperatura de salida, la eficiencia del intercambiador de calor $E_{ff} = 0,9$ y la temperatura de retorno del sistema de calefacción de distrito, $T_r=30$ °C:

$$Q_{col}[h; m] = \text{Max}(A_c \cdot (\eta_0 \cdot Q_r[h; m] - a_1 \cdot \Delta T[h; m] - a_2 \Delta T[h; m]^2); 0) \quad (23)$$

$$\Delta T[h; m] = T_c[h; m] - T_a[h; m] \quad (24)$$

$$T_c[h; m] = \frac{T_i[h; m] + T_o[h; m]}{2} \quad (25)$$

$$T_o[h; m] = T_i[h; m] + \frac{Q_{col}[h; m]}{m_{hc}} \quad (26)$$

$$T_i[h; m] = T_o[h; m] - E_{ff}(T_o[h; m] - T_r) \quad (27)$$

² El caudal recomendado por los fabricantes para el colector híbrido y colectores térmicos solares planos pequeños fue de $m_s=55$ l/(hm²), el mismo caudal se ha usado para los colectores térmicos solares planos de gran tamaño porque está dentro del rango de trabajo de dichos colectores y es un escenario de precalentamiento, aunque los colectores de gran tamaño pueden trabajar con caudales de 20 l/(hm²) en aplicaciones para almacenamiento estacional de energía térmica [11].

La capacidad calorífica del fluido m_{hc} , W/K, es:

$$m_{hc} = m_s \cdot C_p \cdot \rho \frac{A_c}{3600} \quad (28)$$

Los valores de la curva de eficiencia del colector son η_0 , a_1 , a_2 y A_c es el área del colector.

Las ecuaciones mostradas arriba se resuelven con Engineering Equation Solver EES [9] para obtener la producción horaria del colector solar. La producción mensual del campo solar $Q_{col,month}$, kWh, es la suma de la producción horaria multiplicada por el número de colectores N y el número de días del mes:

$$Q_{col,month}[m] = N \cdot Days[m] \cdot 10^{-3} \sum_{h=1}^{24} Q_{col}[h; m] \quad (29)$$

La energía producida anualmente por metro cuadrado es $Q_{col,year}$, kWh/m². La eficiencia térmica, $\eta_{thermal}$, se calcula en bases anuales y mensuales:

$$\eta_{thermal} = \frac{Q_{col}}{Q_r} \quad (30)$$

Para saber la energía eléctrica producida por los colectores híbridos, se estima que la temperatura del colector solar es igual a la temperatura de las células fotovoltaicas.

El rendimiento del colector híbrido η_e [h; m], %, depende del rendimiento nominal η_{ne} , %, la temperatura de la célula T_c [h; m], °C, y el coeficiente de temperatura del rendimiento eléctrico μ , %/°C. La producción eléctrica depende del rendimiento del colector híbrido, la superficie del colector A_c , la radiación solar Q_r [h; m] y el factor rendimiento PR (85%) de la tecnología PV:

$$\eta_{ne} = \frac{P_{nom}}{A_c \cdot I_{est}} \quad (31)$$

$$\eta_e[h; m] = \eta_{ne} - \mu \cdot (T_c[h; m] - 25) \quad (32)$$

$$P_e[h; m] = \eta_e[h; m] \cdot A_c \cdot Q_r[h; m] \cdot PR \quad (33)$$

La producción mensual eléctrica $P_{e,month}$, kWh, es la suma de la producción horaria multiplicada por el número de colectores N y en número de días del mes:

$$P_{e,month}[m] = N \cdot Days[m] \cdot 10^{-3} \sum_{h=1}^{24} P_e[h; m] \quad (34)$$

I_{est} = Radiación en condiciones normales, 1000 W/m²

P_{nom} = Potencia nominal del colector, W

La producción anual eléctrica por metro cuadrado es $P_{e,year}$, kWh/m². El rendimiento eléctrico es calculado en base anual y mensual:

$$\eta_{electrical} = \frac{P_e}{Q_r} \quad (35)$$

El rendimiento del colector, η_{coll} , es la suma del rendimiento eléctrico y el rendimiento térmico:

$$\eta_{coll} = \eta_{electrical} + \eta_{thermal} \quad (36)$$

7.2 Resultados y valoración económica

No se han considerado subvenciones o ayudas económicas para las energías renovables en este estudio.

La radiación anual en una superficie inclinada 34° en la Ciudad es 1364 kWh/m². Los resultados obtenidos para cada colector evaluado, salidas energéticas y rendimiento de los colectores se muestran en la Tabla 21.

Colector	Sup. absorbedor m ²	Características térmicas					Características eléctricas				Eficiencia del colector
		η_0	a_1	a_2	Q _{col year}	$\eta_{thermal}$	η_{ne}	μ	P _{e year}	$\eta_{electrical}$	$\eta_{collector}$
		%	W/(m ² K)	W/(m ² K ²)	kWh/m ²	%	%	%/°C	kWh/m ²	%	%
Ecomesh	1,63	0,690	2,590	0,058	694	50,94%	14,11%	0,0038	128,0	9,39%	60,33%
Powetherm	1,42	0,486	4,028	0,067	389	28,49%	10,92%	0,0043	93,0	6,81%	35,30%
M-240 PVT	2,00	0,715	3,176	0,023	835	61,21%	12,00%	0,0043	95,0	6,96%	68,17%
SOLARUS	2,20	0,670	4,800	0,012	553	40,50%	10,45%	0,0043	75,9	5,56%	46,07%
Eborx eco classic 2,0	1,82	0,802	3,800	0,007	722	52,92%	-	-	-	-	52,92%
Arcon solar HEATstore	12,60	0,827	1,118	0,032	929	68,10%	-	-	-	-	68,10%

Tabla 21 Características térmicas y eléctricas de los distintos colectores

La valoración económica se hace como en el apartado anterior 6.3 Resultados y valoración económica, pero en este caso se considera el precio del gas natural industrial en vez del precio del gas natural residencial. Se estima que el precio del gas natural industrial para 2016 será de 0,0286 €/kWh [58]. No se ha podido estimar el coste del aceite de calefacción en el sistema de calefacción de distrito. Los resultados económicos para los colectores se muestran en la Tabla 22.

	Z	C _{solar}	PV 25 años
Colector	€/m ² year	€/kWh	€/m ²
Ecomesh	61,41	0,06135	310,1
Powetherm	43,51	0,07688	29,05
M-240 PVT	91,48	0,09288	-333
SOLARUS	44,1	0,05967	206,6
Eborx eco classic 2,0	30,09	0,04168	211
Arcon solar HEATstore	25,3	0,02724	486,6

Tabla 22 Resultados económicos en un escenario de precalentamiento

El colector M-240 PVT tiene el mejor rendimiento de los colectores evaluados pero su precio es muy caro para ser rentable en una aplicación real, lo que se muestra en un valor actual neto negativo. El colector térmico de grandes dimensiones, Arcon Solar, tiene el segundo mejor rendimiento y es el colector más rentable, obteniendo un coste solar menor que el precio actual del gas natural. El colector híbrido Ecomesh tiene el tercer mejor rendimiento y dependiendo de los precios de la energía es el segundo colector más rentable. El colector térmico de pequeñas dimensiones, Eborx eco classic 2.0, tiene el cuarto mejor rendimiento y dependiendo de los precios de la energía es el tercer colector más rentable.

7.3 Comparación entre el colector híbrido y el colector térmico solar plano

Para saber qué colector es mejor dependiendo de los precios de la energía se ha realizado una comparación entre el colector híbrido Ecomesh y los colectores térmicos solares planos (Eborx eco classic 2.0 y Arcon solar HEATstore) debido a que son los colectores con mejores resultados en la sección anterior. Se han considerado estimaciones de los precios futuros de la energía para comparar dichos colectores. Se ha usado para la comparación el beneficio por metro cuadrado que el colector híbrido tiene sobre el colector térmico dependiendo de los precios de la energía.

El beneficio consiste en los € por metro cuadrado que el colector híbrido tiene sobre el colector térmico. Este depende de la producción eléctrica anual por metro cuadrado $P_{e,year}$, el precio de la electricidad P_{el} , la energía térmica producida por metro cuadrado del colector térmico $Q_{col_{year,thermal}}$ y del colector híbrido $Q_{col_{year,PVT}}$, el precio del gas natural P_g , la inversión en el sistema térmico TH_{inv} , la inversión en el sistema híbrido H_{inv} y la amortización considerando un interés anual, i , del 3%.

$$Profit \left[\frac{\text{€}}{\text{m}^2} \right] = P_{e,year} \cdot P_{el} - ((Q_{col_{year,thermal}} - Q_{col_{year,PVT}}) \cdot P_g + (H_{inv} - Th_{inv}) \cdot (A_{amc})) \quad (37)$$

Se han evaluado dos escenarios: (i) un campo solar de pequeño tamaño (para aplicaciones a pequeña escala) donde el colector híbrido Ecomesh se compara con el colector térmico de pequeño tamaño Eborx eco classic 2.0; y (ii) un campo solar de gran tamaño (para aplicaciones a gran escala) donde el colector híbrido Ecomesh se ha comparado con el colector térmico de gran tamaño Arcon Solar HEATstore.

En este estudio se ha considerado que se vende toda la electricidad producida.

7.3.1 Campo solar a pequeña escala

Se han comparado al colector híbrido Ecomesh y el colector térmico Eborx eco classic 2.0 para evaluar un campo solar pequeño. El beneficio del colector híbrido sobre el colector térmico con respecto al precio del gas natural y al precio de la electricidad se muestra en la Figura 11. Los valores en verde representan que el beneficio del colector híbrido es positivo sobre el colector térmico.

Se muestra una fuerte dependencia del precio de la electricidad en el beneficio, cuanto mayor sea el precio de la electricidad mayor es el beneficio del colector híbrido. El beneficio del colector híbrido sobre el colector térmico es positivo para un precio de la electricidad de 0,192 €/kWh, cualquiera que sea el precio del gas natural. La energía térmica generada por ambos colectores es similar por lo que la dependencia del precio del gas natural es débil y no tiene apenas influencia.

Si se compara el colector híbrido frente al térmico, se obtiene que el colector híbrido es rentable frente al colector térmico solo para precios de electricidad altos.

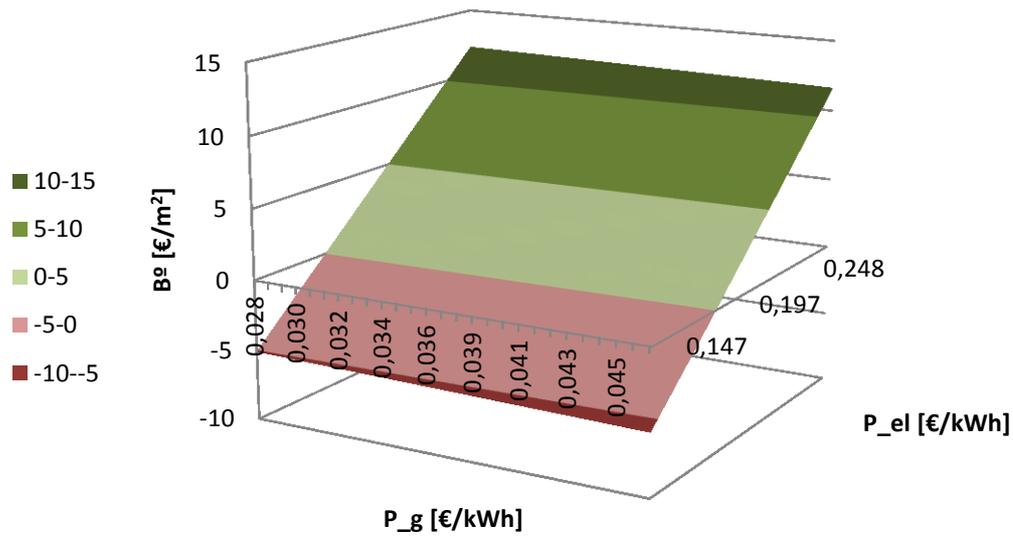


Figura 11 Beneficio del colector Ecomesh sobre el colector Eborx

7.3.2 Campo solar a gran escala

Se ha comparado al colector híbrido Ecomesh con el colector térmico Arcon Solar para evaluar un campo solar grande. El beneficio del colector híbrido sobre el colector térmico con respecto al precio del gas y al precio de la electricidad se muestra en la Figura 12. Los valores sobre verdes representan que el beneficio del colector híbrido es positivo sobre el colector térmico.

Se muestra una fuerte dependencia del precio del gas y de la electricidad en el beneficio, cuanto mayor sea el precio del gas menor es el beneficio del colector híbrido y cuanto menor sea el precio de la electricidad menor es el beneficio del colector híbrido. El colector híbrido es rentable solo para precios de la electricidad muy altos y precios de gas muy bajos.

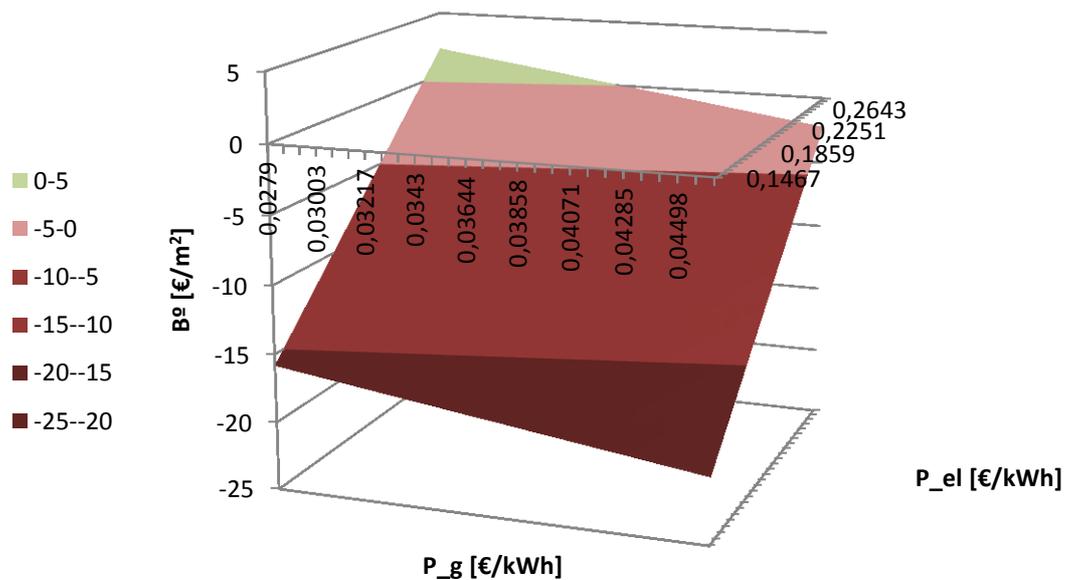


Figura 12 Beneficio del colector Ecomesh sobre colector Arcon Solar

7.4 Conclusión

Los resultados económicos del uso de la energía solar para precalentar el agua de una planta de calefacción de distrito se muestran en la Tabla 22. Se ha mostrado que el coste solar para los colectores de gran tamaño es menor que la energía usada actualmente para calentar (gas natural y fuel-oil). Por lo que un campo solar para precalentar el agua de una planta de calefacción de distrito es factible, más barato que el sistema actual y una opción a considerar.

Para campos solares de gran tamaño, el colector solar de gran tamaño como el de la marca Arcon Solar es la opción más adecuada debido al mayor rendimiento de éste y su menor coste por metro cuadrado. La tecnología del colector híbrido debería ser desarrollada para disminuir los precios del colector y ser así una opción real a considerar en campos solares a gran escala.

Para campos solares de pequeño tamaño, el rendimiento del colector híbrido, PVT, es mayor que el rendimiento del colector solar plano. Los colectores PVT son una opción real a considerar, aunque la opción más adecuada depende del precio de la electricidad (como ambos colectores tienen un rendimiento térmico similar, el precio de la energía a sustituir para calentar tiene una importancia menor). En la situación actual en Velika Gorica, el colector PVT de la marca Ecomesh se muestra más adecuado que el colector térmico de la marca Eborx eco classic 2.0 debido a la futura estimación de los precios del gas natural y la electricidad en Velika Gorica.

En este estudio no se han considerado subvenciones o ayudas económicas para las energías renovables. Considerar cualquier ayuda económica a las energías renovables hubiera mostrado unos resultados más favorables para la implementación de la energía solar en la Ciudad.

Estos resultados son una estimación del coste solar para un campo solar precalentando agua de una planta de calefacción; si la compañía decide construir una planta solar, se debe hacer un estudio más detallado y con simulaciones dinámicas para conocer con mayor precisión parámetros de diseño.

8 Uso de la energía solar en una escala de distrito: Escenario de almacenamiento estacional

Como parte del proyecto anteriormente referido, Beyond Energy Action Strategies (BEAST) [3], una central solar térmica con acumulación estacional es el segundo escenario propuesto para el uso de la energía solar en una escala de distrito.

