

INFORMES
TÉCNICOS

002

Análisis de potencial
y oportunidades de
integración de
energía solar
térmica en redes
de calor

Las grandes
redes de
Barcelona

www.idae.es



IDAE

Informes técnicos IDAE: Análisis de potencial y oportunidades de integración de energía solar térmica en redes de calor.

Madrid, 2015

Autores: AIGUASOL; Oriol Gavalrà, Daniel González, Ángel Carrera, Raúl García.

Coordinación y revisión IDAE: Carlos Montoya, Andrés Paredes, Jaira Díaz Urriaga.

El presente estudio ha sido promovido por el IDAE. Aunque el IDAE ha supervisado la realización de los trabajos y ha aportado sus conocimientos y experiencia para su elaboración, los contenidos de esta publicación son responsabilidad de sus autores y no representan necesariamente la opinión del IDAE sobre los temas que se tratan en ella.

ÍNDICE

1	Resumen Ejecutivo	8
1.1	Resultados	8
1.2	Metodología.....	10
1.3	Propuestas.....	12
2	Planteamiento	14
2.1	Antecedentes.....	15
2.2	Contexto.....	16
2.3	Problemática	21
3	Objetivo	23
4	Metodología	24
4.1	Determinación de parámetros de viabilidad.....	24
4.2	Identificación de casos de oportunidad.....	30
4.3	Elaboración de propuestas	31
5	Estado del Arte de las Tecnologías	32
5.1	Redes de calor y frío.....	32
5.1.1	Control de la aportación energética del sistema.....	33
5.1.2	Condiciones sobre la temperatura del fluido.....	33
5.1.3	Redes de distribución	34
5.1.3.1	Trazado	34
5.1.3.1.1	Configuración	34
5.1.3.1.2	Tipología.....	34
5.1.3.2	Configuración de bombeo	35
5.1.3.3	Tuberías	36
5.1.3.3.1	Tuberías preaisladas con recubrimientos de material plástico..	37
5.1.3.3.2	Tuberías de acero con recubrimiento de acero.....	37
5.1.3.3.3	Aquawarm.....	38
5.1.3.3.4	Tuberías flexibles	38
5.1.3.3.5	Tuberías de plástico.....	38
5.1.3.3.6	Tuberías en conducto de hormigón	38
5.1.3.3.7	Otras consideraciones	38

5.1.3.4	Elementos accesorios de red	39
5.1.4	Estaciones de interconexión con el usuario.....	39
5.1.4.1	Conexión directa	40
5.1.4.2	Conexión indirecta.....	40
5.1.5	Medición del consumo de energía	41
5.2	Energía solar térmica	41
5.2.1	Introducción.....	41
5.2.2	Captadores solares planos	42
5.2.3	Captadores solares de tubo de vacío	44
5.2.3.1	Captadores de tubo de vacío de flujo directo.....	45
5.2.3.2	Captadores de tubo de vacío heat pipe.....	47
5.2.4	Captadores CPC (Concentrador estacionario)	49
5.2.5	Colectores cilíndrico-parabólicos.....	50
5.2.6	Concentradores lineales de Fresnel	51
5.2.6.1	Estado actual de desarrollo.....	52
5.2.7	Parámetros del rendimiento de un colector solar.....	53
5.3	Acumulación Estacional	56
5.3.1	¿Por qué almacenamiento?	56
5.3.2	Tecnologías de construcción de acumuladores estacionales	57
5.3.3	Almacenamiento de energía en tanques y pozo (TTES y PTE).....	59
5.3.3.1	Tanque de almacenamiento de energía térmica (TTES).....	59
5.3.3.2	Almacenamiento de energía térmica en pozo (PTE)	61
5.3.4	Almacenamiento de energía térmica en sondeos y acuíferos.....	63
5.3.4.1	Almacenamiento de energía térmica con sondeos (BTES)	63
5.3.4.2	Almacenamiento de energía térmica en acuíferos (ATES).....	65
5.3.5	Costes de los sistemas de acumulación.....	67
5.4	Integración de instalaciones solares térmicas distribuidas en redes.....	69
5.4.1	Introducción.....	69
5.4.2	Esquemas de integración.....	69
5.4.3	Ejemplos actuales de redes urbanas con integración de energía solar descentralizada	70
6	Hipótesis del Estudio.....	75
6.1	Hipótesis sobre tecnologías.....	75
6.2	Instalaciones solares térmicas de gran escala con captador solar plano y acumulación	75

6.2.1	Instalaciones solares térmicas de media temperatura.....	77
6.3	Hipótesis económicas generales.....	77
6.4	Hipótesis sobre la demanda de calor.....	79
6.4.1	Districlima.....	79
6.4.2	Ecoenergías.....	79
7	Descripción de las Redes Objeto.....	80
7.1	Descripción de las Redes.....	80
7.1.1	Districlima.....	80
7.1.1.1	Central Fórum.....	81
7.1.1.2	Central Tánger.....	81
7.1.2	Ecoenergías.....	81
7.2	Demandas actuales.....	83
7.2.1	Districlima.....	83
7.2.2	Ecoenergías.....	85
7.3	Demandas futuras.....	86
7.3.1	Districlima.....	86
7.3.2	Ecoenergías.....	87
8	Soluciones Tecnológicas.....	89
9	Determinación de las Condiciones de Viabilidad.....	90
9.1	Instalaciones solares térmicas de gran escala con captador solar plano y acumulación diaria.....	90
9.1.1	Red Ecoenergías.....	90
9.1.2	Red Districlima.....	93
9.2	Instalaciones solares térmicas de gran tamaño con captador solar plano y acumulación estacional.....	94
9.2.1	Red Ecoenergías.....	95
9.2.2	Red Districlima.....	97
9.3	Sistema solar térmico de media temperatura.....	98
9.3.1	Red Ecoenergías.....	99
9.3.2	Red Districlima.....	101
9.4	Efecto de los precios de la energía en la rentabilidad del sistema.....	102
9.4.1	Instalaciones solares térmicas de gran escala con captador solar plano.....	102
9.4.2	Instalación solar térmica de gran escala con captador solar plano y acumulación estacional.....	103

9.4.3	Sistema Solar Térmico de Media Temperatura	104
9.5	Reparación de sistemas solares existentes	105
9.5.1	Concepción del análisis y de la metodología	105
9.5.2	Edificios Objeto	106
9.5.3	Esquemas hidráulicos de conexión a la red	107
9.5.3.1	Esquema 1 (SCH1).....	108
9.5.3.1.1	Análisis Energético Tipología 1: Residencial	109
9.5.3.1.2	Análisis Energético Tipología 2: Equipamiento	113
9.5.3.2	Esquema 2	117
9.5.3.3	Esquema 3	120
9.5.3.4	Comparativa	122
9.5.4	Análisis de los distintos casos económico-legales (cas).....	123
9.5.4.1	Descripción de los casos.....	123
9.5.4.2	Caso 1: Consumidor existente con instalación en funcionamiento.....	124
9.5.4.3	Caso 2: Consumidor existente con instalación parada	124
9.5.5	Resultados técnico-económicos	126
9.5.5.1	Explotación a cargo de la red urbana	126
9.5.5.1.1	Casuísticas de las conexiones.....	126
9.5.5.1.2	Esquema de explotación y resultados	129
9.5.5.2	Explotación a cargo de una empresa de servicios energéticos (ESE) externa	131
9.5.5.2.1	Tipos de conexión	131
9.5.5.2.2	Esquemas de explotación y resultados	132
9.5.6	Análisis crítico de los resultados.....	134
9.5.7	Análisis de oportunidades para los distintos esquemas.....	135
9.5.7.1	Esquema 1	135
9.5.7.2	Esquema 2	136
9.5.7.3	Esquema 3	137
9.5.8	Análisis global de la red y recomendaciones a futuro.....	138
9.5.8.1	Límites de conexión	138
9.5.8.2	Recomendaciones a futuro	139
10	Identificación de Oportunidades	140
11	Desarrollo de Propuestas.....	143
12	Conclusiones	146

13	Referencias.....	148
14	Índice de Ilustraciones.....	149
15	Índice de Tablas.....	153
16	Índice de Siglas.....	155
17	Anexo 1: Detalle de Variables y Rangos para cada Sistema.....	157

1 RESUMEN EJECUTIVO

1.1 RESULTADOS

En el presente trabajo se ha analizado la viabilidad de incorporación de instalaciones solares térmicas a las redes urbanas de calefacción de Barcelona: Districlima y Ecoenergíes.

Actualmente la energía suministrada por ambas redes aprovecha en gran medida fuentes de energía residual, sin embargo sus perspectivas de crecimiento hacen que sea interesante analizar qué posibilidades de participar en el mix de generación tiene la energía solar térmica, especialmente cuando esta energía residual no sea capaz de satisfacer el crecimiento de la demanda.

La incorporación de energía solar tiene además otro valor añadido, y es el cumplimiento de las exigencias sobre incorporación de energía solar en la edificación, derivadas de las ordenanzas municipales y el Código Técnico de la Edificación. Los usuarios de las redes de calefacción con energía solar podrían apoyarse en éstas para cumplir sus obligaciones de incorporación de energía solar.

De las dos redes analizadas, la red de Ecoenergíes es la que presenta un escenario de viabilidad técnica y económica con mayores posibilidades. Si la red de Ecoenergíes sigue la evolución de crecimiento prevista, **a partir del año 2014 cerca de un 30% de su consumo energético para calor podría provenir de instalaciones solares térmicas**, mediante inversiones rentables sin ningún tipo de subvención pública.

Se ha analizado un periodo temporal que abarca desde 2014 a 2020 de manera que se determinará no sólo si la incorporación de las instalaciones solares será posible en el momento actual, sino en qué momento del futuro podrían ser viables.

Las instalaciones que serán viables en este periodo son:

- **Instalación de 1.500 m² de captador solar de concentración lineal Fresnel (LFC, Linear Fresnel Collector) sobre suelo**, en operación a partir de 2014, en parcela industrial en desuso cercana a la central Marina.
- **Instalación de 5.000 m² de captador solar plano (FPC, Flat Plate Collector) con Acumulación Estacional (AE) de 8.000 m³**, en operación a partir de 2018, sobre la cubierta de IKEA o de la Fira de Barcelona.
- **Instalaciones solares térmicas existentes que serían reformadas para poder ser conectadas a la red**. Se trataría de instalaciones de distintos tamaños y que se encontrarían en diferentes estados.

La tabla siguiente muestra, para cada tecnología y año, los diferentes dimensionados que son viables. Los resultados se muestran de forma no acumulativa, es decir, que las diferentes soluciones tecnológicas que se proponen se desarrollarían de forma única, evitando así que las instalaciones compitan por la demanda.