Hay varios ejemplos de centrales solares que utilizan almacenamiento estacional en todo el mundo [50]. La idea principal del almacenamiento estacional es utilizar el exceso de calor producido en verano para compensar el déficit de suministro de calor solar durante el invierno.

Para el cálculo de una central solar térmica con acumulación estacional (CSHPSS) hay varias opciones, crear un modelo de simulaciones dinámicas con TRNSYS [64] con un alto esfuerzo de cálculo y alta inversión de tiempo o utilizar métodos de cálculo simplificados que proporcionen resultados razonablemente precisos para un estudio de viabilidad.

Hay varios métodos simplificados para calcular las CSHPSS, que requieren un reducido esfuerzo de cálculo y utilizan datos de demanda y climáticos simples. Algunos métodos de cálculo simples son: método Lunde [65]; método BKM [66]; método DS [67]; método GLS [11], [10]; y herramienta de evaluación de viabilidad [49].

Entre los métodos mencionados el método seleccionado ha sido el método GLS, que es un método validado y proporciona buenos resultados [68], además permite la optimización de la CSHPSS. Por otra parte, los datos disponibles en este proyecto son similares a los datos de entrada requeridos para este método.

Además, el uso del método GLS para estimar el funcionamiento de una planta CSHPSS real instalada en Canada, The Drake Landing Solar Community [69], que utiliza pozos “boreholes” como almacenamiento térmico estacional, obtuvo resultados razonablemente buenos modificando adecuadamente el coeficiente de transferencia de calor del almacenamiento estacional [70]. Es decir, este método puede ser adaptado para estimar el comportamiento de instalaciones CSHPSS con diferentes tecnologías de almacenamiento estacional. Esto ha motivado el uso en este capítulo del Método Simple GLS con un almacenamiento térmico estacional en foso o “pit” (PTES).

8.1 Modelo

El modelo de central solar térmica con acumulación estacional (CSHPSS) se ha realizado usando el Método Simple GLS (en adelante Método Simple) propuesto por Guadalfajara et al. [11], [10], [12]. Este método se basa en la posibilidad de realizar un cálculo aproximado de la producción mensual del campo de colectores solares y de la capacidad que tiene el almacenamiento estacional de hacer coincidir demanda y producción.

El esquema del sistema se muestra en la Figura 13 e identifica los diagramas de flujo que se usan en el Método Simple. La radiación recibida, Q_r , sobre el colector solar proporciona la producción del campo solar de captadores, Q_c , la cual se calcula simulando una operación horaria para un día representativo de cada mes.

Se considera una mezcla completa en el almacenamiento de energía térmica, es decir, sin estratificación. Por lo que la temperatura del acumulador, T_{acu} , se mantiene uniforme durante todo el mes. Así el rendimiento del colector y las pérdidas térmicas, Q_l , del almacenamiento estacional se calculan en función de la temperatura del acumulador. La premisa de considerar constante durante un mes la temperatura del acumulador de agua es razonable debido a su gran inercia térmica (gran volumen).

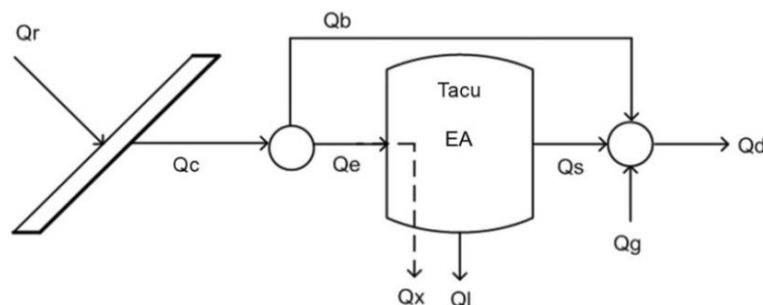


Figura 13 Diagrama de flujo de energía del Método Simple de una central solar térmica con acumulación estacional [10]

La operación mensual del tanque de almacenamiento estacional tiene dos modos de funcionamiento durante el año: i) carga y ii) descarga. La carga se produce cuando la producción solar, Q_c , es mayor que la demanda, Q_d , por lo que parte del calor producido será usado para atender directamente la demanda, Q_b , y el resto será almacenado, Q_e , en el acumulador estacional para su posterior consumo. En el modo de descarga, la demanda de calor Q_d , es mayor que la producción del campo solar, Q_c , por lo que el acumulador estacional es descargado, Q_s , si la descarga no es suficiente para cubrir la demanda entonces un sistema auxiliar de energía, Q_g , proporcionará el calor suficiente.

La temperatura de operación del acumulador está limitada por una temperatura máxima y otra mínima. Cuando se alcanza la temperatura mínima, el acumulador estacional no puede ser descargado y el sistema auxiliar proporciona el calor requerido para cubrir la demanda.

Cuando se alcanza la temperatura máxima, parte de la energía almacenada es desperdiciada, Q_x , para así prevenir el sobrecalentamiento y daños en los equipos. La energía acumulada en el acumulador estacional se identifica con la variable EA.

Como se muestra en la Figura 14, el Método Simple se compone de cuatro módulos secuenciales para el cálculo del rendimiento anual y mensual de una CSHPSS. El primer módulo es opcional y transforma la información simplificada en información mensual y horaria de un día representativo para cada mes (radiación sobre superficie inclinada horaria, temperatura ambiente horaria, demanda mensual...). El segundo módulo calcula la producción del campo de captadores en un mes con los valores de radiación y temperatura horaria del día tipo del mes y la temperatura del acumulador al comienzo del mes. El tercer módulo realiza un balance energético entre producción, demanda y pérdidas determinando la acumulación del tanque, la energía auxiliar necesaria, la temperatura final del acumulador y la energía desaprovechada en el mes de cálculo. La temperatura final del acumulador se utiliza como entrada del módulo segundo para calcular el mes siguiente. El cuarto módulo elabora un informe de los resultados: rendimiento de equipos, rendimiento del sistema, fracción solar, entre otros, además de una estimación de la inversión, del coste de operación y mantenimiento del sistema y el coste solar.

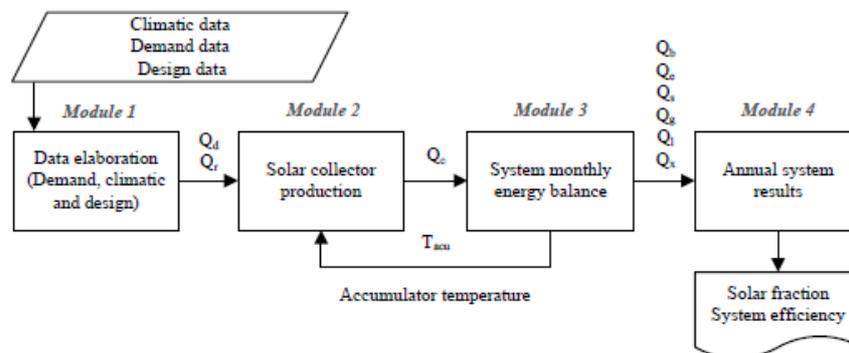


Figura 14 Flujos de información y módulos de cálculo en el método simple [10]

En el caso de estudio de Velika Gorica, se han usado datos reales de la demanda de una planta de calefacción de distrito proporcionados por la Compañía Nacional de Servicios [5] y se han utilizado los datos climáticos de un día representativo para cada mes usando el software Meteororm [7]. En el balance energético del módulo 3, las pérdidas térmicas se calculan para un almacenamiento térmico de foso "Pit Thermal Energy Storage (PTES)", en vez de usar un tanque. En la valoración económica del módulo 4, se ha realizado un estudio propio para estimar la inversión solar y el coste solar, ya que en este estudio se evalúa el uso de un PTES debido a su menor coste, también se ha evaluado montar los colectores en los techos de los edificios en el módulo 4.

8.2 Parámetros del diseño

Se han usado los datos disponibles en la Ciudad: los datos reales de la demanda de una planta de calefacción de distrito proporcionados por la Compañía Nacional de Servicios [5] (ver 3.3 Consumo energético en una planta de calefacción de distrito); y los datos climáticos usando el software Meteororm [7] para ello se ha elaborado un día representativo para cada mes considerando la radiación sobre una superficie horizontal y la temperatura ambiente como se ha explicado en el capítulo 4 Datos climáticos y recursos solares.

Este capítulo estudia la viabilidad técnica y económica de atender con energía solar parte de la demanda térmica de una planta de calefacción de distrito en Velika Gorica, la cual suministra 49,88 GWh.

Las variables de diseño consideradas son las siguientes: Área de los colectores solares A_{total} (o también RAD, que es la relación entre el área del campo solar, m^2 , dividido por la demanda anual en MWh/año); volumen del acumulador estacional, V (o alternativamente RVA, que es la relación entre el volumen del acumulador estacional, m^3 , dividido por el área del campo solar en m^2); curva de rendimiento del colector solar (η_0 , a_1 , a_2), se han usado los colectores solares térmicos de gran tamaño debido a su diseño específico para CSHPSS como ya se ha explicado en el apartado 5.2 Colectores solares planos; inclinación y orientación de los colectores solares; caudal del fluido de trabajo que circula a través de los colectores solares, m_s ; capacidad calorífica específica C_p y densidad del fluido de trabajo (Propilenglicol al 50% para evitar su congelación, ya que la temperatura mínima histórica en la Ciudad fue de $-33^\circ C$); eficiencia del intercambiador de calor del campo solar, E_{ff} ; temperatura del agua suministrada a la red de calefacción de distrito, T_{SH} ; temperatura del agua de retorno de la red de calefacción de distrito, T_{ret} ; máxima temperatura en el acumulador estacional, T_{max} . Ver Tabla 23. El resto de parámetros se explican a continuación.

Parámetros		Valor	Parámetros		Valor
Campo de colectores solares	RAD: Relación área de los colectores / demanda	$m^2/(MWh/año)$	Almacenamiento estacional	RVA: Relación volumen / área de los colectores	m^3/m^2
	A_{total} : Área de los colectores solares	m^2		V: Volumen del almacenamiento estacional	m^3
	η_0 Eficiencia óptica	0,827		T_{min} : Temperatura mínima de almacenamiento	$30^\circ C$
	a_1 : Coeficiente de pérdidas de calor	$1,118 W/(m^2 \cdot K)$		T_{max} : Temperatura máxima de almacenamiento	$90^\circ C$
	a_2 : Coeficiente de pérdidas de calor	$0,032 W/(m^2 \cdot K^2)$		RHB: Relación longitud de la cubierta y profundidad	0,16 m/m
	B: Inclinación	34°		$U_{acu,lid}$: Coeficiente de transferencia de calor de la tapa	0,19 $W/(m^2 \cdot K)$
	Θ : Orientación	0°		$U_{acu,walls}$: Coeficiente de transferencia de calor entre las paredes y el fondo	0,276 $W/(m^2 \cdot K)$
	m_s : Caudal	$20 l/(h \cdot m^2)$		EA_{max} : Máxima energía acumulada	MWh
	Material usado	50 % propilenglicol		Material usado	Agua
	E_{ff} : Eficiencia del intercambiador de calor	0,9		T_{sup} : Temperatura de suministro	$50^\circ C$
Demanda de calefacción	Q_d : Demanda anual	49.877 MWh/year	Calefacción de distrito	T_{ret} : Temperatura de retorno	$30^\circ C$

Tabla 23 Parámetros de diseño

Como acumulador, se propone un almacenamiento térmico de foso “pit thermal energy storage (PTES)” el cual es diferente al tanque de almacenamiento térmico (TTES) usado en el Método Simple. Los sistemas PTES se han usado para sistemas de almacenamiento térmico de grandes dimensiones debido a su menor coste de construcción, aunque tienen un menor rendimiento energético que un TTES. El cálculo de las pérdidas de calor en un PTES se muestra a continuación.

8.3 Cálculo de las pérdidas térmicas en un PTES

El cálculo del coeficiente de transferencia de calor de un PTES supone un problema nuevo para usar el Método Simple y requiere una modificación al modelo. Las pérdidas térmicas de un PTES sin una bomba de calor integrada están entre un 20% y un 30% de la energía solar entregada dependiendo del tamaño del almacenamiento [49].

Hay dos opciones para usar el Método Simple con un PTES; i) usando la forma de un tanque cilíndrico propuesto por Guadalajara et al. cambiando el coeficiente de transferencia de calor para obtener un rendimiento del almacenamiento estacional entre el 70-80% y ii)

Usando la forma de un PTES y sus pérdidas térmicas pero con las mismas ecuaciones para calcular las pérdidas de calor propuestas en el Método Simple.

Los cálculos se han realizado considerando un PTES en un estado de equilibrio, donde las pérdidas de térmicas de transición son insignificantes o nulas después de 2 a 4 años tras ser construido [49], [71], [25].

i) Uso de la forma de un tanque cilíndrico

El Método Simple considera un tanque cilíndrico con unas dimensiones especificadas para calcular centrales solares con acumulación estacional. El uso de este método con un PTES requiere mayores pérdidas térmicas que las obtenidas con un tanque de agua en el Método Simple. Para obtener unas pérdidas térmicas entre el 20-30%, dependiendo del tamaño del almacenamiento, se necesita calcular un nuevo coeficiente de transferencia de calor diferente al del Método Simple. Dimensionando el acumulador para aprovechar su máxima capacidad sin desaprovechar calor, el coeficiente de transferencia de calor que proporciona unas pérdidas térmicas entre el 20-30% para una fracción solar entre el 38-85% de la demanda térmica, tiene un valor de $U_{\text{tank}}=0,62 \text{ W/m}^2\text{K}$. Para este valor, RAD varía entre 0,5 hasta 1,4 y RVA varía entre 1,2 hasta 4,2.

ii) Uso de la forma de una pirámide truncada

Se ha calculado el volumen como una pirámide truncada usando los ejemplos de diseño de Marstal Sunstore 4 [72] y Marstal Sunstore 2 [25]. En Sunstore 4, el foso, "Pit", es ligeramente rectangular y mide 88 metros por 113 metros en la cubierta, siendo la profundidad del agua de 16 metros. La pendiente de los lados es 1:2 (2 metros horizontales y un metro vertical) lo que significa un ángulo de 26,6° respecto al nivel horizontal [73].

La cubierta de la pirámide truncada calculada para el modelo es cuadrada en vez de rectangular; se ha usado la misma proporción entre las dimensiones que en los diseños de Marstal. El volumen del foso es:

$$V = \frac{h}{3} (B_1 + B_2 + \sqrt{B_1 B_2}) \quad (38)$$

$$B_1 = B^2 \quad (39)$$

$$B_2 = b^2 \quad (40)$$

$$b = B - 2(2 * B * RhB) \quad (41)$$

B=Longitud de la cubierta

b=Longitud del fondo. La pendiente de los lados es 1:2 (2 metros horizontales y un metro vertical) por lo que $b=B-2*(2*B*RHB)$

h=Profundidad

La relación entre la longitud de la cubierta y la profundidad es $RHB=0.16$

$$RHB = \frac{h}{B} \quad (42)$$

El coeficiente de transferencia de calor de la cubierta en un PTES es: $U_{\text{acu,lid}}=0,19 \text{ W/m}^2\text{K}$ [74]. El aislamiento en los lados y en el fondo se calcula usando las temperaturas medidas alrededor de un PTES en Marstal [74], [25], en la Figura 15 se muestra la temperatura de los sensores posicionados al lado del foso "Pit". Las pérdidas térmicas se producen entre el agua en el foso y el suelo circundante con parte del suelo trabajando como aislante.

Como se muestra en la Figura 15, la temperatura a 6,5 metros se muestra estable para el sensor "B", al haber un ángulo de 63,43° entre la cubierta y la línea en la que están los sensores, se ha considerado que hay 5,8 metros de suelo (tierra) actuando como aislante térmico en dirección perpendicular al foso. La conductividad térmica del terreno que compone el suelo es de 1,6 W/(m K) [74], así el coeficiente de transferencia de calor de 5,8 metros de terreno actuando como aislante es de 0,276 W/(m²K) para las paredes y el fondo.