Tabla 1. Capacidades anuales según tecnologías y años en Ecoenergías

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda calor (MWh)		382	2.234	2.965	4.054	5.940	7.029	8.118	10.840	11.385
Área de captación (m²)	FPC	101	595	790	1.081	1.584	1.874	2.165	2.891	3.036
	FPC+AE	254	1.489	1.977	2.703	3.960	4.686	5.412	7.227	7.590
	LFC	207	1.210	1.606	2.196	3.217	3.807	4.397	5.872	6.167

En el caso de la red de Districlima, al ser ésta alimentada por energía térmica residual de muy bajo coste procedente de una incineradora, será más difícil encontrar una configuración de instalación solar que permita su incorporación de forma técnica y económicamente viable, de tal manera que su tamaño no supere la capacidad de aprovechamiento de su fuente de energía residual. Se representan las diferentes Tasas Internas de Retorno (TIR), obtenidas para cada configuración analizada en función de diferentes fracciones solares. Los resultados varían dependiendo del comportamiento propio de cada sistema y de los distintos periodos de explotación de cada tecnología.

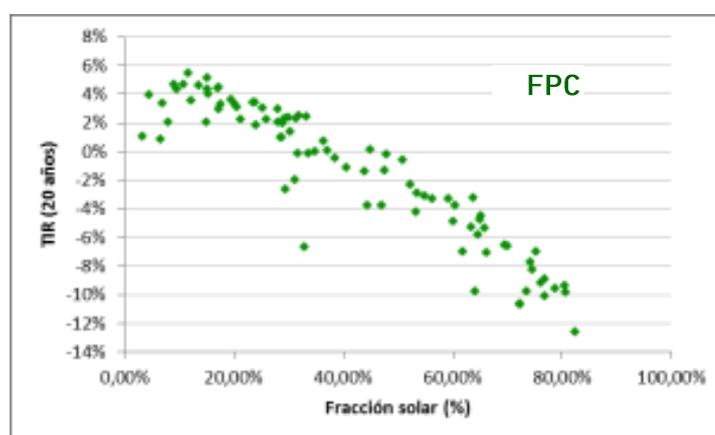


Ilustración 1. Tasas Internas de Retorno en función de la fracción solar para una instalación de FPC

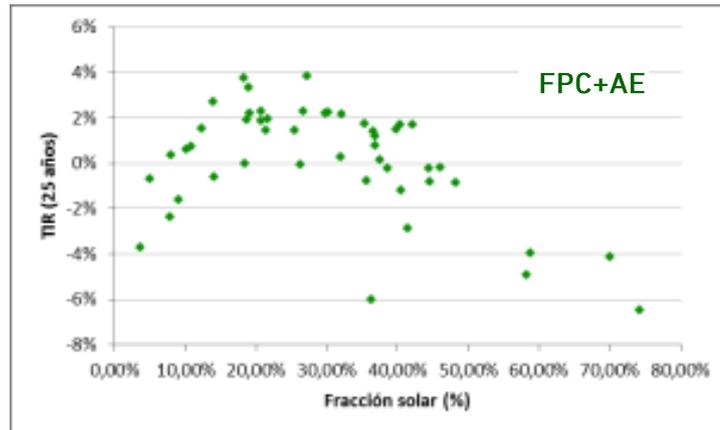


Ilustración 2. Tasas Internas de Retorno en función de la fracción solar para una instalación de FPC con AE

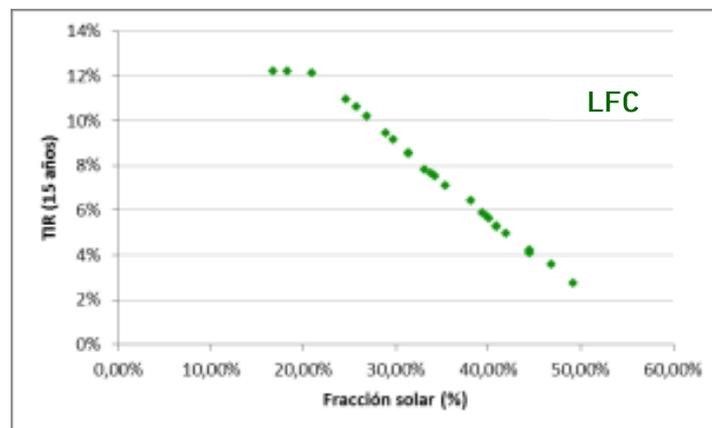


Ilustración 3. Tasas Internas de Retorno en función de la fracción solar para una instalación de LFC

Para el cálculo de las TIR se ha considerado para las instalaciones existentes con FPC un periodo de 20 años teniendo en cuenta su vida útil, 25 años para las instalaciones con FPC + AE, por lo intensivo de la inversión requerida y 15 años para las instalaciones con LFC, al ser la ocupación del suelo un factor limitante.

Adicionalmente, se han incluido en todas las operaciones costes financieros del 6% que cubrirían el 100% del capital. Estos gráficos nos ayudan a entender también qué nivel de fracción solar podemos alcanzar con cada tecnología. Se muestran únicamente los gráficos para Ecoenergías, dado que los de Districlima arrojan TIR negativas.

1.2 METODOLOGÍA

Se ha planteado una aproximación, en tres pasos, abierta al conjunto de las tecnologías y oportunidades existentes:



Ilustración 4. Esquema de la metodología

Para determinar los **parámetros de viabilidad** se han realizado simulaciones dinámicas de las diferentes configuraciones con un programa de simulación dinámica (TRNSYS, Transient System Simulation Tool) y se ha realizado un muestreo estadístico tipo LHS (Latin Hypercube Sampling) con el paquete estadístico R³.

Utilizando como indicadores el coste de generación de la energía, también denominado Levelized Energy Cost (LEC), y la TIR asociada a la inversión, se ha determinado:

- La fracción solar óptima, siendo ésta la que da lugar a una aportación solar máxima en verano igual a la demanda.
- El área de captación correspondiente a dicha fracción solar.
- El perfil de demanda del operador de la red.
- Finalmente, la instalación que maximice la rentabilidad del sistema solar, en función de los datos anteriores.

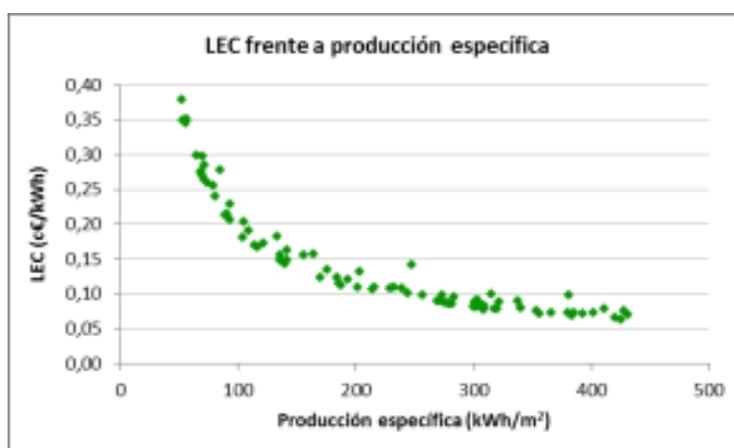


Ilustración 5. Evolución del LEC (c€/kWh) en función de la producción específica (kWh/m²)

La identificación de

los casos posibles,

o de oportunidad, se ha efectuado a partir de un análisis cartográfico realizado con Google Earth que ha permitido identificar cubiertas y parcelas disponibles. Este análisis ha permitido desarrollar las propuestas de intervención.

1.3 PROPUESTAS

Captador solar Fresnel, en operación a partir de 2014			
General		Suelo	
Código	LFC01.2014	Explotación	15 años
Año	2014	Régimen	Alquiler o compra
Tipo	Suelo	Compensación	75.000 €
Distancia a tubo	0 m		
Ubicación	Suelo 00		
Coordenadas	Latitud	41° 20'15,84"N	
	Longitud	2° 7'46,74"E	
Técnico			
		Tecnología	Colector Linear Fresnel
		Superficie	1.606 m ²
		Fracción solar	26%
		Producción	771 MWh/año
		Producción	480 kWh/m ² año
		Vida Útil	25 años
Financiero			
		Inversión	329.000 €
		TIR	10,63%
		LEC	0,0429 €/kWh



Descripción

En las proximidades de la Central de Zona Franca existe una parcela de 324.634 m² que actualmente no contiene ninguna construcción. Esta parcela cuenta con acceso a la red de Ecoenergías, por lo que no requiere de inversión extra para acometer su conexión.

Se plantea la ocupación de unos 2.000 m² para la instalación en suelo de 1.606 m² de Captadores Lineales de Fresnel de gran formato durante un período de explotación de 15 años prorrogable. La concesión de este uso del suelo se debe conseguir a cambio de un pago total de 75.000 €, que corresponde a 2,5 €/m² anuales, sea en modo de alquiler, de concesión o de compra-venta. La actual situación del mercado de suelo industrial hace pensar que esta posibilidad no quede muy lejos de la realidad.

La instalación de los 1.606 m² de LFC ya en 2014 hubiera permitido la inyección a la red de calor de 0,7 GWh anuales, correspondientes a una fracción solar del 26% de la demanda de calor, de forma económicamente viable sin ningún tipo de subvención pública.

La operación se llevaría a cabo por parte de una Empresa de Servicios Energéticos (ESE) solar que realizaría la inversión, vendiendo el calor a Ecoenergíes por un precio inferior al coste actual de generación de la red. Ecoenergíes o Dalkia podrían participar de la sociedad explotadora de la instalación.

La disponibilidad de suelo y el previsible incremento de la demanda permitirían la ampliación de la instalación hasta más de 6.000 m² en 2020.

Captador solar plano con Acumulación Estacional, en operación a partir de 2018

General		Cubierta	
Código	FPCSS01.2018	Explotación	25 años
Año	2018	Régimen	Convenio
Tipo	Cubierta	Compensación	0 €
Distancia a tubo	0 m		
Ubicación	Fira		
Coordenadas	Latitud	41° 21' 26,47"N	
	Longitud	2° 7' 55,07"E	

Técnico	
Tecnología	FPC con A
Superficie	5.412 m ²
Fracción solar	30%
Volumen	8.330 m ³
Producción	2.435 kWh/m ² año
Vida Útil	25 años

Financiero	
Inversión	1.592.000 €
TIR	4,45%
LEC	0,0585 €/kWh



Descripción

La Fira de Barcelona dispone de dos pabellones cuya superficie asciende a un total de 27.000 m² en dos cuerpos. Esta parcela cuenta con acceso a la red de Ecoenergíes, por lo que no requiere realizar una inversión extra para su conexión a la red. La ubicación del AE, la parte más compleja, requiere de un espacio con un diámetro cercano a los 30 m, aspecto que habría que analizar con mayor detalle más adelante.