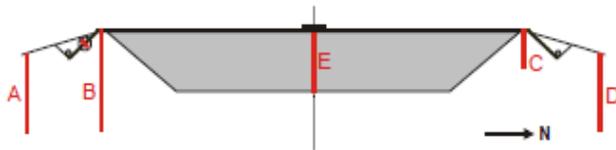
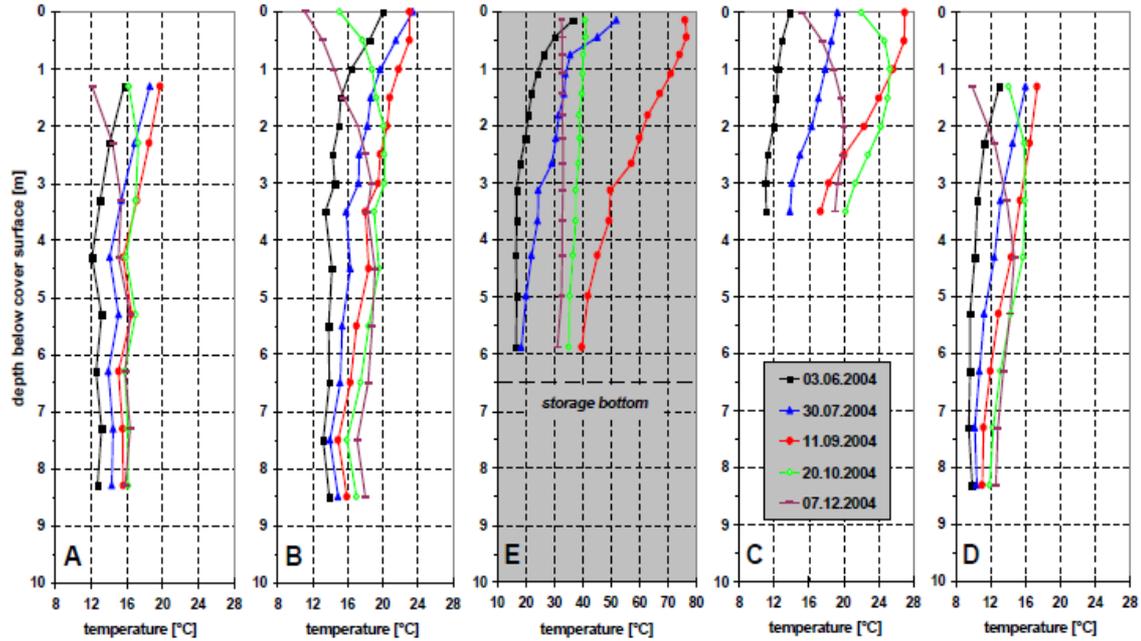


Figura 15 Desarrollo de la temperatura dentro y alrededor del PTES [25]

De esta forma la ecuación de las pérdidas térmicas queda:

$$Q_i[m] = (U_{acu,lid} \cdot B_1 \cdot (T_{acu}[m - 1] - T_a[m])) + U_{acu,walls} \cdot A_{walls} \cdot (T_{acu}[m - 1] - T_{grnd}[m]) \cdot 24 \cdot Days[m] \cdot 10^{-6} \quad (43)$$

Donde:

T_a = La temperatura ambiente para cada mes

A_{walls} = El área del fondo y las paredes de una pirámide truncada

T_{grnd} = La temperatura media del suelo para cada mes, [20]

El rendimiento del almacenamiento estacional es la energía extraída del acumulador dividida por la energía entrante al almacenamiento estacional:

$$\eta_{acu,2} = \frac{Q_s}{Q_e} \quad (44)$$

Para calcular las pérdidas del almacenamiento estacional se ha usado el Método Simple, con un criterio de utilizar la máxima capacidad posible del acumulador sin desperdiciar calor $Q_x=0$. Se obtiene que el rendimiento térmico del almacenamiento estacional tipo "Pit", usando el Método Simple con la forma de la pirámide truncada, está entre el 71,23% y el 79,7%, dependiendo de las dimensiones de este para unas fracciones solares entre el 37,8% y el

84,59%, ver Tabla 24. A_total significa el área del campo solar, A_top significa el área de la cubierta y A_walls significa el área de las paredes y el fondo del acumulador. Al obtener los resultados deseados, unas pérdidas térmicas del almacenamiento estacional entre el 20-30%, se ha seleccionado esta opción para estimar las pérdidas térmicas de un PTES.

RAD	RVA	V	A_total	A_top	A_walls	n_acu_2	SF_y
[m ² /MWh]	[m ³ /m ²]	[m ³]	[m ²]	[m ²]	[m ²]	[%]	[%]
0,5	1,3	32.420	24.939	5502	6067	0,713	0,379
0,6	1,7	50.875	29.926	7429	8193	0,7474	0,431
0,7	2,3	80.302	34.914	10.072	11.106	0,765	0,4889
0,8	2,7	107.734	39.902	12.252	13.510	0,7754	0,5439
0,9	3,1	139.157	44.889	14.531	16.024	0,7841	0,5995
1	3,4	169.582	49.877	16.578	18.282	0,7852	0,6464
1,1	3,6	197.513	54.865	18.352	20.237	0,7892	0,6949
1,2	3,9	233.424	59.852	20.514	22.622	0,7937	0,7509
1,3	4	259.360	64.840	22.007	24.268	0,7978	0,8002
1,4	4,2	293.277	69.828	23.886	26.340	0,7977	0,8459

Tabla 24 Rendimiento de almacenamiento estacional en función del tamaño

8.4 Evaluación Económica

Se ha realizado un estudio específico para hacer una valoración económica de una central solar térmica con acumulación estacional y así estimar la inversión solar y el coste solar. En este estudio se ha evaluado el almacenamiento de energía térmica en fosos (PTES), los colectores solares montados en el suelo y los colectores solares montados en los tejados de los edificios.

El coste total de una CSHPSS se compone de:

- Coste del terreno
- Colectores
- La instalación del campo de colectores, incluyendo las tuberías
- El fluido anticongelante
- Tuberías de transmisión (desde el campo de colectores hasta la unidad del intercambiador)
- Intercambiador de calor
- Conexión al sistema existente de la calefacción de distrito
- Almacenamiento
- Sistema de control
- Diseño y optimización
- Varios (por ejemplo, construcción, cercas, ingeniería, seguros)
- Coste de operación
- Coste de mantenimiento

No se ha considerado la renovación del sistema actual de calefacción de distrito ya que es una tarea que la compañía se ha propuesto y está llevando a cabo.

Coste del suelo

No se ha considerado el coste del suelo ya que los colectores se van a instalar en un terreno público o en el tejado de los edificios, sin un sobrecoste para el proyecto.

Coste de los colectores solares, instalación del campo de colectores incluyendo tuberías en el campo solar, fluido anticongelante y unidad de intercambiador de calor

El coste de los colectores solares montados en los tejados de los edificios y en el suelo, incluyendo tuberías en el campo solar, fluido e intercambiador se puede estimar en las curvas mostradas en la Figura 16 y en la Figura 17 [75]. Los precios suelen estar entre la línea superior e inferior. Se considera la línea verde como la predicción optimista del coste y la línea roja como la predicción pesimista del coste.

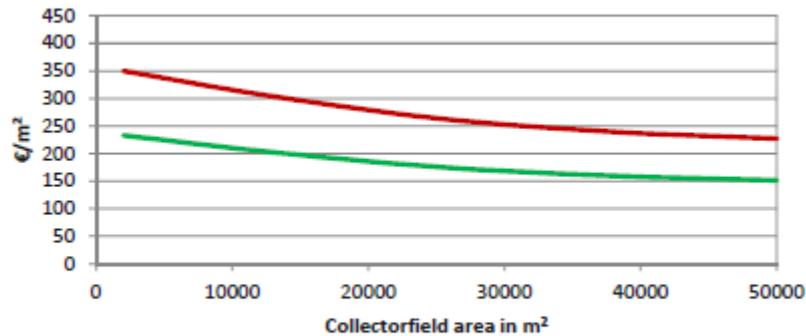


Figura 16 Coste de los colectores montados en suelo [75]

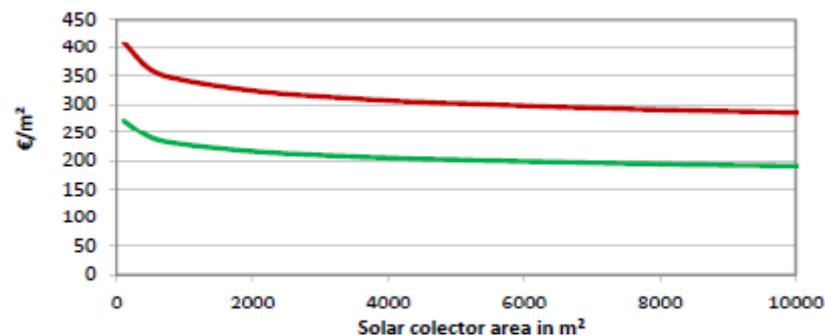


Figura 17 Coste de los colectores montados en los tejados de los edificios [75]

Coste de las tuberías de transmisión (del campo de colectores al intercambiador de calor) y conexión al sistema existente de calefacción de distrito.

La distancia entre el campo de colectores y el punto de conexión es desconocida. Por lo que se considera un 10% de sobrecoste.

Si se conoce la localización del campo de colectores, se recomienda calcular el coste como sugiere Nielsen et al. [75]. Con un sobrecoste del 10% se debería cubrir la instalación de la planta a 2 km de distancia del punto de conexión.

Coste de almacenamiento

Se muestran los costes de construcción de los almacenamientos estacionales de plantas piloto y algunos estudios en la Figura 18 [76]. Hay una gran reducción en el coste conforme aumenta el volumen de almacenamiento. Generalmente los TTES son los más caros. Por otra parte tienen algunas ventajas termodinámicas y se pueden construir en cualquier parte. El menor coste se puede alcanzar con ATES y BTES pero tienen requerimientos especiales en las condiciones del suelo y se debe hacer un estudio geológico. Los costes de inversión para PTES varían entre 40 y 250 €/m³.

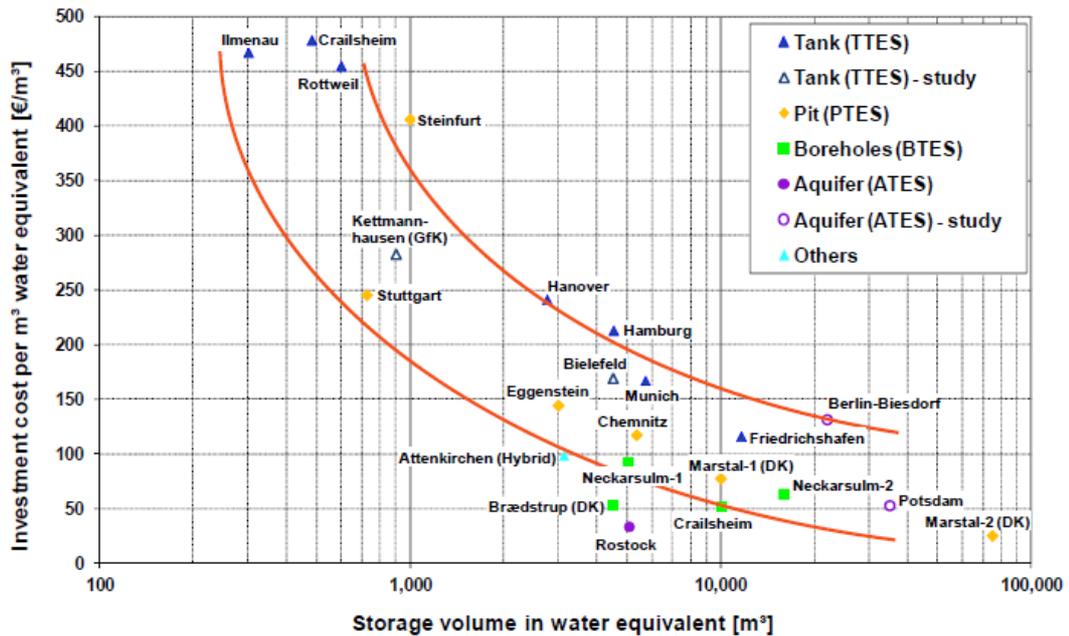


Figura 18 Coste de inversión específico para STES (sin IVA) [76]

Basado en la figura anterior, se ha realizado una gráfica para PTES para estimar el coste del volumen almacenado por m³. La dependencia del coste según el volumen de almacenamiento para un PTES se muestra en la Figura 19.

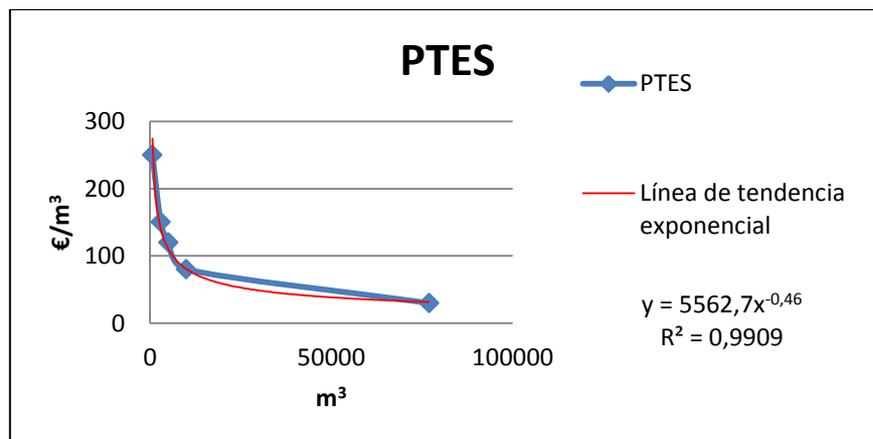


Figura 19 Coste de inversión específico para PTES

El volumen de una capacidad de almacenamiento aumenta (aproximadamente) al cubo de su dimensión característica y su área para pérdidas térmicas aumenta al cuadrado, por lo que aumentar el tamaño reduce la relación pérdidas-volumen. Por lo que tanto para el coste como para las pérdidas térmicas, cuanto mayor sea el acumulador mejor será el sistema. La vida útil esperada de un PTES es de 25 años [77].

Sistema de control, diseño y optimización y varios

El coste de planificación, diseño y optimización es aproximadamente el 2-5% de la inversión total [75]. El coste del sistema de control y varios puede incrementar el coste a un 12%. Por lo que los costes indirectos del proyecto se estiman como sobrecoste del 12%.

Un ejemplo de la distribución del coste en Toring, Dinamarca, sin almacenamiento estacional se muestra en la Figura 20 [75].

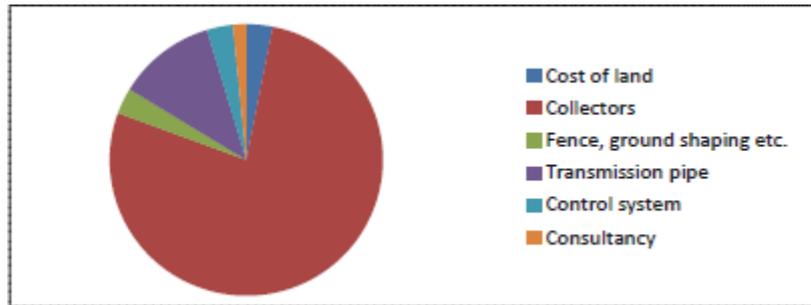


Figura 20 Distribución de costes en Toring DK [75]

Costes de operación y mantenimiento

El coste de operación y mantenimiento representa el 1,5% de la inversión total [78].

8.5 Resultados y evaluación económica

El comportamiento físico de la instalación y los resultados económicos se analizan en este apartado. Se han considerado dos criterios de análisis para evaluar el comportamiento económico y físico. El primer criterio está basado en tomar diferentes volúmenes (RVA) para un área de colectores fija (RAD) y estudiar así el comportamiento del sistema. El segundo criterio está basado en el “volumen crítico” el cual sigue las siguientes premisas: i) no desperdiciar calor producido, $Q_x=0$; ii) alcanzar el máximo uso de la capacidad instalada en el acumulador para no sobredimensionar el almacenamiento.

8.5.1 Primer criterio

El primer criterio está basado en variar el volumen de almacenamiento (RVA) manteniendo constante un área de colectores (RAD) y estudiar así el comportamiento del sistema.

El área de colectores, RAD, se fija en 0,8 para tener una fracción solar superior al 50%. Es interesante estudiar el efecto de variar el volumen del almacenamiento desde valores bajos hasta valores altos. El comportamiento del sistema para diferentes valores de RVA para un área de colectores constante se muestra en la Figura 21. Si RVA es menor que 2,7, el acumulador necesita expulsar energía Q_x ; el rendimiento del acumulador incrementa linealmente hasta un valor de RVA de $2,7 \text{ m}^3/\text{m}^2$, luego la eficiencia se vuelve constante y para volúmenes mayores de $4,2 \text{ m}^3/\text{m}^2$ el rendimiento disminuye debido a que el acumulador está sobredimensionado. La fracción solar, la eficiencia del sistema y la eficiencia de los colectores aumentan con tendencias similares para los diferentes valores de RVA. La razón se debe a que como el almacenamiento estacional no está lleno, la temperatura del agua almacenada es menor y como consecuencia la eficiencia del colector solar aumenta. La eficiencia del sistema también aumenta debido al aumento de la eficiencia del colector solar.

Los resultados económicos para un valor fijo de $\text{RAD}=0,8$ cambiando el tamaño del acumulador se muestran en la Tabla 25, para un interés del 3%. La vida útil esperada de la planta se fija en 25 años [77]. C_{gr_op} se refiere al coste solar para una predicción optimista en colectores montados en el suelo, C_{gr_pess} se refiere al coste solar para una predicción pesimista en colectores montados en el suelo, C_{roof_op} se refiere al coste solar para una predicción optimista en colectores montados en los tejados de los edificios y C_{roof_pess} se refiere al coste solar para una predicción pesimista en colectores montados en los tejados de los edificios (consultar el apartado 8.4 Evaluación Económica).