Se plantea la ocupación de unos 10.000 m² sobre uno de los pabellones para la instalación de 5.412 m² de FPC de gran formato durante un período de explotación de 25 años prorrogables. La concesión de este uso de la cubierta se podría conseguir sin contraprestaciones económicas directas si se cediese su uso por parte de la administración pública correspondiente o mediante un acuerdo comercial con Ecoenergíes en el suministro de calor y frío.

La instalación en 2018 permitirá la inyección a la red de calor de 2,4 GWh anuales correspondientes a una fracción solar del 30% de la demanda de calor, de forma económicamente viable sin ningún tipo de subvención pública.

La operación se llevaría a cabo por parte de una ESE solar que realizaría la inversión, vendiendo el calor a Ecoenergíes por un precio inferior al coste actual de generación. Ecoenergíes o Dalkia podrían participar de la sociedad explotadora de la instalación.

2 PLANTEAMIENTO

2.1 ANTECEDENTES

El presente estudio se desarrolla en un marco propicio. La Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de las energías renovables y la Directiva 2012/27/CE relativa a la eficiencia energética animan a los estados miembros al desarrollo de redes de calefacción y refrigeración en sus entornos urbanos y a que en éstas se incorporen energías renovables. Además el proyecto de Real Decreto que por el que se transpone la Directiva 2012/27/CE, a través de su capítulo IV, busca promocionar la eficiencia energética en la producción y uso del calor y del frío.

Por otro lado, existe un compromiso por parte del Ministerio de Industria, Energía y Turismo de evaluar el potencial de los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración eficientes y de adoptar políticas que fomenten el análisis a escala local y regional de este tipo de sistemas.

En España, hasta la fecha, la presencia de redes de calefacción ha sido muy escasa y muy pocas de las redes existentes han incorporado energía solar. El trabajo desarrollado en este estudio tiene el objeto de analizar la viabilidad y promocionar la implantación de instalaciones solares térmicas para apoyar la generación de las redes de calor o de calor y frío existentes y futuras.

Para ello se ha realizado un análisis sobre las posibilidades que actualmente existen de implantación de instalaciones solares en algunas de las redes ya existentes y operativas. Los objetos de análisis han sido las centrales de generación de las redes de calefacción y refrigeración operativas, Ecoenergies y Districlima, de Barcelona, explotadas por las empresas Dalkia y Cofely respectivamente.

En el análisis de estos dos casos particulares se han detectado algunas oportunidades que permiten hacer viable de forma inmediata la integración de instalaciones solares térmicas. La detección de oportunidades viables no es intuitiva y requiere un análisis profundo y exhaustivo de las condiciones de contorno y particulares de cada proyecto.

Hay que tener en cuenta que los casos elegidos, a pesar de ser las redes más representativas y aparentemente con mayores posibilidades debido a su gran envergadura, en el momento actual presentan ciertos condicionantes que dificultan la viabilidad de la incorporación de instalaciones solares térmicas. En el caso de Districlima, el precio del vapor residual procedente de la incineradora que le suministra energía, tiene un coste muy bajo con el que resulta difícil competir. En el caso de Ecoenergies, la dificultad se encuentra en que la red está en sus estadios iniciales, presentando todavía una demanda de calor muy baja.

Por ello, en este trabajo se ha desarrollado, de forma previa al análisis particular de cada caso, una metodología enfocada especialmente a identificar qué oportunidades existen y qué condiciones mínimas de viabilidad deben cumplirse con el objeto de responder a la siguiente pregunta:

¿Es viable el uso de energía solar térmica para producción de calor en redes de calefacción para un clima y unas demandas concretas? En este caso particular, en las redes Districlima y Ecoenergies de Barcelona

Y de manera específica,

¿Qué condiciones se deben dar?

¿Cuál es el escenario de oportunidad?

¿Qué soluciones tecnológicas se deben contemplar?

¿Cómo podemos incidir para facilitar su desarrollo?

De acuerdo con el último censo de redes de calor y frío en España, llevado a cabo por la Asociación de Empresas de Redes de calor y Frío (ADHAC) en septiembre de 2014, se contabilizan 202 sistemas distribuidos por todo el país, 57 de los cuales están localizados en Cataluña, siendo ésta la Comunidad Autónoma con mayor número de redes.

Por ello, el presente estudio realizado para dos redes particulares ligadas a un único clima resulta representativo a nivel nacional debido a la relevancia que tiene en este ámbito su ubicación.

Este trabajo, por tanto, aporta respuestas y soluciones a las preguntas planteadas.

2.2 CONTEXTO

España es, con diferencia, uno de los países de la Unión Europea con mayor recurso solar, sin embargo, no destaca la aplicación de sistemas solares térmicos en la producción de calor para redes de calefacción. Esto se debe a que existe una cantidad relativamente baja de redes y que éstas, tradicionalmente, suelen alimentarse de fuentes de energía residual.

Desde la construcción de la red de calor y frío del Fòrum de Barcelona en 2001, comenzó a proliferar en España este tipo de infraestructuras (Zaragoza, Madrid, Barcelona de nuevo, etc.). A día de hoy, existen en España más de doscientas redes de calefacción o de calefacción y refrigeración, de mayor o menor antigüedad, entre los que dominan sistemas de cogeneración, calderas de gas natural y biomasa. Aunque en España la biomasa es la energía renovable que mayor implantación ha tenido, en países como Dinamarca, Alemania y Austria hay decenas de redes funcionando con energía solar térmica apoyadas con gas natural o biomasa.

Tabla 2. Mayores plantas solares del mundo en redes de calefacción (febrero 2010)

Localización Año y País	Área de colectores (m ²)	Potencia nominal (MW _{th})	Calor producido (GWh/a)	Tipo de planta	Demanda (GWh/a)
Marstal, 1996, DK	18.300	12,8	8,5	C / Bio-oil	28
Broager, 2009, DK	10.700	7,5	4,5	CHP / GN	24
Gram, 2009, DK	10.073	7	4,5	CHP / GN	28
Kunglav, 2000, SE	10.000	7	3,9	C / Astillas	100
Braedstrup, 2007, DK	8.012	5,6	3,4	CHP / GN	42
Strandby, 2008, DK	8.012	5,6	3,5	CHP / GN	21
Torring, 2009, DK	7.284	5,1	3,4 (calculada)	CHP / GN	28
Sonderborg, 2008, DK	5.866	4,1	2,6 (calculada)	C / Bio-oil	n.a.
Ulsted, 2006, DK	5.000	3,5	2,2	C / Pellet	11
Aeroskobing, 1998, DK	4.900	3,4	2	C / Paja	14
Graz, Ww Andritz, 2009, AT	3.855	2,7	1,6	DH	-0,8

Leyenda: C: Caldera, CHP: Cogeneración (Combined Heat and Power), DH, Red de calefacción urbana (District Heating), GN: Gas Natural

Analizando los datos publicados en el censo de redes, en el que se encuentran sistemas de muy distintos tamaños y tecnologías empleadas, se pueden ver algunas tendencias que se muestran a continuación.

Tabla 3. Distribución de potencias en función del uso. Fuente: ADHAC

	Número	P calor (MW)	P frío (MW)
Frío	9	0	9,66
Calor	175	410,75	0
Calor y Frío	18	381,25	307,74
Total	202	792	317,4

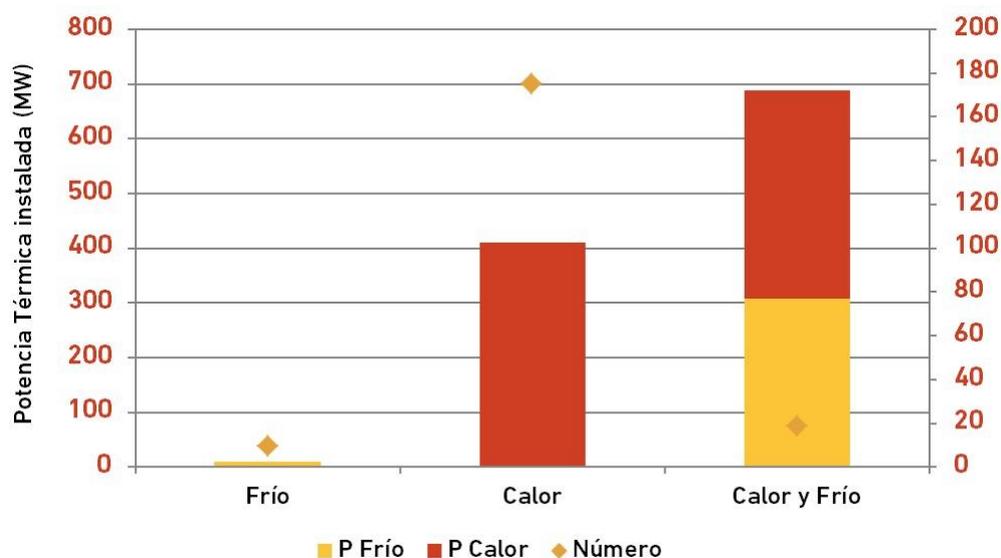


Ilustración 6. Distribución de potencias en función del uso

Tabla 4. Distribución de redes y potencias por uso y CA. Fuente: ADHAC

	Número	P calor (MW)	P frío (MW)	P instalada (MW)	Distribución (%)
Andalucía	6	12,05	8,30	20,35	1,83
Aragón	8	19,84	11,20	31,04	2,80
Asturias	8	30,02	0,00	30,02	2,71
Islas Baleares	5	9,28	2,30	11,58	1,04
Cantabria	3	4,06	0,00	4,06	0,37
Castilla La Mancha	6	9,74	1,20	10,94	0,99
Castilla León	27	95,93	0,00	95,93	8,65
Cataluña	57	241,88	174,40	416,28	37,53
C. Valenciana	5	14,8	0,00	14,8	1,33
Extremadura	4	1,3	0,00	1,3	0,12
Galicia	9	21,54	9,00	30,54	2,75
La Rioja	1	0,18	0,00	0,18	0,02
Madrid	20	173,64	91,16	264,79	23,87
Navarra	24	112,04	5,50	117,54	10,60
País Vasco	19	45,6	14,35	59,95	5,40
TOTAL	202	791,9	317,41	1.109,3	100