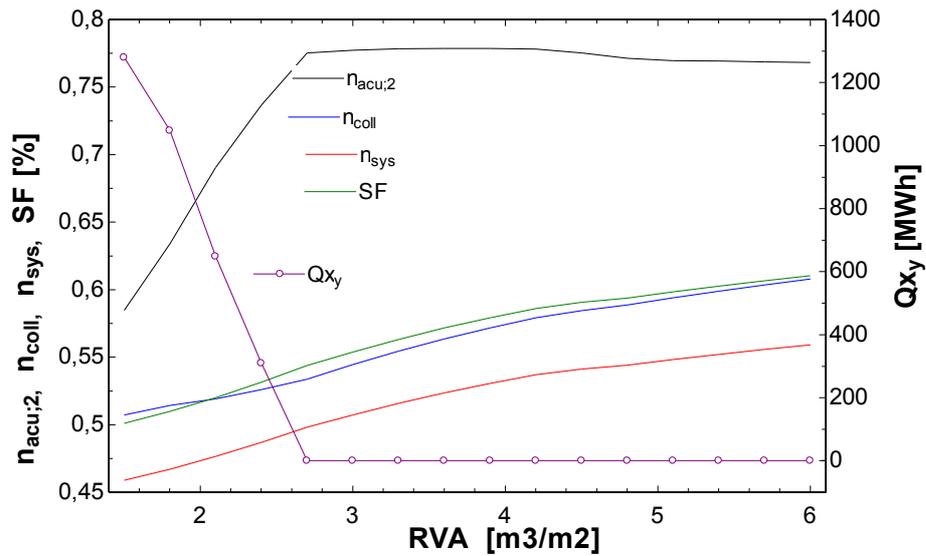


Figura 21 Comportamiento del sistema para diferentes valores RVA con una superficie de colector fija

RVA	V	Qx	SF	n_sys	n_coll	n_acu_2	C_gr_op	C_gr_pess	C_roof_op	C_roof_pess
[m ³ /m ²]	[m ³]	[MWh]	[%]	[%]	[%]	[%]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
1,5	59.852	1280	0,501	0,4589	0,5073	0,5848	30,6	41,04	33,4	45,43
1,8	71.823	1048	0,5098	0,467	0,5142	0,6339	30,94	41,2	33,7	45,52
2,1	83.793	649	0,52	0,4764	0,5192	0,6906	31,12	41,18	33,82	45,41
2,4	95.764	310,1	0,5315	0,4869	0,526	0,7367	31,17	41,01	33,81	45,15
2,7	107.734	0	0,5439	0,4982	0,5338	0,7754	31,13	40,75	33,72	44,79
3	119.705	0	0,5538	0,5073	0,5445	0,7773	31,2	40,65	33,74	44,62
3,3	131.675	0	0,5631	0,5159	0,5545	0,7783	31,27	40,56	33,76	44,46
3,6	143.646	0	0,5716	0,5236	0,5635	0,7786	31,36	40,51	33,81	44,35
3,9	155.616	0	0,5792	0,5306	0,5717	0,7785	31,47	40,5	33,89	44,29
4,2	167.587	0	0,5861	0,5369	0,5791	0,7781	31,6	40,52	34	44,27
4,5	179.557	0	0,5907	0,5411	0,5845	0,7753	31,84	40,69	34,21	44,41
4,8	191.528	0	0,5938	0,544	0,5888	0,7713	32,13	40,94	34,5	44,64
5,1	203.498	0	0,5984	0,5482	0,594	0,7696	32,33	41,08	34,68	44,75
5,4	215.469	0	0,6026	0,552	0,5989	0,7692	32,54	41,22	34,87	44,87
5,7	227.439	0	0,6066	0,5557	0,6035	0,7687	32,74	41,37	35,06	44,99
6	239.410	0	0,6104	0,5592	0,6079	0,7682	32,95	41,52	35,25	45,12

Tabla 25 Resultados del comportamiento del sistema para un RAD fijo = 0,8

Dependiendo del criterio económico en la predicción optimista para el coste del colector solar, el mejor tamaño de almacenamiento es el menor posible. Pero si se aumenta el volumen, RAV, aparece un mínimo relativo del coste solar cuando RAV es 2,7 m³/m², ver Figura 22 (izquierda), y este coincide con el punto donde el acumulador no desaprovecha energía. Así el segundo criterio mencionado anteriormente de un “volumen crítico” parece ser un criterio razonable a usar [10].

Según el criterio económico en la predicción pesimista para el coste del colector solar, el rendimiento del acumulador es el mejor criterio a seguir. El mejor tamaño de almacenamiento se halla en RVA=3,9 m³/m², ver Figura 22 (derecha), el coste solar es el menor y coincide con el punto de mayor rendimiento del acumulador, es decir donde el rendimiento del acumulador empieza a disminuir debido a que es demasiado grande. La mayor temperatura en el acumulador con un valor de RVA=3,9 m³/m² es de 78,77 °C y se alcanza en agosto.

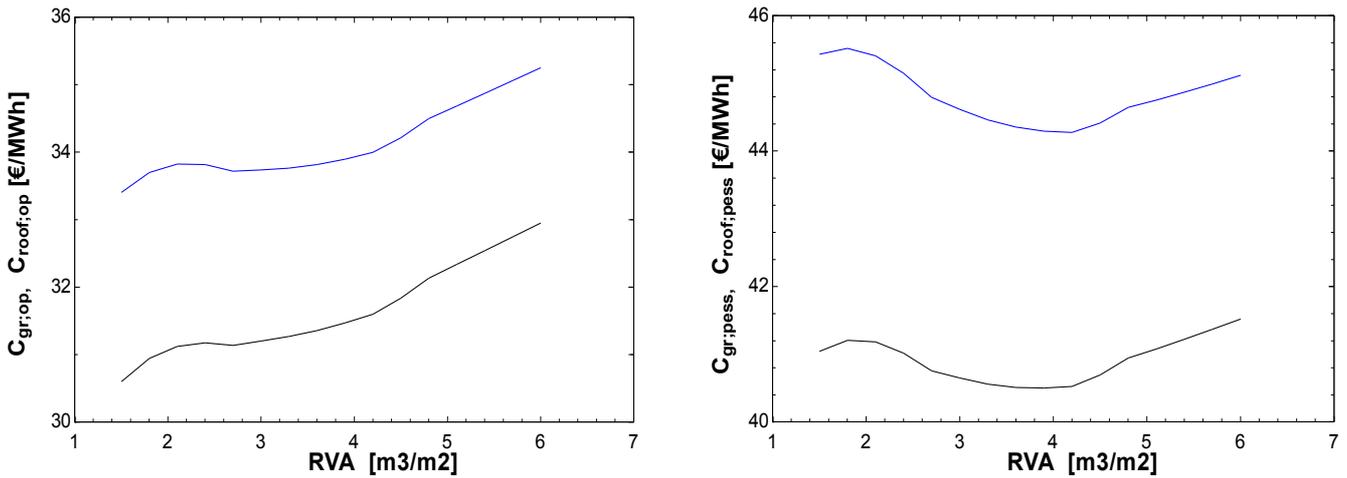


Figura 22 Coste del calor solar para una predicción optimista (izquierda) y para una predicción pesimista (derecha)

8.5.2 Segundo criterio

El segundo criterio está basado en el “volumen crítico” el cual sigue las siguientes premisas: i) no desperdiciar calor producido, $Q_x=0$; ii) alcanzar el máximo uso de la capacidad instalada en el acumulador para no sobredimensionar el almacenamiento.

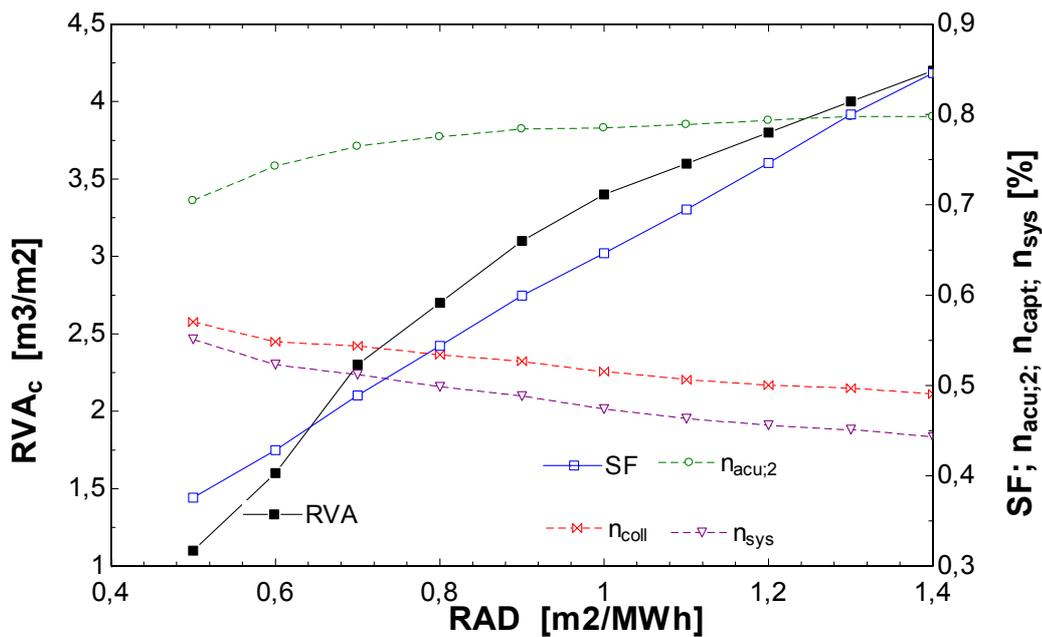


Figura 23 Comportamiento del sistema para diferentes áreas de colectores con un criterio de “volumen crítico”

Al aumentar el área del campo de colectores solares, RAD, se halla el volumen crítico RVA_c para cada caso en la base al segundo criterio (No desaprovechar calor producido y alcanzar el máximo uso de la capacidad instalada del acumulador). La relación entre el volumen crítico y los rendimientos del sistema en función del área de colectores se muestra en la Figura 23. Al aumentar el área de colectores la fracción solar aumenta linealmente, aunque el volumen de almacenamiento no aumenta linealmente debido a sus dimensiones cúbicas, este aumenta más rápidamente para valores bajos de la fracción solar (SF) y más lentamente para valores altos de la fracción solar. La eficiencia del colector, η_{coll} , disminuye linealmente debido a que cuanto mayor sea la fracción solar la temperatura media en el acumulador es más alta, lo que provoca una menor eficiencia en el colector. El rendimiento del almacenamiento estacional, $\eta_{acu,2}$, aumenta para una SF menor del 60% y se empieza estancar para valores mayores (porque la temperatura del acumulador es más alta y contrarresta el aumento del rendimiento

debido a un mayor volumen). Por lo tanto la eficiencia del sistema, η_{sys} , disminuye con la fracción solar. Los resultados para el comportamiento del sistema se muestran en la Tabla 26.

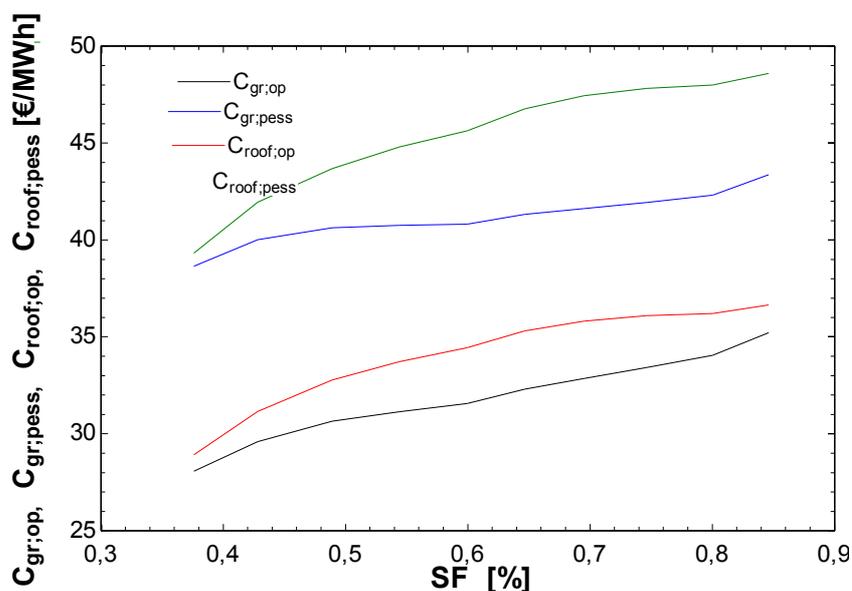


Figura 24 Efecto de la fracción solar en el coste solar

Los resultados económicos para diferentes fracciones solares se muestran en la Figura 24 y en la Tabla 26 para un interés del 3% y una vida útil esperada del proyecto de 25 años [77]. El coste solar aumenta con la fracción solar con diferentes pendientes para los 4 escenarios. Para colectores solares montados en el suelo, el coste solar para una fracción solar del 37,6% varía desde 28,07 €/MWh para una predicción optimista del coste de los colectores (C_{gr_op}) hasta 38,64 €/MWh para una predicción pesimista (C_{gr_pess}); y para una fracción solar de 84,6% varía desde 33,42 €/MWh para una predicción optimista hasta 41,92 €/MWh para una predicción pesimista. Para colectores solares montados en los tejados de los edificios, el coste solar para una fracción solar del 37,6% varía desde 28,92 €/MWh para una predicción optimista del coste de los colectores (C_{roof_op}) hasta 39,32 €/MWh para una predicción pesimista (C_{roof_pess}); y para una fracción solar del 84,6% varía desde 36,45 €/MWh para una predicción optimista hasta 48,58 €/MWh para una predicción pesimista. Estos resultados económicos concuerdan con el coste solar de plantas de este tipo instaladas en Dinamarca [79].

RAD	RVA	SF	n _{acu_2}	n _{coll}	n _{sys}	C _{gr_op}	C _{gr_pess}	C _{roof_op}	C _{roof_pess}
[m ² /MWh]	[m ³ /m ²]	[%]	[%]	[%]	[%]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]	[€/MWh]
0,5	1,1	0,3759	0,7046	0,5702	0,5508	28,07	38,64	28,92	39,32
0,6	1,6	0,4282	0,7431	0,5484	0,5229	29,6	40,01	31,15	41,95
0,7	2,3	0,4889	0,765	0,5439	0,5119	30,65	40,62	32,78	43,67
0,8	2,7	0,5439	0,7754	0,5338	0,4982	31,13	40,75	33,72	44,79
0,9	3,1	0,5995	0,7841	0,5269	0,4882	31,56	40,81	34,43	45,63
1	3,4	0,6464	0,7852	0,5153	0,4738	32,3	41,31	35,31	46,76
1,1	3,6	0,6949	0,7892	0,5063	0,463	32,85	41,61	35,81	47,43
1,2	3,8	0,7462	0,7935	0,5004	0,4558	33,42	41,92	36,09	47,82
1,3	4	0,8002	0,7978	0,4969	0,4512	34,04	42,31	36,2	47,98
1,4	4,2	0,8459	0,7977	0,4903	0,4429	35,21	43,36	36,65	48,58

Tabla 26 Resultados del comportamiento del sistema para diferentes áreas de colectores solares con un criterio de volumen crítico

La inversión estimada a realizar en la central solar con acumulación estacional según la fracción solar y las predicciones del campo solar se muestra en la Tabla 27. Se aprecia que cuanto mayor sea la fracción solar a cubrir de la demanda, mayor es la inversión a realizar.