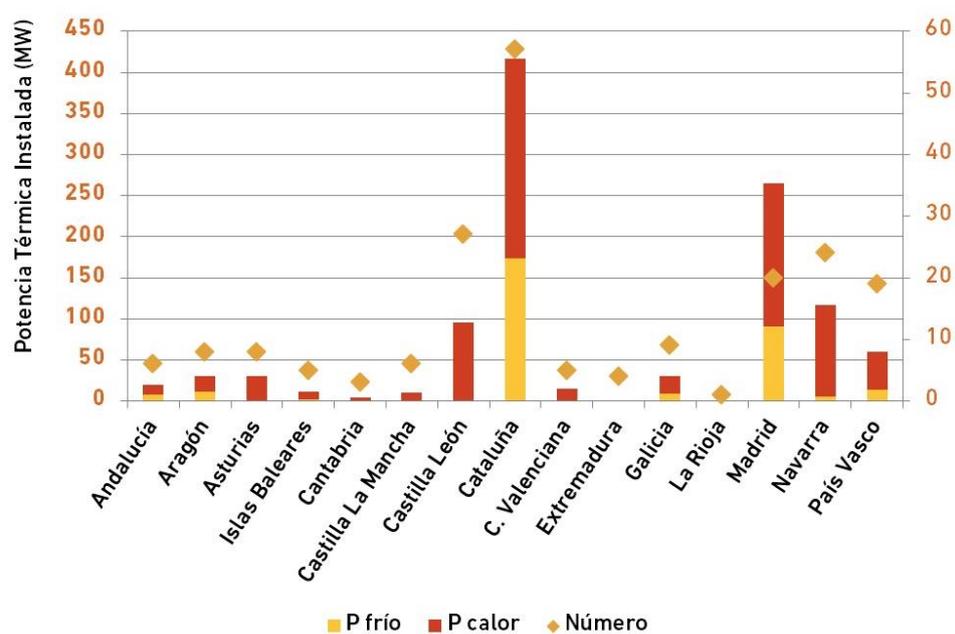


Ilustración 7. Distribución de sistemas y potencias por uso y CA

Tabla 5. Distribución de sistemas por tecnologías y fuentes energéticas. Fuente: ADHAC

	Número	Potencia (MW)	Distribución (%)
Renovables	136	329,24	29,68
Electricidad	3	217,76	19,63
Gas Natural	33	540,34	48,71
Gasoil	5	21,96	1,98
Otras	25	*	*
TOTAL	202	1.109,3	100

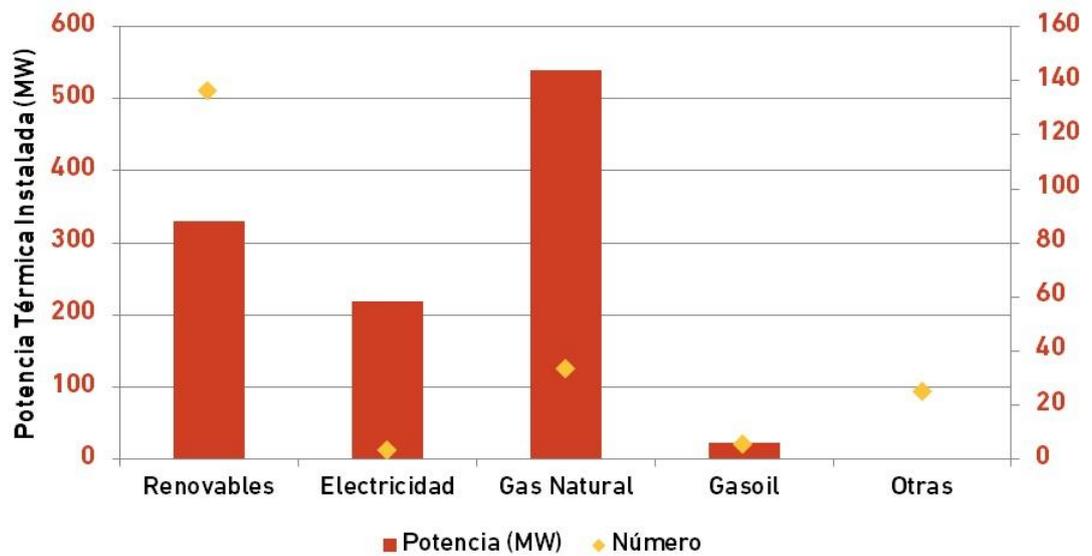


Ilustración 8. Distribución de sistemas por tecnologías y fuentes energéticas

Tabla 6. Distribución de las fuentes de energía empleadas. Fuente: ADHAC

	Calor	Frío	Calor y Frío	ACS	Total
Biomasa	73,37%	0,00%	14,29%	0,00%	62,22%
Cogeneración	0,54%	0,00%	5,71%	0,00%	1,33%
Gas Natural y Gasóleo	21,74%	0,00%	42,86%	100,00%	24,89%
Electricidad	1,09%	75,00%	22,86%	0,00%	5,78%
Otras	3,26%	25,00%	14,29%	0,00%	5,78%

Información extraída del censo de redes de 2014 desarrollado por ADHAC

Para la elaboración de esta tabla, se han contabilizado las fuentes de energía empleadas en cada instalación, ya sea de forma única o combinadas con otras fuentes.

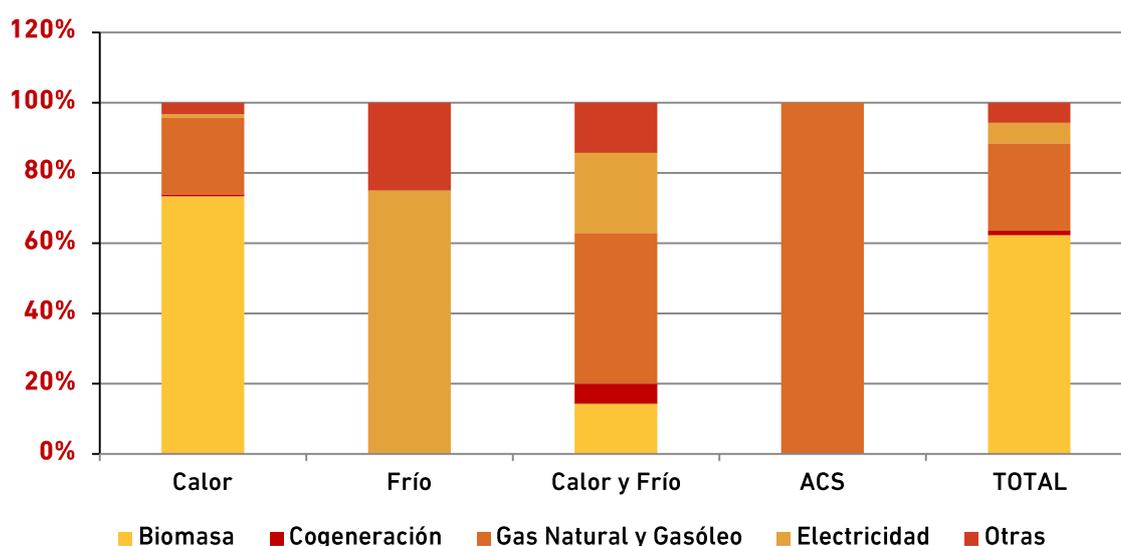


Ilustración 9. Distribución de las fuentes de energía empleadas

Pueden extraerse las siguientes conclusiones generales:

- La biomasa representa el 62,22% de las fuentes de energía empleadas en los sistemas, siendo mayor su aplicación en las redes de calor.
- Un 24,89% de los sistemas utilizan combustibles fósiles (Gas Natural y Gasoil).

De entre estas 202 redes, el presente estudio versará sobre dos Redes de Calor y Frío (DHC, District Heating and Cooling) singulares por encontrarse en un clima con poca demanda de calefacción y por tener ambas fuentes energéticas poco convencionales, aprovechamiento de vapor procedente de una incineradora en el caso de Districlima y cogeneración con biomasa en el caso de Ecoenergías.

2.3 PROBLEMÁTICA

Existen diferentes factores que influyen en el escaso desarrollo de redes de sistemas de calefacción urbana que incorporen energía solar térmica. A día de hoy, apenas existen instalaciones solares conectadas a redes de calefacción urbana en España. Este hecho, entre otras razones, se debe a una combinación de varios factores: actualmente todavía existe poca confianza en la tecnología, el suelo en zonas urbanas tiene un alto coste, existe una falta de experiencia previa o de referencias cercanas lo cual genera inseguridad a la hora de acometer inversiones de este tipo a largo plazo y, en los casos de redes en los que existe cogeneración, existen ayudas a la generación de electricidad.

Adicionalmente, las instalaciones solares térmicas que se incorporen a redes de calefacción deben superar un determinado tamaño crítico mínimo para que, debido al factor de escala, sus costes de construcción y operación sean lo suficientemente competitivos. Por último, existe además una pérdida de rendimiento asociada a las altas temperaturas de operación de las redes ya que el rendimiento de los sistemas solares disminuye substancialmente cuando se les exige trabajar a temperaturas de trabajo excesivamente altas.

Dado que el tamaño de las instalaciones solares se verá limitado por la demanda y por la disponibilidad de espacio, se identifican 2 opciones posibles:

- Dirigirse a redes muy grandes con gran demanda de ACS (Agua Caliente Sanitaria) (20 GWh/año para 10.000 m²). La demanda de ACS es prácticamente constante lo cual garantiza la utilización de la energía producida por la instalación solar durante todo el año.
- Cubrir parte de la demanda de calefacción mediante el uso de AE, que permitirá almacenar la producción solar excedentaria de los meses de verano para su posterior uso en invierno.

A estas opciones podemos incorporar iniciativas que permitan incrementar el rendimiento de las instalaciones independientemente del volumen de la demanda:

- Usar tecnologías solares de captación que dispongan de mejores rendimientos para las temperaturas de distribución de las redes.
- Incrementar el rendimiento de las instalaciones solares térmicas mediante su uso de forma combinada con bombas de calor.

Asimismo, se pueden adoptar otro tipo de iniciativas de oportunidad coyuntural, como sería el reparar y conectar a las redes instalaciones solares existentes en edificios cercanos al trazado de la red y que actualmente se encuentren fuera de servicio o no funcionando de manera óptima.

3 OBJETIVO

Los objetivos del presente trabajo son los siguientes:

- Determinar las condiciones objetivas de viabilidad de incorporación de instalaciones solares térmicas a las dos redes analizadas en Barcelona.
- Determinar las combinaciones tecnológicas y las oportunidades que conducirían a dicha viabilidad.
- Identificar, plantear y optimizar las oportunidades que cumplan dichas condiciones de viabilidad.

4 METODOLOGÍA

La aproximación tradicional a un estudio de viabilidad consiste en determinar si cada una de las intervenciones objeto de análisis son o no viables técnica y económicamente.

Sin embargo, en los casos que nos ocupan, la definición técnica de la intervención no es única y por tanto, dada la variedad de tecnologías disponibles, posibilidades de diseño y tipos de conexión, dicha aproximación puede derivar en gran cantidad de escenarios no viables sobre los que posteriormente sería difícil obtener conclusiones válidas.