SF	Inv_gr_op	Inv_gr_pess	Inv_roof_op	Inv_roof_pess
[%]	[€]	[€]	[€]	[€]
0,3759	7.036.000 €	9.771.000 €	7.256.000 €	9.946.000 €
0,4282	8.415.000 €	11.490.000 €	8.874.000 €	12.060.000 €
0,4889	9.907.000 €	13.260.000 €	10.620.000 €	14.290.000 €
0,5439	11.180.000 €	14.780.000 €	12.140.000 €	16.290.000 €
0,5995	12.480.000 €	16.290.000 €	13.660.000 €	18.290.000 €
0,6464	13.760.000 €	17.770.000 €	15.100.000 €	20.200.000 €
0,6949	15.050.000 €	19.240.000 €	16.460.000 €	22.030.000 €
0,7462	16.450.000 €	20.820.000 €	17.820.000 €	23.850.000 €
0,8002	17.980.000 €	22.540.000 €	19.170.000 €	25.660.000 €
0,8459	19.680.000 €	24.430.000 €	20.520.000 €	27.470.000 €

Tabla 27 Inversión estimada según la fracción solar y las predicciones del campo solar

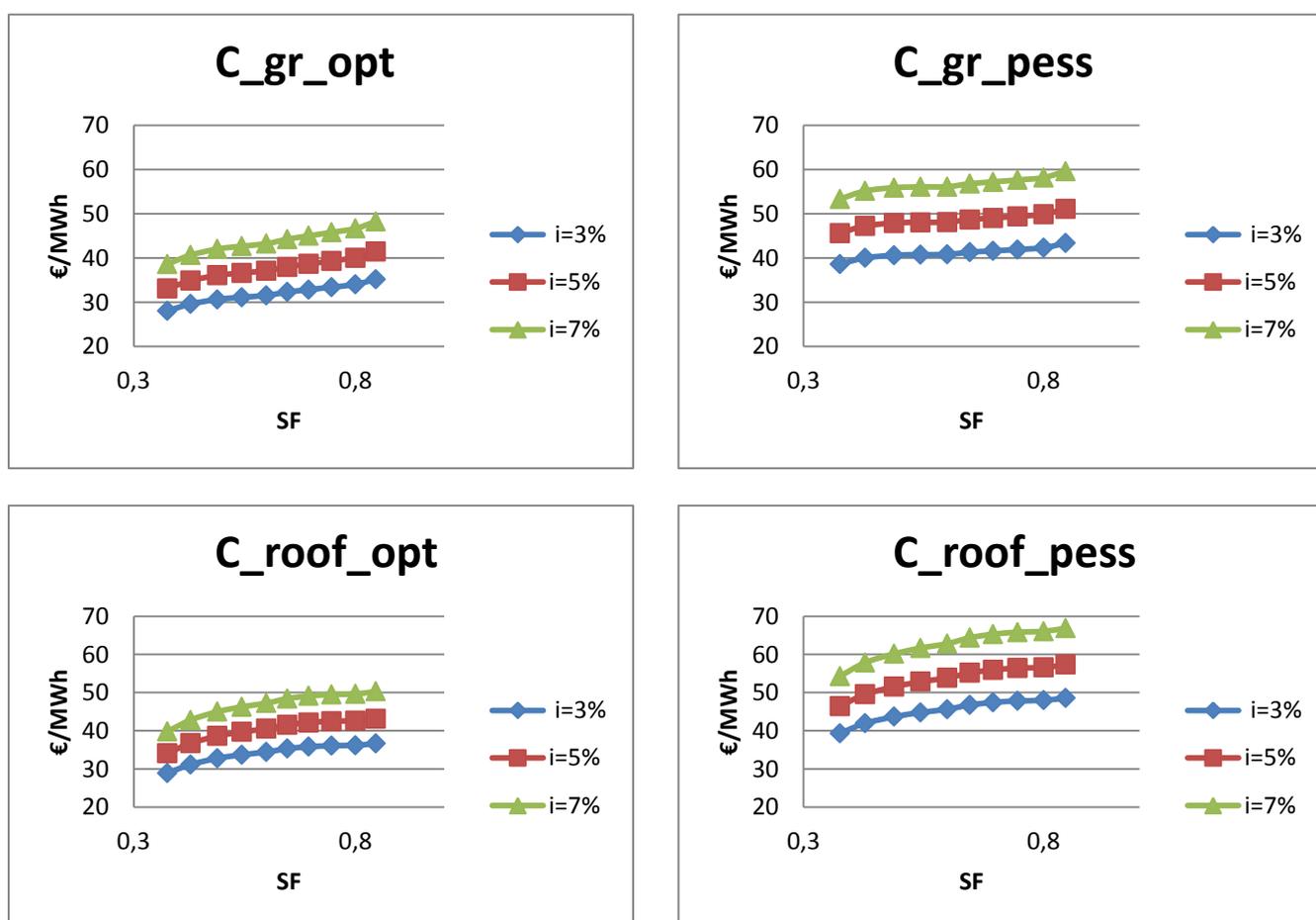


Figura 25 Análisis de sensibilidad para diferentes tasas de interés

Se ha realizado un análisis de sensibilidad para diferentes intereses; los resultados se muestran en la Figura 25. Para un interés del 7% el coste solar con una predicción optimista del coste de los colectores montados en el suelo está por debajo de 50 €/MWh, para cualquier

fracción solar; y con una predicción pesimista está por debajo de 60 €/MWh. Con el mismo interés el coste solar con una predicción optimista del coste de los colectores montados en los tejados de los edificios está por debajo de 50 €/MWh y para una predicción pesimista está por debajo de 70 €/MWh.

Los precios en Velika Gorica en el sistema de calefacción de distrito eran de 0,42425 Kunas/kWh en 2011, lo que significa 55,8 €/kWh. Además se espera que el precio de la energía aumente en el futuro, ver Figura 9. En cambio en este estudio el coste solar se ha calculado para ser el mismo durante los 25 años de la vida útil esperada de la central solar de calefacción. Por lo que se muestra que el coste solar de una central solar térmica con acumulación estacional es más barato que los precios actuales e incluso mejor en el futuro cuando los precios de la energía continuarán subiendo. Así una central solar es una seria opción a considerar por ser factible, realizable y competitiva con el sistema actual.

8.6 Conclusiones

No se encuentra un único resultado siguiendo un criterio económico de una central solar con acumulación estacional, pero conforme mayor sea la demanda a cubrir, mayor será la central solar y menor será su inversión específica en el acumulador y en el campo solar, lo que conllevaría un menor coste solar.

Para una predicción optimista del coste de los colectores solares, el mejor tamaño de almacenamiento es el menor posible y se encuentra un mínimo relativo en el coste solar cuando el acumulador no desperdicia calor. En cambio para una predicción pesimista del coste de los colectores solares, el rendimiento del acumulador es el mejor criterio a seguir.

Los resultados económicos para un criterio de volumen crítico se muestran en la Tabla 26, obteniéndose un coste similar al coste solar en Dinamarca [79]. Para todas las opciones consideradas, colectores solares montados en el suelo, en los tejados de los edificios y sus predicciones pesimistas y optimistas, el coste solar (ver Figura 25) es menor que el precio actual en el sistema de calefacción de distrito de la Ciudad, 55,8 €/kWh. Solamente en el análisis de sensibilidad con un interés del 7% la predicción pesimista del coste de los colectores solares montados en los tejados de los edificios muestra un coste solar más caro que el sistema actual. Además se espera que los precios de la energía aumentaran en el futuro, por lo que una central solar térmica con acumulación estacional es una seria opción a considerar por ser factible, realizable y competitiva con el sistema actual.

El sistema auxiliar para proporcionar el calor requerido para cubrir el resto de la demanda debería ser la caldera de biomasa que la Compañía Nacional de Servicios y la Ciudad están estudiando implantar.

Para una fracción solar razonable del 60%, el ahorro de emisiones de CO₂ sustituyendo el gas natural como fuente de energía es de 6140,15 toneladas al año.

En este estudio no se han considerado beneficios medioambientales, subvenciones o ayudas económicas a las energías renovables, si se hubiesen considerado se habrían obtenido resultados más favorables para la implementación de una central solar con acumulación estacional.

Estos resultados son una estimación del coste solar para una central solar con almacenamiento estacional de tipo foso "Pit" en condición estacionaria; si la compañía decide construir una central solar se debe realizar un estudio más profundo con simulaciones dinámicas para establecer con mayor precisión los parámetros de diseño.

9 Conclusiones generales

En este capítulo se explican las conclusiones generales del proyecto.

El consumo térmico específico de la Ciudad es muy alto (ver Tabla 1), por lo que se requieren acciones para aumentar la eficiencia energética antes de mejorar/cambiar los sistemas de suministro de energía, estas acciones ya se han propuesto en el SEAP [4].

El mayor consumo energético en la Ciudad se debe al sector residencial. Para los edificios residenciales no conectados al sistema de calefacción de distrito, el sistema propuesto ha sido la producción de agua caliente sanitaria con energía solar. Se ha obtenido que la producción de agua caliente sanitaria con energía solar es rentable en todos los escenarios estudiados en la vida útil esperada de la instalación solar. Para un edificio representativo, el ahorro de emisiones de CO₂ obtenido considerando una fracción solar del 70%, sustituyendo el gas natural como fuente de energía, es de 5266 kg al año usando el colector térmico y de 7136 kg al año usando el colector híbrido. El coste solar estimado para la producción de agua caliente sanitaria con el colector térmico ha sido de 0,0458 €/kWh, este coste es menor que el precio de las energías utilizadas actualmente en la Ciudad para su consumo térmico (gas natural, fuel-oil y electricidad). El ahorro potencial de energía en la producción de agua caliente sanitaria es de 12,96 GWh en toda la Ciudad.

El sistema de calefacción de distrito de la Ciudad consta de 14 plantas de calefacción no conectadas entre sí funcionando con agua a temperatura de 105 °C en el suministro y 70 °C de temperatura de en el retorno por lo que pertenece a un sistema de calefacción de distrito de alta temperatura. Esto provoca grandes pérdidas térmicas en el sistema de suministro, por ello se recomienda utilizar un sistema de calefacción de distrito de baja temperatura con 50 °C como temperatura de suministro y 30 °C como temperatura de retorno. Además todas las plantas de calefacción de distrito excepto una trabajan con fuel-oil como fuente de energía, provocando grandes daños medioambientales y un alto coste energético, por lo que la sustitución de dicha fuente energética se considera apremiante y crucial.

Con respecto al efecto de escala en los costes se ha obtenido que cuanto mayor es la demanda cubierta por una central solar térmica con acumulación estacional, menores son los costes solares, por lo que se recomienda, en la medida de lo posible, la integración de las redes de calefacción de distrito actuales en una sola red, y así disminuir el coste de la calefacción solar.

En las redes de calefacción de distrito en las que no es posible su conexión en una misma red, ver Figura 2, o no merezca la pena hacer un almacenamiento estacional de la energía, por ser demasiado pequeño, se recomienda el uso de la energía solar para precalentar el agua de la planta de calefacción de distrito que suministra a dicha red. Este escenario se muestra rentable y factible, con un coste solar estimado con colectores térmicos de gran tamaño para un interés del 3% de 0,027 €/kWh, menor que el coste actual del sistema.

Se ha estudiado también la implementación de una central solar con acumulación estacional con los consumos energéticos de la planta de calefacción de distrito localizada en Vidriceva 1. Esta planta funciona con gas natural y representa el 60,76% de la capacidad total instalada siendo la única planta que dispone de una conexión con una planta adyacente.

No se ha encontrado un único diseño para dicha central solar térmica con acumulación estacional siguiendo un criterio económico. Para una predicción optimista del coste de los colectores solares, el mejor tamaño de almacenamiento es el menor posible y se encuentra un

mínimo relativo en el coste solar cuando el acumulador no desperdicia calor. En cambio para una predicción pesimista del coste de los colectores solares, el rendimiento del acumulador es el mejor criterio a seguir, ya que se encontró el mejor coste solar cuando el acumulador alcanzó la máxima eficiencia.

Siguiendo un criterio de utilizar la máxima capacidad del acumulador sin desperdiciar calor, en todas las opciones consideradas, colectores solares montados en el suelo, colectores solares montados en los tejados de los edificios y sus predicciones pesimistas y optimistas del coste del campo solar, el coste solar (ver Figura 25) es menor que el precio actual en el sistema de calefacción de distrito de la Ciudad, 55,8 €/kWh. Solamente en el análisis de sensibilidad con un interés del 7% y una predicción pesimista del coste de los colectores solares montados en los tejados de los edificios, se muestra un coste solar más caro que el sistema actual.

Para una fracción solar razonable del 60%, el ahorro de emisiones de CO₂ sustituyendo el gas natural como fuente de energía es de 6140,15 toneladas al año.

Se recomienda que el sistema auxiliar para proporcionar el calor requerido para cubrir el resto de la demanda, sea la caldera de biomasa que la Compañía Nacional de Servicios y la Ciudad están estudiando implantar y así obtener una fracción 100% renovable.

En todos los escenarios se ha evaluado el uso de los colectores híbridos mostrándose éstos rentables. Su uso frente a los colectores térmicos debe considerarse según la estimación de los precios de la energía, conforme más alto sea el precio de la energía eléctrica, más recomendable es el uso de los colectores híbridos. Aunque para aplicaciones a gran escala como una planta solar centralizada, se ha obtenido que el uso de los colectores térmicos de gran tamaño es mejor por su menor coste por metro cuadrado y su mayor rendimiento térmico.

En todos los escenarios estudiados, el coste solar ha resultado ser competitivo con respecto al sistema actual. Como se espera que los precios de las energías convencionales se incrementen en el futuro, el uso de la energía solar en la Ciudad es una seria opción a considerar ya que el coste solar para la vida esperada de las instalaciones solares se mantiene constante. De esta forma el uso de la energía solar en la Ciudad es factible, rentable y más barato que el sistema actual. A la vista de los resultados obtenidos se recomienda tanto a la Ciudad como a la Compañía de Nacional de Servicios su implementación dentro de la Ciudad.

En este estudio no se han considerado beneficios medioambientales, subvenciones o ayudas económicas a las energías renovables, si se hubiesen considerado se habrían obtenido mejores resultados para la implementación de la energía solar en la Ciudad.

Estos resultados son estimaciones de los costes solares, si la compañía, o la Ciudad deciden implementar la energía solar en cualquiera de los escenarios propuestos, se debe realizar un estudio más profundo, con simulaciones dinámicas para conocer los mejores parámetros de diseño.

10 Nomenclatura

τ = Coeficiente de transmisión de la cubierta
 α = Coeficiente de absorción del absorbedor
 μ = Coeficiente de rendimiento eléctrico, %/°C
 a_1 = Primer coeficiente de pérdidas térmicas del colector, W/(m²K)
 a_2 = Segundo coeficiente de pérdidas térmicas del colector, W/(m²K)
 A_c = Área del colector, m²
 A_{top} = Área de la cubierta del acumulador estacional, m²
 A_{total} = Área total de colectores, m²
 A_{walls} = Área de las paredes del acumulador estacional, m²
 B = Inclinación, °
 b = Longitud del fondo, m
 B = Longitud de la cubierta, m
 $C_{gr,op}$ = Coste solar con una predicción optimista del coste de los colectores montados en el suelo, €/MWh
 $C_{gr,pess}$ = Coste solar con una predicción pesimista del coste de los colectores montados en el suelo, €/MWh
 C_p = Capacidad térmica específica del fluido, J/(KgK)
 $C_{roof,op}$ = Coste solar con una predicción optimista del coste de los colectores montados en el tejado, €/MWh
 $C_{roof,pess}$ = Coste solar con una predicción pesimista del coste de los colectores montados en el tejado, €/MWh
 C_{solar} = Coste solar, €/MWh
 $Days$ = Número de días del mes
 ϵ = Eficiencia del intercambiador de calor en el método f-chart, %
 EA_{max} = Energía máxima acumulada en el acumulador, MWh
 E_{ff} = Eficiencia del intercambiador de calor, %
 f_{ope} = Coste anual de mantenimiento, %/año
 F_R = Factor de eliminación de calor del colector, %
 h = Profundidad del foso de almacenamiento térmico estacional, m
 H = Radiación diaria media mensual en la superficie del colector, Wh/m²
 H_G = Radiación diaria media mensual en la superficie del colector kWh/m².
 H_{inv} = Inversión por metro cuadrado en el sistema híbrido, incluyendo colector, €/m²
 i = Interés, %
 I_{est} = Radiación en condiciones estándar, 1000 W/m²
 $Inv_{el\text{sys}}$ = Inversión por metro cuadrado en el sistema eléctrico, sin colector, €/m²
 $Inv_{th\text{sys}}$ = Inversión por metro cuadrado en el sistema térmico, sin colector, €/m²
 L = Demanda térmica de agua caliente sanitaria, kWh
 $Losses$ = pérdidas del sistema, %
 mC_{pc} = Capacidad térmica del fluido en el lado del colector .
 mC_{pmin} = Mínima capacidad térmica
 mC_{hc} = Capacidad térmica del fluido, W/K
 m_s = Flujo, l/(hm²)
 n = Número de colectores
 ny = Periodo de vida estimado, años
 PB_{hybrid} = Periodo de retorno para un sistema híbrido, años
 $PB_{thermal}$ = Periodo de retorno para un sistema térmico, años
 $P_{c,m2}$ = Precio del colector por metro cuadrado, €/m²
 $P_{e,año}$ = Electricidad producida por los colectores híbridos, kWh
 P_{el} = Precio de la electricidad, €/kWh

P_g = Precio del gas natural, €/kWh
 P_{nom} = Potencia nominal del colector, W
 PR = Factor de rendimiento de la tecnología fotovoltaica, %
 PV_{hybrid} = Valor actual neto para un sistema híbrido, €
 $PV_{thermal}$ = Valor actual neto para un sistema térmico, €
 Q_{col} = Energía térmica producida por los colectores, kWh
 Q_d = Demanda anual, MWh/año
 Q_e = Energía acumulada en el acumulador, MWh
 Q_i = Pérdidas térmicas del acumulador, MWh
 $Q_r[h;m]$ = Radiación solar, W/m^2
 Q_s = Energía extraída del acumulador, MWh
 Q_x = Calor desperdiciado por el acumulador, MWh
 RAD = Relación área/demanda, $m^2/(MWh/año)$
 RHB = Relación entre longitud y profundidad del foso, m/m
 RVA = Relación volumen área, m^3/m^2
 SF = Fracción solar, %
 T_a = Temperatura ambiente horaria, °C
 T_{acu} = Temperatura en el acumulador, °C
 T_c = Temperatura del colector solar, °C
 T_{grnd} = Temperatura del suelo, °C
 Th_{inv} = Inversión por metro cuadrado en el sistema térmico, incluyendo colector, €/m²
 T_i = Temperatura del fluido a la entrada del colector, °C
 T_m = Temperatura del agua de red, °C
 T_{max} = Temperatura máxima de almacenamiento, °C
 T_{min} = Temperatura mínima de almacenamiento, °C
 T_o = Temperatura del fluido a la salida del colector, °C
 T_r = Temperatura de retorno desde el sistema de calefacción de distrito, °C
 T_{ref} = 100 °C.
 T_{sup} = Temperatura de suministro, °C
 T_w = Temperatura del agua caliente sanitaria, 60°C
 $U_{acu,lid}$ = Coeficiente de pérdidas térmicas en la cubierta, $W/(m^2 \cdot K)$
 $U_{acu,walls}$ = Coeficiente de pérdidas térmicas en las paredes y en el suelo, $W/(m^2 \cdot K)$
 U_L = Coeficiente de pérdidas térmicas general, $W/m^2 \cdot ^\circ C$
 V = Volumen del almacenamiento térmico, m³
 Z_{hybrid} = Coste anual para el sistema híbrido, €
 $Z_{thermal}$ = Coste anual para el sistema térmico, €
 Δt = Diferencia de temperatura entre el colector y el ambiente, (°C)
 η_0 = Rendimiento óptico del colector
 $\eta_{acu,2}$ = Eficiencia del acumulador, %
 η_{coll} = Eficiencia del colector, %
 $\eta_e [h; m]$ = Rendimiento horario eléctrico del colector híbrido, %
 η_{ne} = Rendimiento nominal del colector híbrido, %
 η_{sys} = Eficiencia del sistema, %
 ρ = Densidad del fluido, kg/l

11 Bibliografía

- [1] European Commission. (2015, August) Climate action, 2020 climate & energy package. [Online]. http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/faq_en.htm
- [2] (October, 2014) Covenant of Mayors. [Online]. http://www.covenantofmayors.eu/actions/sustainable-energy-action-plans_en.html
- [3] (2014, October) Beyond Energy Action Strategies BEAST. [Online]. <http://www.beastproject.eu/>
- [4] Regionalna energetska agencija Sjeverozapadne Hrvatske and Grad Velika Gorica, "AKCIJSKI PLAN ENERGETSKI ODRŽIVOG RAZVITKA VELIKE GORICE," Zagreb, 2011.
- [5] (2015, February) HEP. [Online]. <http://www.hep.hr/hep/novosti/default.aspx>
- [6] (2015, February) MathWorks. [Online]. <http://es.mathworks.com/>
- [7] (2014, October) meteonorm. [Online]. <http://meteonorm.com/>
- [8] Duffie JA and Beckman WA, *Solar engineering of thermal processes*, 4th ed.: Wiley.
- [9] (2014, October) f-chart software. [Online]. <http://fchart.com/>
- [10] Mateo Guadalfajara, Miguel A. Lozano, and Luis M. Serra, "A Simple Method to Calculate Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage," *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 1096-1109, 2014.
- [11] M. Guadalfajara, Evaluación de centrales solares térmicas para el sector residencial en España. , 2013.
- [12] M. Guadalfajara, M.A. Lozano, and L.M. Serra, "Simple calculation tool for central solar heating plants with seasonal storage," *Solar Energy*, vol. 120, pp. 72-86, 2015.
- [13] Croatian Bureau of Statistics, "Velika Gorica. Census of Population, Households and Dwellings 2011," Zagreb, Croatia., December 2012.
- [14] Marko Ruzic, "District heating in Velika Gorica: problems, challenges and future plans," , 2011.
- [15] (2014, October) TÜV NORD. [Online]. <http://www.tuv-nord.com/en>
- [16] (2014, October) abaco. [Online]. <http://www.abaco.com.hr/>
- [17] (2014, October) interkonzalting. [Online]. <http://www.interkonzalting.hr/>
- [18] (2014, December) Alfa inženjering. [Online]. <http://alfa-inzenjering.hr/>
- [19] (2014, October) INEL. [Online]. <http://inel.com.hr/>
- [20] (2015, April) Vodoopskrba I odvodnja. [Online]. <http://vio.hr/>
- [21] P.K.Olsen et al., "A New Low-Temperature District Heating System for Low-Energy Buildings," , Reykjavik, ICELAND, 2008.
- [22] Alessandro Dalla Rosa, "Low-Temperature District heating for Energy-Efficient Communities," , Salzburg, Austria, 2012.
- [23] Hans Müller-Steinhagen and Franz Trieb, "Concentrating solar power, a review of the technology," 2004.
- [24] IRENA, "Renewable energy technologies: Cost analysis series. Concentrating solar power, Volume 1:Power Sector Issue 2/5," IRENA, June 2012.
- [25] Marstal Fjernvarme, PlanEnergi, Ramboll, CIT Energy Management AB, and Universitaet Stuttgart, "Solar Thermal and Long Term Heat Storage for District Heating Systems," Marstal Fjernvarme, DK, Final technical report 2005.
- [26] V Mittal, K S Kasana, and N S Thakur, "Modelling and simulation of a solar absorption cooling system for India," 2006.

- [27] Ralf Dott, Andreas Genkinger, and Thomas Afjei, "System evaluation of combined solar & heat pump systems," in *1st International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry (SHC 2012)*, 2012.
- [28] (2015, April) ARCONSUNMARK. [Online]. http://www.arcon.dk/?sc_lang=en
- [29] M. Bazilian et al., "Re-considering the Economics of Photovoltaic Power," *Renewable Energy*, vol. 53, no. 329-338, May 2013.
- [30] (2015, April) absolicon. [Online]. www.absolicon.com
- [31] (2015, April) anafsolar. [Online]. www.anafsolar.eu
- [32] (2015, April) dualsun. [Online]. www.dualsun.fr
- [33] (2015, April) ecomesh. [Online]. www.ecomesh.es
- [34] (2015, August) International clean energy consortium. [Online]. www.icec.ch
- [35] (2015, April) fraunhofer ISE. [Online]. <http://www.ise.fraunhofer.de/en>
- [36] (2015, April) millenniumsolar. [Online]. www.millenniumsolar.com
- [37] (2015, April) powerpanel. [Online]. www.powerpanel.com
- [38] (2015, April) sekisuichemical. [Online]. www.sekisuichemical.com
- [39] (2015, April) selasolar. [Online]. www.selasolar.com
- [40] (2015, April) solarwall. [Online]. <http://solarwall.com/en/home.php>
- [41] (2015, April) solartwin. [Online]. www.solartwin.com
- [42] (2015, August) SOLARUS. [Online]. www.solarus.se
- [43] (2015, April) solimpeks. [Online]. www.solimpeks.com
- [44] (2015, April) tessolarwater. [Online]. www.tessolarwater.com
- [45] (2015, April) twinsolar. [Online]. www.twinsolar.com
- [46] I. Vallios, T. Tsoutsos, and G. Papadakis, "Design of biomass district heating systems.," *Biomass and Bioenergy*, vol. 33, pp. 659-678, 2009.
- [47] R. Lazzari and M. Noro, "District heating and gas engine heat pump: Economic analysis based on a case study," *Applied Thermal Engineering*, pp. 193-199, July 2005.
- [48] Ajah AN et al., "On the robustness, effectiveness and reliability of chemical and mechanical heat pumps for low-temperature heat source district heating: A comparative simulation-based analysis and evaluation," *Energy*, vol. 33, no. 908-929, 2008.
- [49] Mari-Liis Maripuu and Jan-Olof Dalenbäck, "SUNSTORE 4 WP5 - European level concept study, Feasibility/simulation studies," CIT Energy Management AB, April 2011.
- [50] J. Xu, R.Z. Wang, and Y. Li, "A review of available technologies for seasonal thermal energy storage," *Solar Energy*, vol. 103, pp. 610-638, May 2014.
- [51] S.A. Klein, A design procedure for solar heating systems. Ph.D. Thesis, university of Wisconsin-Madison, 1976.
- [52] A.H. Fannoy and S.T. Liu, "Experimental system performance and comparison with computer predictions for six solar domestic hot water systems," 1979.
- [53] J.A. Duffie and J.W. Mitchell, "F-Chart: Predictions and measurement," *ASME J. Solar Energy Engineering*, February 1983.
- [54] A.H. Fannoy and S.A. Klein, "Performance of solar domestic hot water systems at the National Bureau of Standards - Measurements and Predictions," *ASME J. Solar Energy Engineering*, vol. 105, pp. 311-321, August 1983.
- [55] Jeff S. Haberl and P.E. Soolyeon Cho, "Literature review of uncertainty of analysis methods, Report to the Texas Commission on Environmental Quality," Texas Commission on Environmental Quality, August 2004.

- [56] (2015, April) PVGIS. [Online]. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [57] (2015, February) EBORX. [Online]. <http://www.eborx.com/#>
- [58] (2015, April) Eurostat. [Online]. <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>
- [59] Ministry of economy Republic of Croatia, "Energija U Hrvatskoj, Energy in Croatia 2013. Godisnji energetska pregled, annual energy report," 2014.
- [60] Carlos Meseguer Sánchez, Proyecto final de carrera, Estudio del comportamiento de un sistema solar híbrido PVT en distintas condiciones de funcionamiento, 2014.
- [61] private communication Ecomesh, , 2015.
- [62] Natalia Moreno Bruned, Proyecto fin de carrera: Integración de una instalación solar térmica con un sistema de calefacción existente, 2010.
- [63] Igor Kolaković and Damir Dović, "Simulation of the solar domestic hot water system operation," in *Fourteenth International Convergence on Computational Methods and Experimental Measurements*, 2009.
- [64] (2015, February) TRNSYS. [Online]. <http://www.trnsys.com/>
- [65] P.J. Lunde, "Prediction of the performance of solar heating systems utilizing annual storage," *Solar Energy*, vol. 22, pp. 69-75, 1979.
- [66] Braun J.E., Klein S.A., and Mitchell J.W., "Seasonal Storage of Energy in solar heating.," *Solar Energy*, vol. 26, pp. 403-411, 1981.
- [67] Drew M.S. and Selva R.B.G., "Sizing procedure and economic optimization methodology for seasonal storage solar systems.," *Solar Energy*, vol. 25, pp. 79-83, 1980.
- [68] M. Guadalfajara, M.A.Lozano, and M.L. Serra, "Comparison of simple methods for the design of central solar heating plants with seasonal storage," *Energy Procedia*, vol. 48, pp. 1110-1117, 2014.
- [69] (2015, June) Drake Landing Solar Community. [Online]. <http://www.dlsc.ca/>
- [70] Mateo Guadalfajara, Miguel A. Lozano, and Luis M. Serra, "Analysis of Large Thermal Energy Storage for Solar District Heating," in *Eurotherm Seminar #99. Advances in Thermal Energy Storage*, Lleida, Spain, 2014.
- [71] Jean-Christophe Hadorn, Dominique Chuard, Pierre Jaboyedoff, and Pierre Chuard, "Guide to Seasonal Heat Storage," SIA, Swiss Association of Engineers and Architects, Zurich, 1990.
- [72] (2015, June) SUNSTORE 4. [Online]. <http://sunstore4.eu/>
- [73] Dannemand Andersen J., Bødker L., and Jensen M.V., "Large Thermal Energy Storage at Marstal District Heating," in *Proceedings of the 18th International Conference on Soil Mechanics and Geotechnical Engineering*, Paris, 2013.
- [74] Planenergi, "Design of the pit heat storage of the demonstration plant at Marstal fjernvarme," March 2013.
- [75] Jan Erik Nielsen, Ricardo Battisti, and Ambiente Italia, "Solar district heating guidelines, Feasibility study, fact sheet 2.3," August 2012.
- [76] Schmidt T., Mangold D., and Sorensen P.A., "Large-scale heat storage," Solites, 2011.
- [77] Klaus Ellehauge and Thomas Engberg Pedersen, "Solar heat storages in district heating," PREHEAT, 2007.
- [78] International Energy Agency IEA, "Technology Roadmap, Solar Heating and cooling," 2012.
- [79] Nielsen J.E., "A booming Market for Solar District Heating," in *SHC 2014, International conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry*, Beijing, China, 2014.
- [80] (2015, August) Apricus. [Online]. <http://www.apricus.com/>

Appendix A Energy current situation

In this appendix a further information about the energy consumption in buildings and the action plan for sustainable development of energy (SEAP) in Velika Gorica [1] are presented.

A.1 Energy consumption in public buildings

Data related with the energy consumption in public buildings has been collected. The public buildings in Velika Gorica are: 19 kinder gardens 4 schools, 1 University, 1 folklore area, 1 sport centre, 1 city administration building, 1 fire house and 3 city offices of company owned by the city. The different consumptions for each category of building owned by the city are shown in Table 1, Table 2, Table 3, Table 4 and Table 5.

Thermal energy consumption (kWh) in the category of education and schooling	
heating plant	1117190
natural gas	2618154
fuel oil	2094011
total	5829355

Table 1 Thermal energy consumption in the category of education and schooling

Thermal energy consumption (kWh) of fuel oil in the City Administration building	
fuel oil	285161

Table 2 Fuel oil consumption in the City Administration building

Thermal energy consumption (kWh) in buildings category and city offices of companies	
natural gas	67207
fuel oil	153000
total	220207

Table 3 Thermal energy consumption in buildings category and city offices of companies.

Thermal energy consumption (kWh) by energy source in the category of other public buildings owned by the City	
fuel oil	564761

Table 4 Thermal energy consumption by energy source in the category of other public buildings owned by the City

A.2 Energy consumption in residential buildings

The different consumption for the residential sector is shown in Table 5, there are 5 different sources for this energy, natural gas, fuel oil, heating plant, firewood and electricity. Thermal energy is used for space heating and hot water demand.

Thermal energy consumption in the residential sector of Velika Gorica

	Heat consumption from its own boiler (kWh)	Heat consumption of the plant (kWh)	Electricity consumption for heating (kWh)	Total
natural gas	42859082			
fuel oil	15489545			
Heating plant		56274570		
firewood	37029193			
electricity			1379448	
total	95377820	56274570	1379448	153031838

Table 5 Thermal energy consumption in the residential sector of Velika Gorica.

A.3 Energy consumption commercial buildings and service activities

The different consumption for the buildings sub-sector commercial and service activities, is shown in Table 6, there are 5 different sources for this energy, natural gas, fuel oil, heating plant, firewood and electricity.

Thermal energy consumption in buildings sub-sector commercial and service activities

	Heat consumption from its own boiler (kWh)	Heat consumption of the plant (kWh)	Electricity consumption for heating (kWh)	total
natural gas	14556940			
fuel oil	10929600			
CTS		5480660		
firewood	3643200			
electricity			1821600	
total	29129740	5480660	1821600	36432000

Table 6 Thermal energy consumption in buildings sub-sector commercial and service activities.

A.4 Energy consumption summary

A summary of the consumption is shown in Table 7.

Energy consumption buildings sector by sub-sector

	Heat consumption (kWh)	Electricity consumption (kWh)
Total-buildings owned by the City	7878534	1757291
Residential sector of Velika Gorica	153031838	30906134
buildings sub-sector commercial and service activities	36432000	10120000
Total	197342372	42783425

Table 7 The structure of energy consumption buildings sector by sub-sector.

According to the results of the analysis of the energy in the building sector of Velika Gorica, the most energy consumption is in the residential sector, then the commercial and service sectors and sub-sector buildings owned by the City.

Sources of energy for the different consumptions and sectors are shown in the Table 8.

	Heating plant MWh	Natural gas MWh	Fuel oil MWh
Total-buildings owned by the City	1562	3219	3096
Residential sector	56274	42859	15489
Buildings sub-sector commercial and service activities	5480	14556	10929
Total consumption MWh	63317	60635	29516

Table 8 Structure of energy source in building sector.

A.5 Actions in the sustainable energy Action Plan

The EU 2020 targets were set to promote a focus on a sustainable future. Until 2020 cutting emissions of greenhouse gases by 20%, reducing energy consumption by 20% through energy efficiency, and meeting 20% of our energy needs from renewable sources has to be achieved.

Sustainable Energy Action Plan (SEAP) accepted by the City Council in 2011 – worked out in cooperation with the Regional Energy Agency of Northwest Croatia (REGEA) is in concordance with the aforesaid EU 2020 targets. Actions related with solar energy are shown in Table 9 [2], each action has its estimated cost and its expected energy saving per year.