Alternativamente, se plantea realizar una aproximación distinta, en tres pasos, abierta al conjunto de las tecnologías y oportunidades existentes:



Ilustración 10. Esquema de la metodología

Esta metodología consiste en determinar las diferentes oportunidades mediante un análisis teórico, identificar los casos y condiciones que cumplan con los indicadores de viabilidad y finalmente diseñar teniendo en cuenta los datos y conclusiones previamente obtenidos.

4.1 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS DE VIABILIDAD

Para determinar qué combinación o combinaciones de las principales variables características del problema hacen viables la intervención, si existen, se trabajará de forma teórica a partir de los datos de clima y perfil de demanda unitario de cada red analizada. Para ello, se simularán distintos escenarios cuyas condiciones se introducirán de forma detallada en el programa de simulación dinámica utilizado.

Considerando la gran influencia que la fracción solar tiene sobre el rendimiento de la mayor parte de instalaciones solares, la falta de simultaneidad entre el recurso solar y la demanda de calor y la evolución prevista de las demandas de cada una de las redes, no resulta

conveniente simular un único escenario, sino plantear una amplia muestra de ellos, variando las características del sistema y de la demanda.

Así, para cada configuración, se identifican los parámetros que pueden incidir de forma decisiva en las prestaciones: área, conexionado serie/paralelo, ratio de acumulación, control, orientación, inclinación, etc. Dependiendo de su esquema inicial, cada sistema tendrá su propio conjunto de variables para las que se definirá un determinado rango de valores.

Dicha información se detalla en el *Anexo 1: Detalle de Variables y Rangos para cada Sistema*.

Para caracterizar las demandas se introduce el multiplicador de demanda, variable que más adelante permitirá identificar la demanda mínima necesaria que haga viable un determinado sistema y que permitirá comparar la demanda real con las previsiones de crecimiento de los operadores de las redes. A falta de información sobre cómo será el perfil futuro de estos sistemas, se ha mantenido el actual facilitado por los operadores.

Dado que para cada sistema se identifican entre 2 y 7 variables que suponen una influencia significativa en los resultados, para minimizar el volumen de cálculo y mantener la representatividad de las conclusiones, se ha realizado un muestreo tipo LHS del espacio de entrada de los modelos utilizando el paquete estadístico R³. Éste agrupa las variables introducidas en distintos conjuntos que permiten obtener la simulación de las prestaciones energéticas para cada caso analizado.

Con esta información, es posible realizar un análisis económico de las distintas soluciones técnicas y determinar así, no sólo cuáles resultarán viables, sino, considerando las previsiones de demanda térmica requerida, cuándo resultarán viables. Las hipótesis relativas a costes de inversión, mantenimiento y otros se detallan en el *capítulo 6, 'Hipótesis del Estudio'*.

Dada la incertidumbre asociada a la evolución de los precios de la energía y dado que éstos condicionan fuertemente la viabilidad económica de la incorporación de las instalaciones solares, se definen tres escenarios económicos posibles futuros en función de las previsiones publicadas por IDAE: favorable, base y desfavorable. Estos escenarios se describen también en el *capítulo 6, 'Hipótesis del Estudio'*.

Cada una de las soluciones técnicas simuladas se analiza económicamente bajo estos escenarios, y se consideran como conjuntos de variables características con potencial de aplicación, aquellos que verifican dos condiciones:

- Que el LEC en un plazo igual a la vida útil del sistema sea menor que el coste de la energía utilizada actualmente.
- Que la TIR asociada a la inversión en un plazo igual a la vida útil del sistema (en el escenario económico base) sea mayor al 10%, sin subvenciones.

A modo de ejemplo de aplicación de la metodología, analizamos el caso de un sistema solar con acumulación diaria conectada a la red de calor de Ecoenergías.

Primeramente, decidimos las variables a estudiar en este caso, que se indican en la tabla siguiente:

Tabla 7. Variables analizadas y rango para el esquema 1

Variable	Máximo	Mínimo	Comentarios
Área de captación	92.600	463	m ² de absorbedor
Ratio de acumulación	0,18	0,06	m ³ /m ² de absorbedor
Inclinación	50	30	
Orientación	30	-30	Sur ≡ 0
Control caudal primario	1	0	1 ≡ Caudal variable, 0 ≡ Caudal fijo
Captadores en serie	4	1	
Multiplicador demanda	30	1	

Para determinar qué volumen de simulaciones se van a ejecutar, se valora primero la realización de un muestreo natural (combinar todas las variables entre sí), pero el resultado es un número excesivamente elevado de combinaciones. Por ejemplo, con 7 variables, y escogiendo una media de cuatro valores para cada una de ellas, deberíamos realizar más de 16.000 simulaciones. Para evitar este excesivo volumen de cálculo, se decide realizar únicamente 100 simulaciones seleccionando los valores a simular (muestra) mediante el muestreo LHS. Esta técnica nos garantiza que, con un número de simulaciones limitado, podemos explorar de forma eficiente el espacio de entrada.

Para el clima de Barcelona, obtenido de la base de datos meteorológica Meteonorm, y con el perfil de demanda, proporcionado por los operadores de la red, se obtiene la producción neta (descontadas las pérdidas de acumulación y del circuito primario) de la instalación solar, y la producción específica para cada una de las combinaciones de los parámetros de entrada.

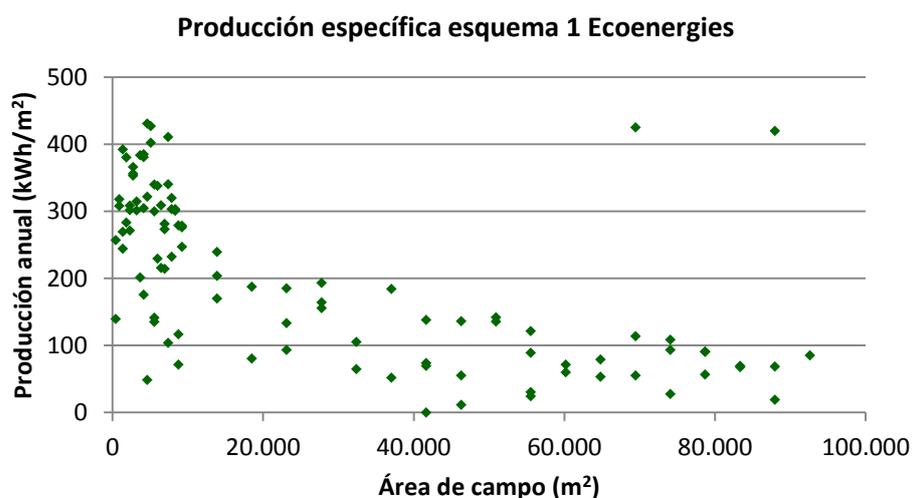


Ilustración 11. Producción de los sistemas solares simulados en Ecoenergíes

Se aprecia cómo algunos de los casos estudiados muestran producciones muy bajas. Esto es debido a que la selección de los parámetros se ha realizado con un criterio estadístico y no energético. La conclusión es que carece de sentido optimizar un sistema dado partiendo de una demanda futura indefinida, por lo tanto, se hace necesario estudiar varios casos (seleccionados de acuerdo con su representatividad desde un punto de vista estadístico) para analizar el potencial. Este punto es importante, ya que, en fase de diseño, siempre se podrá optimizar la producción y, por tanto, obtener una mejor rentabilidad. Así, las conclusiones obtenidas resultan conservadoras desde un punto de vista económico.

Una vez obtenidas las producciones energéticas, realizamos un balance económico de cada caso simulado con el objetivo de obtener tanto el coste de la energía térmica generada, como la TIR de la inversión asociada al sistema. El análisis se hace bajo tres escenarios macroeconómicos diferentes obtenidos a partir de la información disponible en la tabla 8.

Tabla 8. Evolución de precios para escenarios analizados

Escenario	Incremento precio electricidad	Incremento precio gas	Incremento precio tonelada de CO ₂
Favorable	8%	8%	8,85%
Base	4,30%	5%	5,25%
Desfavorable	1,10%	2%	0%

Los resultados obtenidos muestran en la siguiente ilustración el LEC a 15 años de los sistemas simulados, así como el LEC utilizando la energía actual (gas natural) en la red de Ecoenergías:

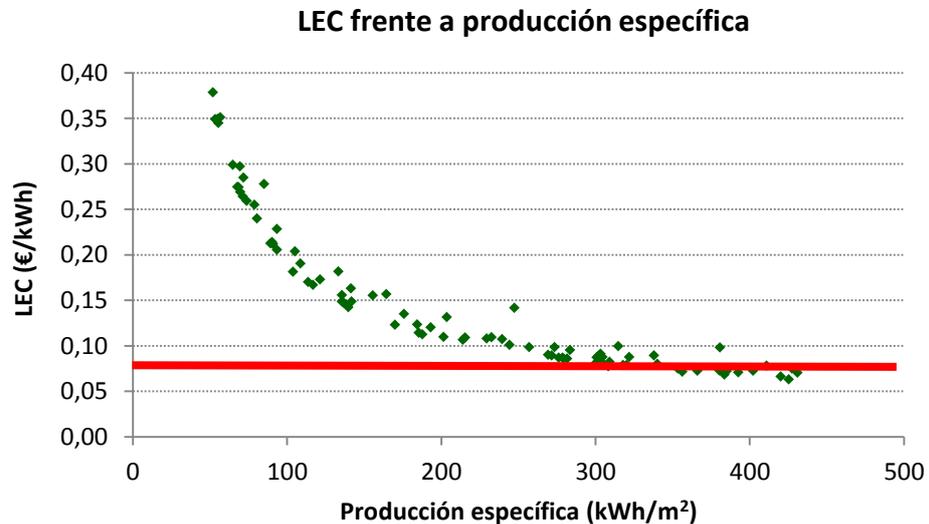


Ilustración 12. LEC a 15 años para Ecoenergías de los casos simulados. La línea roja indica el LEC a 15 años de la energía actual en el escenario base

Se observa que existen algunos casos potencialmente viables que se corresponden con las instalaciones solares que disponen de una producción específica más elevada. Estos casos, aunque cumplen una de las condiciones exigidas para ser considerados viables; deben mostrar también un comportamiento económicamente atractivo. Para verificar este punto, se representan los distintos valores de la TIR a 20 años para los distintos escenarios de evolución de precios de la energía convencional descritos anteriormente y en función de su fracción solar, o lo que es lo mismo, de su tamaño.

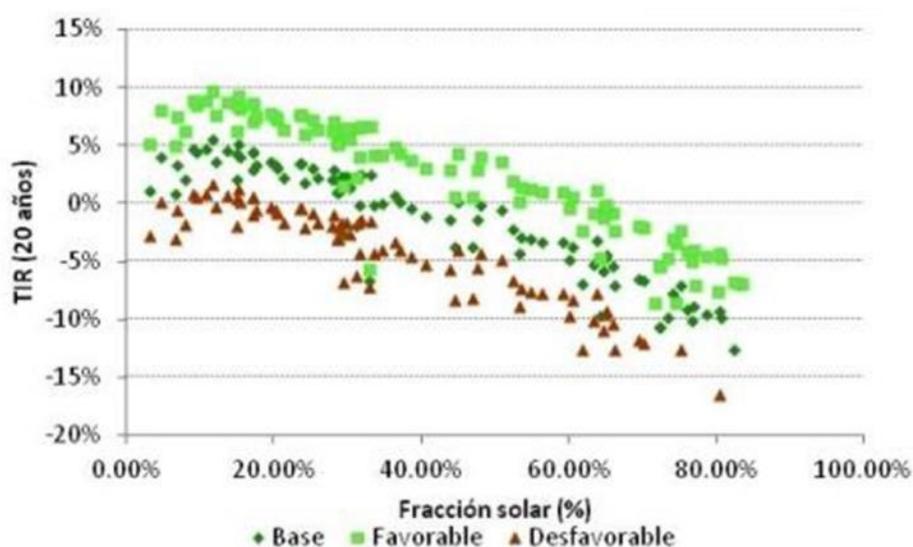


Ilustración 13. TIR a 20 años de los casos simulados para el esquema 1 instalado en Ecoenergías

Se observa cómo el TIR máximo, para el escenario base, ronda el 6%, que es un resultado poco atractivo. Es decir, pese a que el LEC de la instalación solar es menor que el de la energía convencional, la rentabilidad de la inversión asociada al sistema solar no es lo suficientemente elevada para los requerimientos actuales. No obstante, continuando con la aplicación de la metodología, se determina la demanda mínima necesaria, y por tanto el año, para la cual el sistema solar podría ser instalado.

Supongamos que el sistema de mayor TIR fuera suficiente en cuanto a las expectativas de rentabilidad se refiere. Como se observa en la Ilustración 13, éste equivale a un sistema de fracción solar de alrededor del 10%. Buscando este punto en la base de datos de simulaciones, vemos que se caracteriza por un multiplicador de demanda 30 veces mayor que el actual (la demanda actual es de aproximadamente 389 MWh/año, correspondiente a datos de 2012), y un área de campo de 3.700 m².

Comparando estos datos con la gráfica siguiente, que caracteriza la evolución de la demanda prevista para la red de Ecoenergías, vemos que la demanda obtenida se corresponde con la que alcanzará la red entre 2018 y 2019.

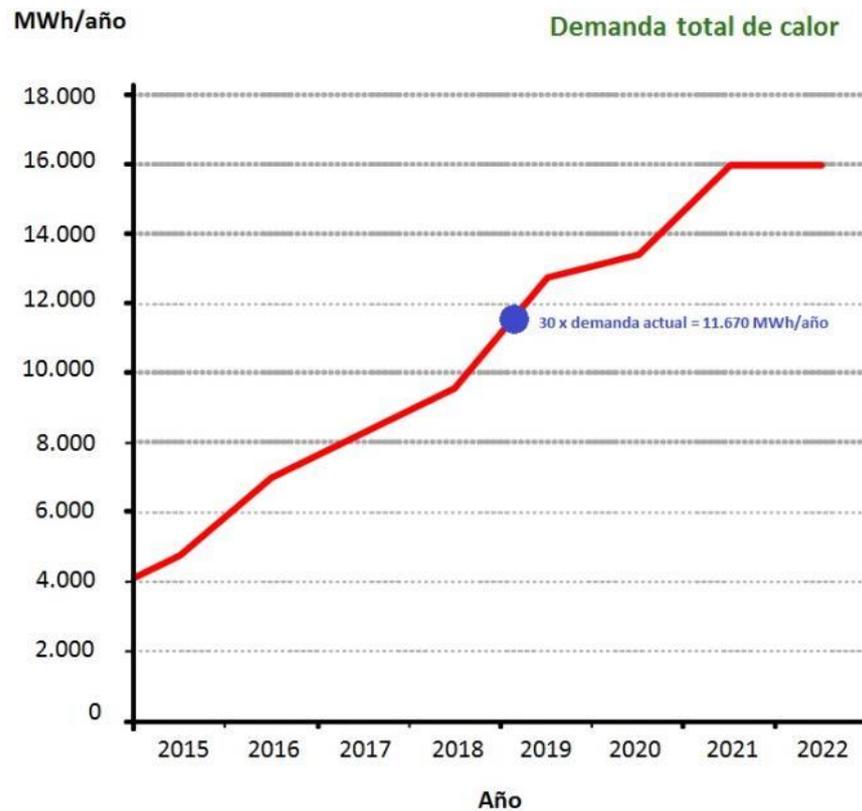


Ilustración 14. Evolución de la demanda prevista para la red de Ecoenergías

Se debe hacer notar en este punto que también es posible realizar el ejercicio a la inversa; es decir, que podemos buscar el caso simulado con mayor TIR para una demanda concreta. Así, para la demanda prevista en 2014, buscamos cuál es el TIR máximo (4,3%) correspondiente a una fracción solar del 12,2% y un área de captación de 926 m².

Es importante recordar que lo anteriormente explicado es simplemente un ejemplo de aplicación de la metodología sobre uno de los casos estudiados para ilustrar el procedimiento; más adelante se profundizará en la interpretación de los resultados.

4.2 IDENTIFICACIÓN DE CASOS DE OPORTUNIDAD

Partiendo de los parámetros de viabilidad identificados en el punto anterior y del censo de espacios disponibles desarrollado en el punto de tratamiento de datos, se procederá a identificar y contrastar aquellas oportunidades que cumplan las condiciones mínimas de explotación.

Para ello, se ha procedido de la siguiente forma, utilizando la herramienta Google Earth y la web del catastro online:

1. Inserción de mapa de la red sobre Google Earth.
2. Detección visual de parcelas y cubiertas con superficies interesantes.
3. Identificación de parcelas y edificios mediante catastro online.
4. Medición de superficie sobre Google Earth y/o sobre catastro online.
5. Medición de distancia a troncal de red más cercano.
6. Determinación visual de tipo de cubierta y de nivel de dificultad de cubierta.
7. Elaboración de tabla de características de espacios disponibles.

En el marco del presente trabajo no se han considerado las instalaciones solares existentes con posibilidades de conexión a la red, por quedar fuera del alcance del mismo una tarea tan pormenorizada y singular.

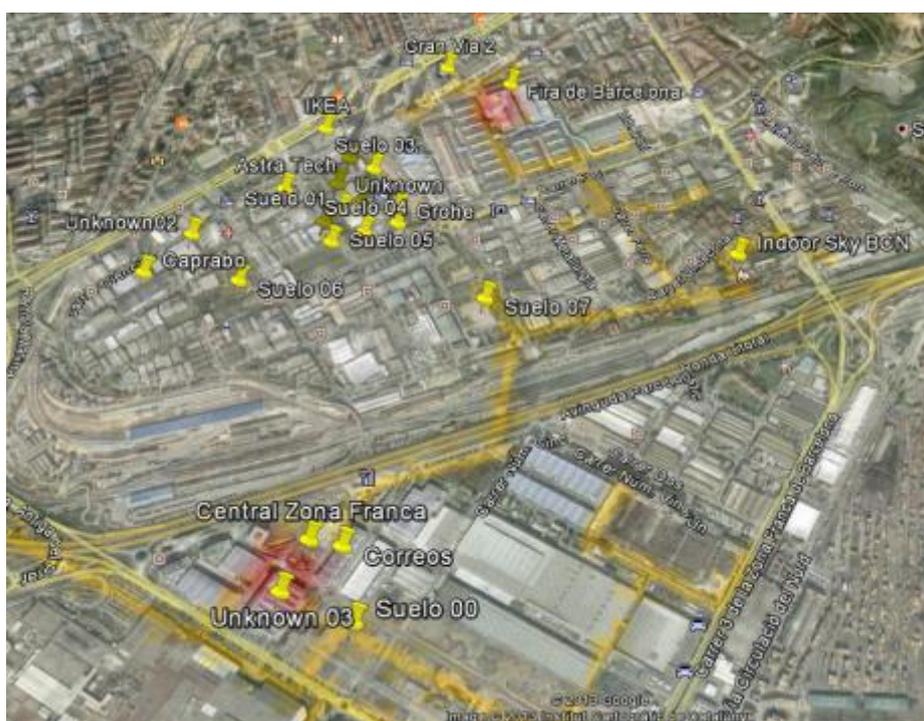


Ilustración 15. Imagen Google Earth con indicaciones de ubicaciones potenciales y trazado de red

4.3 ELABORACIÓN DE PROPUESTAS

Para cada una de las propuestas, se presenta un cálculo ajustado a sus condiciones y una ficha descriptiva con las principales características técnicas (potencia, tecnología, etc.) y económicas (inversión, retorno, rentabilidad), que permitan la publicación y el futuro desarrollo del proyecto de ejecución.

5 ESTADO DEL ARTE DE LAS TECNOLOGÍAS

En el presente capítulo se describen de forma genérica e introductoria las distintas tecnologías empleadas y tipos de consumidores involucrados en este trabajo para establecer referencias claras de los planteamientos que se desarrollan.

5.1 REDES DE CALOR Y FRÍO

Las redes de distribución de calor y frío son circuitos de tuberías aisladas mediante los cuales se distribuye energía térmica (calor y/o frío) desde una central de generación hasta un conjunto de consumidores.

El fluido transportado, que puede ser vapor, agua caliente, agua sobrecalentada o agua fría, transfiere la energía térmica a las unidades de consumo. Allí se disipa el calor enfriándose, o calentándose en el caso de suministro de frío, el fluido.

El circuito suele ser cerrado, por lo que se requiere una tubería para transportar el fluido a los puntos consumidores y otra para retornar el fluido sin carga térmica desde los puntos consumidores hasta las centrales de generación para volver a elevar su nivel de energía térmica (calor o frío)



Ilustración 16. Ejemplo esquemático de una red de distribución de calor y frío

Los siguientes parámetros afectan considerablemente a la capacidad y a las especificaciones de una red de distribución de calor y frío:

- Demanda térmica, volumen y perfil que debe ser abastecida por la red.
- Geometría de la red de distribución, diámetro y diseño de las tuberías, interconexiones y estaciones de bombeo.
- Método de operación de la red: caudal y temperaturas de impulsión y retorno.