Sustainable Energy Action Plan of Velika Gorica

Sector	Action	Estimated cost [€]	Expected energy saving [MWh]	
Municipal buildings, equipment/facilities	Solar thermal collectors for educational, cultural, administrative and sports municipal institution	152000.00 €	735.33	Heat
	Construction of small photovoltaic systems (30 kw) on the roof of municipal buildings	54000.00 €	210	Electricity
Tertiary (non municipal) buildings, equipment/facilities	Installation of solar systems on tertiary buildings	5641220.00 €	1214	Heat
	Construction of small photovoltaic systems (30 kw) on the roof of municipal buildings	95000.00 €	420	Electricity
Residential buildings	Installation of solar systems in 600 households	454054.00 €	2423	Heat
	Construction of small photovoltaic systems (30 kw) on the roof of municipal buildings	95000.00 €	420	Electricity
Total		6491274.00 €	5422.33	

Table 9 Actions to develop by the city [2].

The comparison between the Sustainable Energy Action Plan of Velika Gorica and the consumption in the building sector of Velika Gorica in 2008 is shown in Table 10. Thus the aim energy save percentage with the plan is shown.

There is a higher intention of covering the energy demand with renewable sources in the buildings owned by the city, reaching a percentage of 11.95% in the electricity consumption and a percentage of 9.33% in the heat consumption.

Heat consumption means space heating consumption plus hot water consumption.

	Heat consumption (MWh)	Expected energy saving (MWh)	%	Electricity consumption (MWh)	Expected energy saving (MWh)	%
Total-buildings owned by the City	7878.53	735.33	9.33%	1757.29	210.00	11.95%
Residential sector of Velika Gorica	153031.84	2423.00	1.58%	30906.13	420.00	1.36%
Buildings sub-sector commercial and service activities	36432.00	1214.00	3.33%	10120.00	420.00	4.15%
Total	197342.37	4372.33	2.22%	42783.43	1050.00	2.45%

Table 10 The comparison between the Sustainable Energy Action Plan of Velika Gorica and the consumption in the building sector of Velika Gorica in 2008 [2]

References

- [1] Regionalna energetska agencija Sjeverozapadne Hrvatske and Grad Velika Gorica, "AKCIJSKI PLAN ENERGETSKI ODRŽIVOG RAZVITKA VELIKE GORICE," Zagreb, 2011.
- [2] (October, 2014) Covenant of Mayors. [Online].
http://www.covenantofmayors.eu/actions/sustainable-energy-action-plans_en.html

Appendix B, study of technologies

In this appendix a deeper study in the hybrid technology, PVT and seasonal thermal storage is presented. This deeper study has been made to explain and promote understanding of both technologies because they are new technologies and not as widely known as the rest of the technologies presented in the project.

B.1 Hybrid technology, photovoltaic thermal systems PVT

A Photovoltaic-Thermal system (PVT) integrates photovoltaic and solar thermal systems for the co-generation of electrical and thermal power from solar energy. The PVT cogeneration technology offers a solution that actually makes PV systems financially feasible in standard commercial and industrial applications. This combination opens new markets and provides an added value to current solar thermal technologies. Hence, it will further increase the market penetration of solar thermal energy and will bring the European Renewable Energy goals within easier reach [1].

The usage of the energy output can be used in different ways. Electrical energy of the PVT can either be used directly or be supplied to the grid while the thermal output depends strongly on the thermal system design and the amount of heat that is extracted by the user.

The usage of the thermal energy for the coverage of domestic hot water (DHW) demand and space heating (SH) demand is studied in this project. The electrical energy will be used by the own building (for lighting or cooling in summer) or sold in the grid.

As mentioned by Zondag [2] some advantages by combining the PVT collector will contribute to solve problems such as:

- Electrical efficiency increasing due to the cooling effect.
- Provide more architectural uniformity by aesthetical design and finally minimized the usage of space will reduce the payback period. Calculations made by ECN (Energy research Centre of the Netherlands) within the IEA project showed that by using PVT collectors instead of side by side systems it is possible to reduce the collector area by 40% with the same energy output.
- Improved the total operating efficiency.
- Higher lifetime of the photovoltaic panel because the cells are working in a lower temperature.
- Generation of electricity and thermal energy, finishing a competition that nowadays both technologies have in the roof space usage.

The cost of the system can be assumed to be lower than the cost of a thermal system plus the cost of the PV system, because they have an integrated production, saving materials, saving installation costs, and using less space.

There are different types of PVT collector, Liquid PVT collector, Air PVT collector and PVT concentrator. Among all types of PVT solar collectors, the most popular PVT collector is the Air PVT collector; nevertheless, this type of collector has less application compared to the water collectors [1]. The liquid PVT collector is evaluated in this project. Liquid PVT collector seems to be more useful because of the simplicity, the higher number of applications and the higher performance.

Until now, research on PVT has mainly been carried out on the level of module technology. There is also a necessity of developing non-technical issues as: financing issues, testing guidelines, training and education and installation issues. In the PVT Roadmap, an action plan is presented, describing the required actions by each market actor [1].

An analysis of PVT technology is shown in Table 11.

<p>Strength</p> <ul style="list-style-type: none"> • more efficient use of area • easier to install (single system) • easier to market (one product for all) • aesthetic advantage <p>Opportunity</p> <ul style="list-style-type: none"> • increase efficiency by dedicated PV • optimise system design (solar cooling, heat pump) • combined subsidy • interesting niche markets (utility, autonomous systems) 	<p>Weakness</p> <ul style="list-style-type: none"> • reliability not yet optimised (e.g. stagnation temperature resistance) • coupling of 2 dissimilar needs • economics not clear yet • reduced thermal module efficiency <p>Threat</p> <ul style="list-style-type: none"> • two separate industries required marketing channels for PV and T are different • industrial involvement is small • standards are lacking • awareness is lacking • practical experience from demonstration projects is lacking
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Table 11 Analysis of PVT technology [1]

B.1.1 Liquid PVT collector

Is a PV module which works as the absorber in a flat plate collector, flat plate collector works cooling the PV cells, thus collector turns solar energy into electricity and thermal energy (for example domestic hot water) see Figure 1. This collector could be used in different applications depending of the temperature:

- Low temperature: swimming pool and heat pump applications.
- Medium temperature: domestic hot water [3], absorption and space-heating [4].

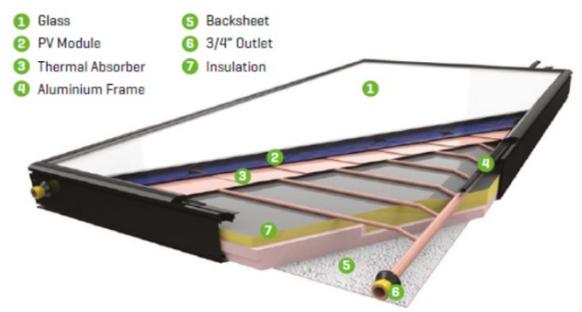


Figure 1 Liquid PVT collector

There is a big amount of different designs and studies for PVT water collector, among the different designs of PVT water collector, the tube and sheet design is the simplest and easiest to be manufactured, even though, the efficiency is 2% lower compared to other types of collectors such as, channel, free flow and two-absorber [5]. The PVT collector can be glazed or unglazed, if the end of the system is to use it as heating it is recommended to use a glazed technology although a lower electricity performance.

Market survey

A market survey of the different products for liquid PVT collector is presented in this section. Most of them use water as liquid. Durability of the life cell is one problem for this kind of collector. Most of the manufacturers offer a warranty of 10 years, when the payback is estimated for being between 4-10 years depending on the climatology [6]. These collectors are evaluated to be introduced in the district heating system of the City or to produce domestic hot water.

Anaf Solar

Anaf Solar [7] is an Italian company manufacturing the H-NRG, which is a combination of Photovoltaic cells combined with a very efficient aluminum thermal collector, a single device

which converts solar radiation into electricity and thermal energy at the same time. There was no answer from them to know the prices in the market survey thus it has not been evaluated in this project.

DualSun

DualSun [8] is a French company offering a solar collector that produces simultaneously electricity (photovoltaic) and hot water (solar thermal) for homes and buildings. The patented system integrates a photovoltaic panel with a heat exchanger on the back sheet, to produce 2 – 4 times more energy than a traditional photovoltaic panel. They do not give prices directly only to installers so it has not been evaluated in this project.

Ecomesh

Ecomesh [9] is a Spanish company. Ecomesh panels differentiate from others for their thermal insulation transparent cover technology that improves global efficiency, recovering the heat that other hybrid panels lose through the front side. This technology has been validated, patented, tested and installed by EndeF Engineering. The company gave the collector cost thus this collector will be evaluated in this project.

Millennium Electric

Millennium Electric [10] is a company from Israel. The Multi Solar System (MSS) is their product. Multi Solar System uses air and water pipes to cool the PV cells in order to increase the relative efficiency of the electric system and at the same time produce hot water and hot air which can be channeled for further thermal use. According to their data sheet the total efficiency of the collector can reach 85%, 70% thermal and 15% electrical. There was no answer from them to know the prices in the market survey thus it has not been evaluated in this project.

Sela solar

Sela solar [11] is a company from Spain, their product is M-240 PVT., This product is made from a solar thermal collector already created by the company with an integrated photovoltaic module, the glass wool is used as insulation. The company provided the collector cost thus this collector will be evaluated in this project

Solimpeks

Solimpeks [12] is a company from Turkey, this company offers collector at very cheap prices. They have 2 products, Volther PowerVolt unglazed, and PowerTherm glazed. The company gave the collector costs and they can be checked online, thus these collectors will be evaluated in this project.

TES

TES [13] is a company manufacturing the TESZEUS PVT, and it has 4 different collectors: polycrystalline PVT hybrid collector for 240 W and 280W and monocrystalline PVT hybrid collector for 250 W and 300 W. There was no answer from them to know the prices in the market survey thus they have not been evaluated in this project.

Other companies

There are more companies which have been not possible to contact them as: Power Panel [14], HYSOLAR [15], Solartwin [16]. Sekisui Chemical Co [17] is not developing anymore their

water PVT collector and the institute Fraunhofer für Solare Energiesysteme ISE [18] has a collector in a developing stage.

B.1.2 Air PVT collector

Similar to liquid collector but the air is used as heat transfer fluid. This type of collector has a lower performance than liquid collectors. The level of commercialization is higher than liquid PVT collectors. This product preheats ventilation air, but the main purpose of most of the products is actually to provide dehumidification of the air in cabins, garages houses. The PV cells usually supply a fan in the top of the collector with electricity.

Market survey

A market survey of the different products for air PVT collector has been done, but they are not evaluated in this project because air PVT collectors are more focused on ventilation and only liquid PVT collector is able to be introduced in the district heating system of the City or to produce domestic hot water.

Solar wall

Solar wall [19] is a commercial brand produced by Conservall Engineering Inc., The heat energy captured from the PVT modules is ducted into the buildings system, see Figure 2, where it is used to displace the conventional heating load, the secondary benefit is to provide PV cooling by reducing the operating temperature of the PV modules, which improves the electrical performance the total solar efficiency to over 50%.

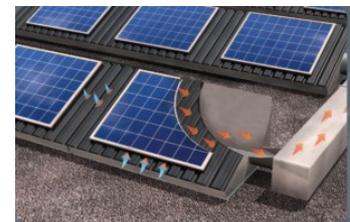


Figure 2 Solar wall PVT air collector

Twinsolar

Twinsolar is a PVT collector with PV over the whole absorber. Due to the safe and independent operation of the Twinsolar [20] system, it is ideal for second homes and houses not normally in use. The annual maintenance cost of the independent system at home is only the cost of changing the filter once or twice a year. Air is circulating in the panel, entering and exiting in the same (lowest) side see Figure 3. Hot air is used as ventilation air in the building. For areas between 60-90 m² the installation cost is around 64 €/m² [21].



Figure 3 TwinSolar PVT air collector

B.1.3 PVT Concentrating

It is a concentrating technology that combines photovoltaic (PV) cells to produce electricity, with thermal energy absorption to produce hot water at high temperature.

Market survey

The level of commercialization is the lowest of the PVT collectors. Some products are shown below.

Absolicon X10 PVT

Absolicon X10 PVT [22] is a parabolic solar concentrator that focuses the rays from the sun on a central receiver. The trough is covered by a hardened glass that protects reflector and receiver. The product is commercially sold in many countries since 2008. For now, they are not offering the product to clients as they are in a developing stage to adjust their product for

mass-producing in a production line-concept, therefore no prices are available and they have not been evaluated in this project.

Power-spar

Power-spar is Canadian company; the modular Power-Spar design enables a choice of energy outputs – PV Electricity – Heat – Co-generated Electricity & Heat or Heat and Light, all from a common manufacturing platform. It has been not possible to contact them, seems to be not available anymore.

Solarus

Recently, Solarus [23] has developed a solar panel design that incorporates the photovoltaic to the original thermal system. A PVThermal (PVT) system was by definition a ‘combination’ system, which produced both electricity and heat from one integrated system using the same surface area see Figure 4. The company provided the collector cost thus this collector has been evaluated in this project.



Figure 4 Solarus PVT concentrating collector

B.1.4 Conclusion

The market is similar to conventional solar thermal systems, but the characteristics of different types of solutions make them suitable for different types of customers see Table 12, [24].

An overview of benefits of the different PVT design options is shown in Table 13 [24].

PVT collectors seem to be a promising option to use in a solar system, thus there were two proposed scenarios for the use of PVT collectors in the City: (i) producing domestic hot water and (ii) preheating water in a district heating plant. In the aforesaid scenarios PVT collectors were evaluated and compared with normal flat plate collectors.

Markets (in order of size)	Type of application	Liquid modules glazed	Liquid modules unglazed	Liquid modules unglazed with heat pump	Air modules glazed	Air modules unglazed	Ventilated PV with heat recovery	PV/T concentrators
Consumers	Domestic hot water	+++						
	Domestic space heating & hot water	+		+++	+			
	Collective hot water	++						+++
	Collective space heating & hot water	++						+
	Pool heating		+++					
Tertiary	Collective hot water	++						++
	Collective space heating & hot water	+		+				+
	Office space heating	+		++	+++	+++	+++	
	Solar cooling				+	+	++	++
	Public pool heating	++	++					
Agriculture	Solar drying				+	+		
	Hot water	+	+					
Industry	Industrial process heat	+	+					+
	Industrial space heating			+		+	+	
	Solar cooling							+

Table 12 Relation between market segments and PVT systems. Future main markets are marked with +++, niche markets with ++ and +, [24]

	Module cost	Reliability	Market potential	Building integration	System economics	Aesthetics
Liquid modules glazed			++	+	+	
Liquid modules unglazed		+	+	+	+	+
Air modules glazed	+			+	+	
Air modules unglazed	+	++		+	+	+
Ventilated PV facades	++	++		+	+	+
PV/T concentrators	+				+	

Table 13 Overview of benefits of the different PVT design [24]

B.2 Seasonal thermal energy storage (STES)

Thermal energy storage systems (TES) are defined as the temporary storage of thermal energy in the form of hot or cold substances for later utilization. Energy storage can be classified into short-term storage and long-term storage according to different storage durations [25]. Using excess heat collected in the summer to compensate the heat supply insufficiency during the wintertime is the concept of Seasonal Thermal Energy Storage Systems (STES), also called long-term heat storage.

For thermal solar energy, STES becomes important to meet the thermal needs during winter with the overproduction during summer making a higher solar fraction, STES is helpful for balancing between the supply and the demand of energy.

The main types of STES are sensible and latent. Sensible STES systems store energy by changing the temperature of the storage medium, e.g., water. Latent STES systems store energy through phase change, e.g., melting paraffin waxes. Latent STES units are generally smaller than sensible storage units. More compact TES can be achieved based on storages that utilize chemical reactions [26], but latent techniques, thermo chemical storages and sorption storages STES systems are not yet ready for the use in seasonal thermal energy storage

applications. Sensible STES systems are the most widely used for seasonal thermal energy storage.

B.2.1 Sensible STES systems

There are four storage concepts shown in Figure 5, tank thermal energy storage (TTES), pit thermal energy storage (PTES), borehole thermal energy storage (BTES) and aquifer thermal energy storage (ATES) [27].

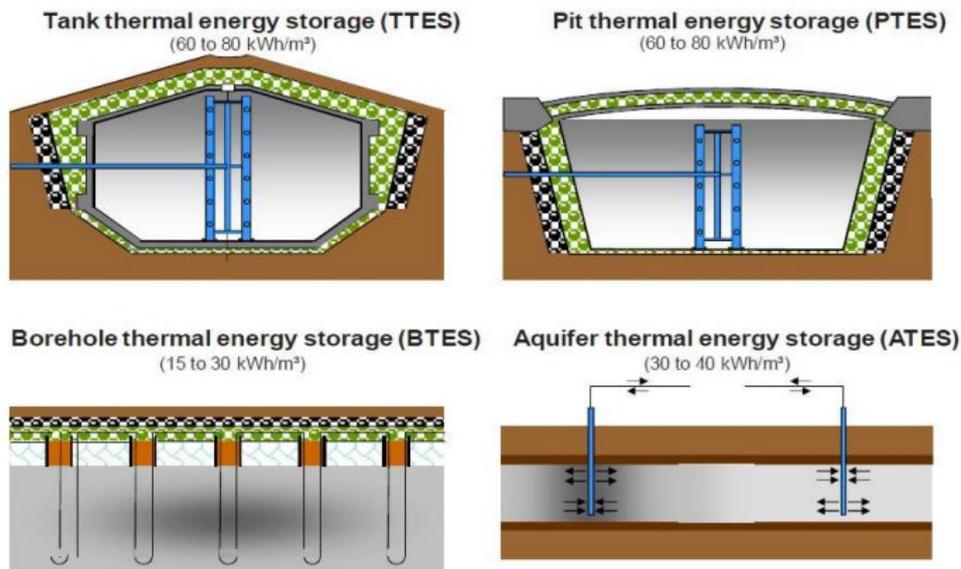


Figure 5 Four sensible thermal energy storage systems [27]

Tank Thermal Energy Storages (TTES)

TTES usually have a structure made of concrete, steel or glass fiber reinforced plastic. Because of the high investment cost they are in general only used as buffer tanks with volumes up to 200 m³. Some above ground large-scale steel storage tanks are available in Austria, Denmark and Sweden [27]. It is usually water-filled.

Pit Thermal Energy Storage (PTES)

PTES are built without static constructions. They are entirely buried making insulation in a pit. The lid depends on the storage medium and geometry. The construction of a lid for water PTES requires major effort and is the most expensive part of the thermal energy storage and usually floats on top of the water. In the case of gravel or sand-water storage the thermal capacity is lower. In Denmark there is a big amount of water-filled PTES where Marstal is the largest one with a storage volume of 75000 m³ [90].

Borehole Thermal Energy Storage (BTES)

In a BTES the underground is used as storage material. Only suitable geological formations as rock or water-saturated soils without natural groundwater flow are able for this kind of thermal storage. Heat is exchanged by vertical borehole heat exchangers (ducts).

Aquifer Thermal Energy Storage (ATES)

Aquifers are below-ground widely distributed and water filled permeable sand, gravel, sandstone or limestone layers with high hydraulic conductivity. They can be used for thermal

energy storage if there are impervious layers above and below and no or only low natural groundwater flow. Two wells are drilled into the aquifer layer and serve for extraction or injection of groundwater.

For further information of sensible storage systems and construction details see: [25], [27], [28], [29], [30], [31].

Comparison of sensible storage concepts regarding heat capacity and geological requirements is shown in Table 14 [32].

Hot-water	Gravel-water	Duct	Aquifer
<i>Storage medium</i> Water	Gravel-water	Ground material (soil/rock)	Ground material (sand/gravel...-water)
<i>Heat capacity (kWh/m³)</i> 60–80	30–50	15–30	30–40
<i>Storage volume for 1 m³ water equivalent</i> 1 m ³	1.3–2 m ³	3–5 m ³	2–3 m ³
<i>Geological requirements</i> <ul style="list-style-type: none"> • Stable ground conditions • Preferably no groundwater • 5–15 m deep 	<ul style="list-style-type: none"> • Stable ground conditions • Preferably no groundwater • 5–15 m deep 	<ul style="list-style-type: none"> • Drillable ground • Groundwater favourable • High heat capacity • High thermal conductivity • Low hydraulic conductivity ($k_f < 1.10$ m/s) • Natural ground-water flow < 1 m/a • 30–100 m deep 	<ul style="list-style-type: none"> • Natural aquifer layer with high hydraulic conductivity ($k_f > 1.10$ m/s) • Confining layers on top and below • No or low natural ground flow • Suitable water chemistry at high temperatures • Aquifer thickness 20–50 m

Table 14 Comparison of sensible storage concepts [32]

Seasonal storage in lakes

Seasonal storage in natural or artificial lakes has been studied because in the city of Velika Gorica there is an artificial lake and there is an intention of using it as seasonal thermal storage.

In 1980, the Swedish designer P. Margen suggested a highly original method for medium temperature heat storage. Margen's concept was to create a watertight enclosure floating on a lake, delimiting a volume of water that is stable because it is hot and therefore lighter than the surrounding water (Figure 6) [33].

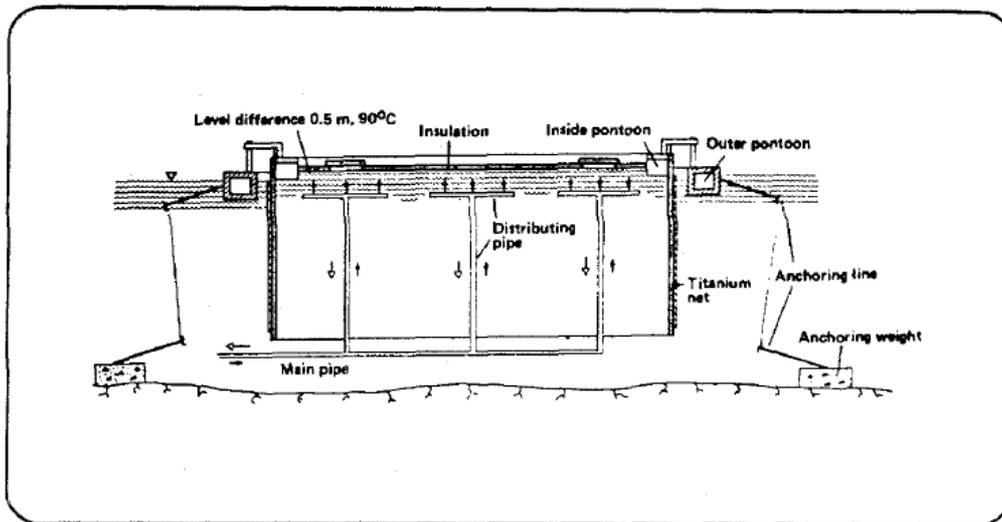


Figure 6 Arrangement for storing hot water in a natural lake [33]

The top and sides of the enclosure have to be insulated so that the temperature of the store can reach 90°C, Selection of appropriate insulating material for the sides is complicated because the material must withstand pressure and must be submerged in water. The floating structure could be designed as PTES systems.

No projects with seasonal storage in lakes have been found and in a first analysis this technology seems to be more expensive than PTES systems so it has not been taken into account for the new proposals.

On the other hand, apart from the environmental impact problems that large-scale use may entail, natural lakes have many worthwhile possibilities as heat sources for heat pumps, as in Velika Gorica exists an artificial lake there is a great source for heat pumps.

B.2.2 Storage costs

The cost data of the built pilot and demonstration storages and some studies is shown in Figure 7 [28]. There is a strong cost decrease with an increasing storage volume, the investment costs vary between 40 and 250 €/m³. Generally TTES are the most expensive ones. On the other hand they have some thermo-dynamical advantages and they can be built everywhere. The lowest cost can be reached with ATES and BTES but they have higher requirements on the local ground conditions, e.g. additional costs for site exploration and if necessary additional maintenance costs for water treatment in aquifer storages.

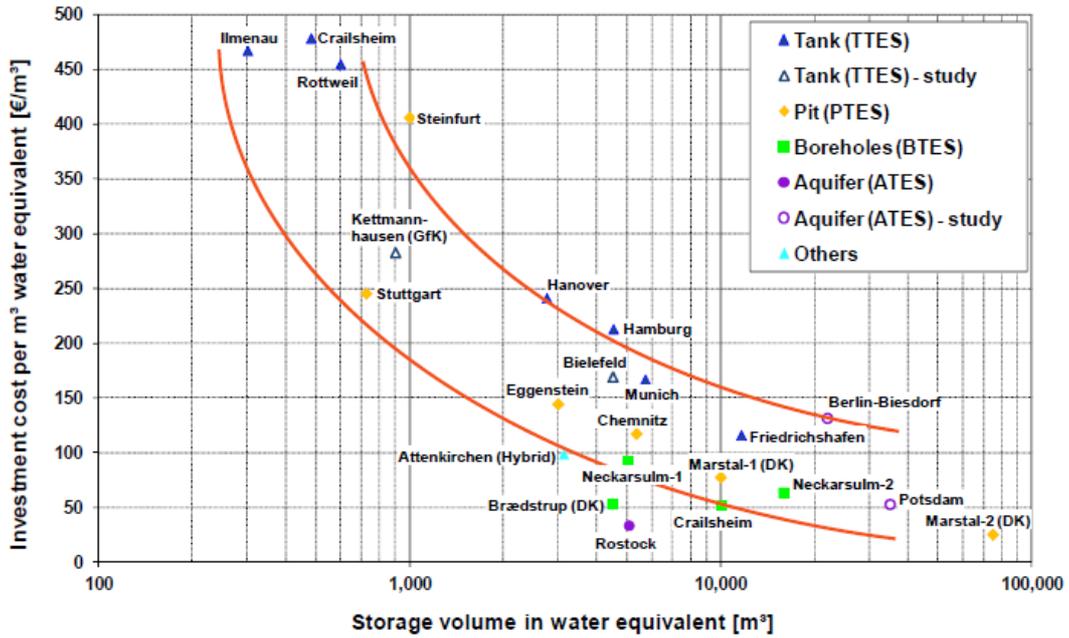


Figure 7 Specific investment cost for STES (without VAT) [28]

Graphs for TTES and PTES have been made separately to estimate the price of the storage volume per m³. Cost dependence on storage volume for TTES is shown in Figure 8.

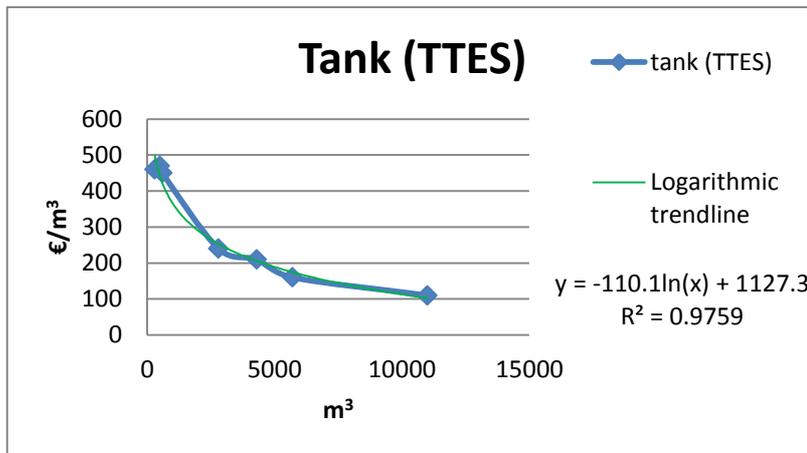


Figure 8 Specific investment cost for TTES

Cost dependence on storage volume for PTES is shown in Figure 9.

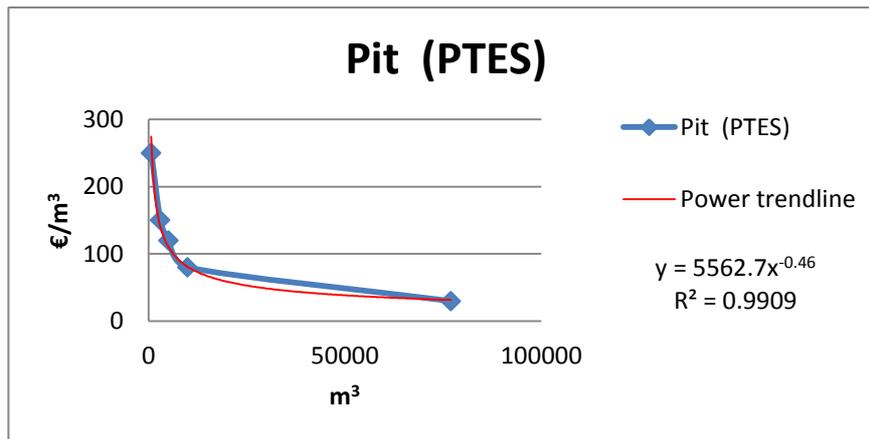


Figure 9 Specific investment cost for PTES

The volume of a storage unit increases (roughly) as the cube of the characteristic dimension and its area for heat loss increases as the square, so increasing the size reduces the loss-to-capacity ratio. So even for the cost and even for the heat losses the bigger the tank the better the system is.

References

- [1] W.G.J. van Helden , M. Bakker, P. Affolter, W. Eisenmann, H. Fechner, M. Rommel, A. Schaap, H. Sörensen, Y. Tripanagnostopoulos H.A. Zondag, "PVT Roadmap: a European guide for the development and market introduction of PVT technology," in *20th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Barcelona, Spain, 2005.
- [2] H.A. Zondag, "Flat-plate PV-Thermal collectors and systems:A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 12, pp. 891-859, May 2008.
- [3] Y. Tripanagnostopoulos S.A. Kalogirou, "Hybrid PV/T solar systems for domestic hot water and electricity production," vol. 47, pp. 3368-3382, 2006.
- [4] G. A Vokas , F. Skittides N. Christandonis, "Simulation of hybrid Photovoltaic-Thermal Collector (PV-TC) Systems for domestic Heating and Cooling – Case Study: Island of Rhodes," Athens, GREECE,.
- [5] Mohd Yusof Othman, Mohd Hafidz Ruslan, Sohif Mat, Kamaruzzaman Sopian Adnan Ibrahim, "Recent advances in flat plate photovoltaic/thermal (PV/T) solar collectors," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. 352-365, 2011.
- [6] Pongpith Tuenpusa, Yuki Ueda and Atsushi Akisawa Thipjak Nualboonrueng, "Field Experiments of PV-Thermal Collectors for Residential Application in Bangkok," vol. 5, pp. 1229-1244, 2012.
- [7] (2015, April) anafsolar. [Online]. www.anafsolar.eu
- [8] (2015, April) dualsun. [Online]. www.dualsun.fr
- [9] (2015, April) ecomesh. [Online]. www.ecomesh.es
- [10] (2015, April) millenniumsolar. [Online]. www.millenniumsolar.com
- [11] (2015, April) selasolar. [Online]. www.selasolar.com
- [12] (2015, April) solimpeks. [Online]. www.solimpeks.com
- [13] (2015, April) tessolarwater. [Online]. www.tessolarwater.com
- [14] (2015, April) powerpanel. [Online]. www.powerpanel.com

- [15] (2015, August) International clean energy consortium. [Online]. www.icec.ch
- [16] (2015, April) solartwin. [Online]. www.solartwin.com
- [17] (2015, April) sekisuichemical. [Online]. www.sekisuichemical.com
- [18] (2015, April) fraunhofer ISE. [Online]. <http://www.ise.fraunhofer.de/en>
- [19] (2015, April) solarwall. [Online]. <http://solarwall.com/en/home.php>
- [20] (2015, April) twinsolar. [Online]. www.twinsolar.com
- [21] (2015, April) todoensolar. [Online]. www.todoensolar.com
- [22] (2015, April) absolicon. [Online]. www.absolicon.com
- [23] (2015, August) SOLARUS. [Online]. www.solarus.se
- [24] Sörensen, Byström, Collins, Karisson Hansen, "Market , modelling, testing and demonstration in the framework of IEA task 35 on PV/ thermal solar systems," IEA SHC, 2007.
- [25] R.Z. Wang, Y. Li J. Xu, "A review of available technologies for seasonal thermal energy storage," *Solar Energy*, vol. 103, pp. 610-638, May 2014.
- [26] Ali Haji Abedin, "Thermochemical Energy Storage Systems: Modelling, Analysis and Design," July 2010.
- [27] Oliver Miedaner, Thomas Schmidt, "Solar district heating guidelines, Storage, fact sheet 7.2," Solites, 2014.
- [28] Mangold D., Sorensen P.A. Schmidt T., "Large-scale heat storage," Solites, 2011.
- [29] Morten Vang Jensen, "Seasonal pit heat storages - Guidelines for materials & construction," PlanEnergi, December 2014.
- [30] Thomas Engberg Pedersen Klaus Ellehauge, "Solar heat storages in district heating," 2007.
- [31] (2015, June) SUNSTORE 4. [Online]. <http://sunstore4.eu/>
- [32] T., Mangold, D., Muller-Steinhagen, H. Schmidt, "Seasonal thermal energy in Germany," , Göteborg, Schweden, 2003 June.
- [33] Dominique Chuard, Pierre Jaboyeddoff, Pierre Chuard Jean-Christophe Hadorn, "Guide to Seasonal Heat Storage ," SIA, Swiss Association of Engineers and Architects, Zurich, 1990.
- [34] Chiesa G, Verri F. Aste N, "Design, development and performance monitoring of a photovoltaic-thermal (PVT) air collector," *Renewable Energy*, vol. 33, pp. 914–927, 2008.