5.1.1 CONTROL DE LA APORTACIÓN ENERGÉTICA DEL SISTEMA

La red de distribución se dimensiona para transportar la máxima demanda de calor o frío que pueda existir en un instante dado. La red de distribución ha de satisfacer una demanda térmica variable en el tiempo, con lo que ha de ser capaz de aportar la energía necesaria en cualquier instante. Existen dos formas de controlar la cantidad de energía que la red pone a disposición del grupo de consumidores conectados a ella:

1. Variación de la temperatura de impulsión (T_i) y caudal de fluido constante.
2. Variación del caudal de fluido (m) y temperatura de impulsión constante.

Operar el sistema a caudal constante y temperatura variable (estrategia 1) presenta las siguientes desventajas:

- La capacidad de reacción de la planta de producción frente a variaciones en la demanda es muy lenta.
- Frecuentes variaciones en la temperatura de impulsión causan tensiones acumuladas en la red de distribución, incrementando el riesgo de roturas y fugas en los conductos.

En cambio, estos inconvenientes no aparecen cuando el modo de operación de la red es el de control de caudal y temperatura de impulsión constante (estrategia 2).

La capacidad de la red, así como las condiciones de operación, afectan fuertemente a la eficiencia energética y a la rentabilidad económica de todo el sistema.

5.1.2 CONDICIONES SOBRE LA TEMPERATURA DEL FLUIDO

La mayoría de las redes de calefacción actuales utilizan agua caliente, aunque algunos sistemas antiguos todavía utilizan vapor.

Las temperaturas de impulsión y retorno varían considerablemente entre distintos países. En algunos países la temperatura de impulsión no excede los 90 °C, mientras que en otros, varía entre 100-130 °C e incluso entre 150-180 °C (países de Europa Central y del Este).

Las temperaturas más altas de distribución se observan, principalmente, en aquellos países donde las redes tradicionalmente se han desarrollado junto a grandes plantas de cogeneración, y las temperaturas más bajas en aquellos con extensas redes de distribución necesarias para abastecer comunidades de casas adosadas o similares. En cualquier caso, los sistemas de calefacción urbana tienden a la disminución de la temperatura de impulsión de las redes de distribución.

En los países donde las redes de calefacción se han incorporado a pequeñas poblaciones, se utilizan temperaturas de distribución de 70-80 °C.

La sustitución del uso del vapor por el de agua caliente se debe principalmente a las siguientes razones:

- Los sistemas de tuberías son más sencillos y económicos.

- Los movimientos y esfuerzos que deben soportar las tuberías son inferiores.
- Las pérdidas de energía son proporcionales a la temperatura del fluido, por lo que el uso de agua caliente a temperaturas no muy elevadas, supone una reducción de dichas pérdidas.
- En redes CHP la reducción de la temperatura implica un aumento de la eficiencia eléctrica en el sistema de cogeneración.

La desventaja del uso de agua caliente a baja temperatura es el aumento del caudal necesario y por lo tanto, de las dimensiones de las tuberías, intercambiadores de calor y de emisores como los radiadores.

La tendencia al incremento de uso de agua caliente a baja temperatura como fuente de generación de una red de climatización viene determinada por el mayor uso de calor residual de procesos industriales a baja temperatura, utilización de bombas de calor o de energía solar térmica.

5.1.3 REDES DE DISTRIBUCIÓN

5.1.3.1 TRAZADO

5.1.3.1.1 CONFIGURACIÓN

La red de distribución de energía térmica se puede configurar de dos maneras diferentes según su trazado:

- **Trazado ramificado.** Cada parcela se conecta a una única planta generadora mediante una única vía de suministro. Son redes de trazado simple, pero difícil de ampliar, y de baja capacidad de respuesta ante una avería.
- **Trazado en malla.** El consumidor está conectado a la planta generadora mediante varias vías alternativas. En caso de tener varias plantas próximas, puede conectarse a más de una. El trazado es más complejo y el coste superior, pero la fiabilidad de la red aumenta notablemente.

Cuanto mayor es la densidad de edificios o industrias conectados a una red en una determinada área, mayor es la rentabilidad del proyecto debido a la gran repercusión económica negativa que el sistema de distribución puede tener en el presupuesto total si es necesario hacer trazados largos para abastecer a usuarios dispersos.

5.1.3.1.2 TIPOLOGÍA

Una vez establecido el tipo de trazado de la red, la energía se puede distribuir de diferentes maneras según el número de tuberías que llegan al consumidor final.

- **Sistemas de dos tuberías.** Una tubería transporta el fluido hasta el consumidor (tubería de impulsión), que vuelve por una segunda tubería a la planta generadora (tubería de retorno). Este sistema puede transportar calor o frío, pero no ambos a la

vez, por lo que, en caso de transportar frío, hay que prever un generador de calor auxiliar en cada punto consumidor para el suministro de calor.

- **Sistemas de tres tuberías.** Una tubería transporta agua fría; otra agua caliente (ambas de impulsión); y una tercera hace de retorno común a las dos anteriores. La principal ventaja de esta configuración es que los costes de inversión en el circuito de distribución disminuyen. Sin embargo, son sistemas muy poco utilizados porque la eficiencia energética disminuye considerablemente debido a que la temperatura de retorno varía en función de la intensidad de consumo de agua caliente o fría. Este hecho, junto con la falta de experiencias prácticas, desaconsejan la utilización de este sistema.
- **Sistemas de cuatro tuberías.** Cuando se quieren satisfacer simultáneamente las demandas de calefacción y refrigeración en cualquier estación del año, red DHC, esta es la opción más habitual. En esta configuración se tiene una tubería de impulsión y una de retorno tanto para agua fría como para agua caliente. Es un sistema que supone un elevado coste en el sistema de distribución, pero que dispone de una mayor flexibilidad. Algunas redes de calor pueden configurarse mediante sistemas especiales de cuatro tuberías, con el objeto de transportar por separado el agua empleada para calefacción de la destinada a producir ACS. De este modo, se configura una red de calefacción que trabaja a elevada temperatura en invierno (y se desconecta en verano), y otra red para ACS que opera todo el año a baja temperatura (alrededor de 65 °C).

5.1.3.2 CONFIGURACIÓN DE BOMBEO

Existen diferentes formas de regular el caudal que circula por una red de tuberías, y la elección de un sistema u otro depende de muchos factores, como son: el rango de caudales en que se quiere trabajar, el coste de la instalación, la eficiencia, la rapidez de maniobra, el mantenimiento, etc.

Existen diferentes formas de regular el caudal: válvulas de estrangulación, by-pass en el grupo de bombeo o bombas de velocidad variable.

Este último método es el más caro de implementar, pero el más eficiente energética y económicamente.

Los grupos de bombeo se pueden configurar de diferentes maneras:

- **Bombeo centralizado.** Un grupo de bombeo impulsa el fluido por toda la red: centrales generadoras, tuberías principales y tuberías de distribución.
- **Bombeo primario-secundario estándar.** Es un sistema más eficiente: las bombas de primario impulsan el fluido por las centrales generadoras y las de secundario lo hacen por la red de distribución.

- **Bombeo primario-secundario-terciario estándar.** Basado en el sistema anterior, se añaden bombas para cada circuito de distribución. Con esta solución y un correcto dimensionado de los grupos de bombeo, se evitan problemas de sobrepresiones, típicos de las configuraciones anteriores.
- **Bombeo distribuido.** Con esta configuración, cada central generadora y cada edificio consumidor posee su propio grupo de bombeo. De esta manera se evitan interacciones entre las presiones de los diferentes grupos. Además, es un sistema que implica un menor coste que el anterior y es adecuado para redes de gran extensión.

5.1.3.3 TUBERÍAS

Los circuitos de las redes de climatización están formados por dos tuberías, impulsión y retorno. La extensión del sistema y el número de ramas depende de la ubicación de la planta de producción de energía, del número y distribución de los usuarios, de las pérdidas de energía en las líneas y de la financiación del proyecto.

Las diferentes tipologías de tuberías de una red pueden dividirse en tres grupos:

- **Tuberías de transmisión:** conducen el calor desde grandes centrales de DH hasta redes locales de distribución, donde el calor es distribuido a los usuarios a través de intercambiadores.
- **Tuberías de distribución:** conducen el calor o el frío desde la subestación-intercambiador de calor, o bien, desde una pequeña planta de generación de una red hasta las tuberías de servicio. Las tuberías principales normalmente siguen la dirección de calles o carreteras.
- **Tuberías o ramales de servicio:** se refiere a las tuberías de interconexión desde la red de distribución a cada punto de suministro.



Ilustración 17. Instalación del trazado de transmisión de fluido térmico

Los principales tipos de tuberías empleados en las redes se describen a continuación.

5.1.3.3.1 TUBERÍAS PREAISLADAS CON RECUBRIMIENTOS DE MATERIAL PLÁSTICO

La tubería en contacto con el fluido es de acero. Una cubierta de espuma de poliuretano constituye el aislamiento térmico. La cubierta exterior es de material plástico, generalmente polietileno, y constituye la protección con el medio exterior.

Las tensiones provocadas sobre la tubería en contacto con el fluido se transmiten a través de los materiales, de manera que es conveniente que estén dispuestas sobre un material no rígido y que dispongan de elementos de disipación de tensiones.

Las conexiones entre tramos de tubería deben ser realizadas por personal especializado puesto que requieren un trabajo manual complejo del cual depende la posible aparición de futuras fugas. Este tipo de tuberías sólo puede ser utilizado con agua caliente a temperaturas inferiores a 130 °C puesto que temperaturas excesivamente elevadas son perjudiciales para la espuma de poliuretano.

5.1.3.3.2 TUBERÍAS DE ACERO CON RECUBRIMIENTO DE ACERO

La tubería en contacto con el fluido es de acero. El recubrimiento de aislamiento es de lana mineral, teniendo una segunda cubierta de acero a modo de separación con el medio exterior.

En algunas ocasiones se practica el vacío en el espacio entre el medio aislante y la cubierta exterior de acero para disminuir las pérdidas de calor. Las cubiertas de acero son adecuadas para temperaturas superiores a 130 °C y cuando la red está sometida a fuertes tensiones mecánicas.

5.1.3.3.3 AQUAWARM

La tubería en contacto con el fluido es de cobre, y está rodeada con fibra de vidrio y, externamente, con una cubierta de polietileno. Este sistema se utiliza en pequeñas redes de DH o en redes secundarias con temperaturas de operación de hasta 130 °C y diámetros nominales pequeños.

5.1.3.3.4 TUBERÍAS FLEXIBLES

La tubería en contacto con el fluido es de acero inoxidable. El recubrimiento aislante es de espuma de poliuretano, sobre el cual hay una cubierta de acero flexible, que a su vez está recubierta con dos capas: una interna de alquitrán y una externa de polietileno. Este sistema permite una gran flexibilidad en la disposición de las tuberías, siendo cada tramo de gran longitud y con diámetros nominales de hasta DN200. La temperatura puede ser de hasta 130 °C y la presión máxima de 16 bar.

5.1.3.3.5 TUBERÍAS DE PLÁSTICO

La tubería en contacto con el fluido caloportador es de plástico, con una cubierta de espuma de poliuretano y una cubierta exterior de plástico.

Estas tuberías pueden ser utilizadas en lugar de las de acero únicamente cuando la temperatura máxima del sistema es de 90 °C y la presión máxima es de 6 bar. Se suelen emplear en las interconexiones entre la red de distribución y el usuario.

Las tipologías de tuberías Aquawarm, Flexwell y de plástico pueden considerarse pertenecientes a un mismo grupo de tuberías denominadas flexibles debido a que sus materiales presentan cierto nivel de flexibilidad. Esto facilita su instalación, reduciendo la mano de obra y, por tanto, los costes con respecto a los sistemas de tuberías convencionales.

5.1.3.3.6 TUBERÍAS EN CONDUCTO DE HORMIGÓN

Las dos tuberías (impulsión y retorno) se colocan en una misma estructura de hormigón y están aisladas con lana mineral o con algún otro material como alquitrán. Los conductos irán enterrados a una profundidad aproximada de un metro y con registros periódicos. Estos sistemas son muy poco utilizados en las nuevas redes de calefacción, aun así, han sido extensamente utilizadas en las redes de calefacción de Europa Central y del Este.

5.1.3.3.7 OTRAS CONSIDERACIONES

Para la implementación de redes en áreas urbanas, bien sean existentes o de nueva construcción, con una alta concentración de edificios y con una necesidad de varios servicios (agua, electricidad, gas, calefacción, refrigeración, telefonía, televisión, internet, etc.), resulta interesante plantear la posibilidad de construir túneles transitables y galerías que puedan ser compartidas por las distintas empresas que ofrezcan los distintos servicios, para albergar sus instalaciones y para realizar su mantenimiento.

Este concepto permitiría reducir los costes de inversión en la realización de estos espacios. En el centro de París existe un gran número de redes subterráneas que ofrecen varios servicios.

Acorde con este razonamiento, una alternativa es instalar las tuberías de distribución de la red en el alcantarillado, si éste es transitable. Los aislamientos en las redes de calefacción pueden acompañar únicamente a las líneas de impulsión, puesto que las tuberías de retorno, en algunos casos, pueden estar a temperatura ambiente.

Aun así, en cada caso se debe analizar qué solución resulta más interesante, asumir el sobrecoste en aislamiento o asumir coste de la energía perdida. Los aislamientos en las redes de calefacción deben proteger los conductos de problemas de condensación y humedad que pueden ocasionar corrosiones. En el supuesto mencionado anteriormente de que se evite la utilización de aislamiento, deberán preverse estos problemas.

5.1.3.4 ELEMENTOS ACCESORIOS DE RED

Las redes de distribución tienen que incluir los siguientes elementos.

- Válvulas de corte, de regulación y by-pass.
- Aireadores y drenajes.
- Abrazaderas y fijaciones.
- Compensadores. Las tuberías de grandes dimensiones de redes de transmisión generalmente son de acero, aunque pueden ser de plástico en redes de calor que trabajen a muy baja temperatura (70 °C). Las variaciones de temperatura provocan la expansión-contracción de las tuberías, así como tensiones radiales y longitudinales.
- Las variaciones de temperatura provocan tensiones radiales y longitudinales sobre las tuberías como consecuencia de los fenómenos de expansión-dilatación. Estas tensiones se pueden reducir absorbiendo los movimientos de la tubería mediante compensadores de dilatación (elementos que se deforman con las variaciones de temperatura) o realizando cambios de dirección en forma de U, L o Z.

5.1.4 ESTACIONES DE INTERCONEXIÓN CON EL USUARIO

Las estaciones de interconexión o subestaciones permiten la unión entre la red de distribución y los consumidores. Estas estaciones adecúan la presión y la temperatura de la red de distribución a las condiciones necesarias y particulares de consumo de cada edificio o proceso.

Cada estación de interconexión cuenta con un sistema de regulación y control, un contador de energía y, en función del tipo de subestación, también puede disponer de equipos de intercambio o de almacenamiento. La conexión con la vivienda puede realizarse mediante un sistema directo o indirecto según se describe a continuación.

5.1.4.1 CONEXIÓN DIRECTA

Mediante la conexión directa, el agua de la red de distribución es usada directamente al circuito de calefacción/refrigeración propio del edificio. La ventaja de este tipo de conexiones es que utiliza unos equipos muy simples y de coste reducido que evitan las pérdidas térmicas derivadas del uso del intercambiador. El cliente evita la instalación de intercambiadores de calor y bombas.

La desventaja es que no existe una separación entre el circuito primario y el secundario. La regulación se lleva a cabo en los propios emisores (radiadores, etc.) y puede realizarse por variación de caudal o por variación de temperatura de impulsión. Las regulaciones o modificaciones efectuadas en el interior de cada edificio no serán, con carácter general, controladas por el gestor de la red y estas pueden producir desequilibrios en ella y alterar su funcionamiento.

El agua caliente sanitaria puede abastecerse mediante el calentamiento, por parte de la red, de un acumulador ubicado en el edificio o bien calentando directamente el agua de red, a través de un intercambiador de calor.

Habitualmente, el explotador de la red gestiona y controla cada una de las subestaciones para poder aislarlas si la red o el subsistema secundario tiene algún problema debido a aumentos de temperatura, pérdidas o fugas.

En general, el sistema de conexión directa no es recomendable.

5.1.4.2 CONEXIÓN INDIRECTA

Es el sistema más utilizado. La conexión indirecta utiliza intercambiadores de calor que separan el circuito primario (correspondiente a la red de distribución) del circuito secundario (o de distribución interior al edificio).

Este sistema supone una mayor inversión, pero de esta manera, la red principal es ajena a la posible existencia de fugas de agua o de alteraciones efectuadas en la instalación interior al edificio del usuario. Las condiciones de funcionamiento en el interior de los edificios son más estables ya que las fluctuaciones de temperatura de la red no afectan a este sistema. Para pequeñas cargas térmicas (hasta una potencia máxima de conexión de 1.500 KW) suelen utilizarse subestaciones compactas y prefabricadas.

Los espacios que ocupan estas subestaciones en los edificios son más reducidos que los espacios que requieren las salas de calderas y acumulación convencionales, hecho que constituye un valor añadido frente a las instalaciones de calefacción centralizadas.

La producción de ACS se podrá realizar indirectamente a partir del lado del edificio (secundario) de una interconexión única a la red para calefacción, o bien, directamente mediante un intercambiador independiente conectado al primario de la red en paralelo con el intercambiador de calefacción. En ambas soluciones, el sistema deberá permitir elevar la temperatura del ACS hasta el valor requerido por la legislación sobre legionelosis.

5.1.5 MEDICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA

Cada usuario conectado a la red debe pagar de manera individual su energía consumida.

Generalmente, la factura energética se divide en las siguientes partes:

- Costes de interconexión: suele ser un pago único inicial.
- Coste fijo anual: debe recoger los costes fijos de explotación y el mínimo nivel de retorno de la inversión.
- Coste variable mensual o trimestral, en función de la energía consumida: debe reflejar los costes variables de producción de energía en los que incurre el explotador.
- La medición de la energía suministrada se realiza mediante los siguientes procedimientos:
 - Medición de energía suministrada (kWh), para cada demanda abastecida (calefacción, refrigeración y/o ACS) mediante contadores de energía ubicados en cada punto de consumo.
 - Medición de volumen (m³), principalmente empleados en el caso de agua caliente sanitaria, que es independiente del salto térmico.

La medición puede realizarse incluso de forma remota, junto con la monitorización de los principales datos del sistema (caudal, presión, temperatura, etc.).

5.2 ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

5.2.1 INTRODUCCIÓN

La energía solar térmica aprovecha la radiación del Sol para calentar un fluido que posteriormente podrá ser utilizado para diversos fines tales como producción de ACS, calefacción, climatización de piscinas, etc. Los sistemas de captación solar combinan “el efecto de cuerpo negro” con el “efecto invernadero”, por un lado, se consigue aprovechar gran parte de la radiación incidente, y por otro, se impiden las pérdidas caloríficas.

Los captadores solares normalmente están compuestos por una superficie de color oscuro, denominada absorbedor, que a su vez está soldada a un tubo o a un conjunto de ellos por los que circulará un fluido caloportador. El absorbedor será el componente encargado de captar la mayor cantidad de radiación solar posible. La radiación solar captada se transformará en calor que a su vez será transferido al fluido que circula por su interior.

En este proceso tienen lugar pérdidas de calor por radiación y convección que deben ser reducidas al mínimo posible, ya que afectan gravemente a la eficiencia de esta tecnología.

Se han diseñado distintos tipos de captadores solares con el objetivo de incrementar la cantidad de energía absorbida y disminuir las pérdidas. La correcta elección del tipo de

captador a utilizar depende principalmente de la aplicación a la que se vaya a abastecer (temperatura de trabajo deseada) y de las condiciones climáticas de su ubicación.

Para suministrar energía a la temperatura necesaria en las redes de calefacción pueden considerarse adecuadas las siguientes tecnologías:

- **Captadores estacionarios.** Son captadores que no utilizan ningún mecanismo para seguir la trayectoria del Sol. Son capaces de captar calor a baja y media temperatura (hasta los 100 °C). Pertenecen a este grupo los captadores planos, los tubos de vacío y los captadores con concentrador cilindro parabólico compuesto (CPC).
- **Captadores con seguimiento.** Son captadores que disponen de un sistema de seguimiento de un eje o de dos ejes, son los mismos que se utilizan en las plantas industriales con procesos de alta temperatura o en las grandes plantas solares termo-eléctricas. Son capaces de alcanzar temperaturas por encima de los 400 °C manteniendo una elevada eficiencia.

Se ha realizado una descripción de los principales tipos de colectores en los siguientes apartados.

5.2.2 CAPTADORES SOLARES PLANOS

El captador solar plano es un equipo de construcción sencilla y es el más utilizado para transformar la energía solar en calor.

Estos captadores consisten básicamente en una caja herméticamente cerrada en cuya cara superior se ubica una superficie acristalada que deja atravesar la radiación solar e impide que se pierda la ganancia térmica obtenida. Generalmente la carcasa que envuelve al equipo de captación es metálica, aunque en algunos casos puede ser de plástico especial o de algún otro material. En su interior se encuentra la placa absorbadora, componente encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía térmica. Unidos a la placa absorbadora se encuentran unos tubos, por los que circula el fluido caloportador, cuya disposición cuenta con una toma de entrada del fluido a calentar y otra de salida. La configuración de tubos internos más habitual es de tipo serpentín o en paralelo. Éstos consisten en varios tubos de cobre, orientados en forma vertical con respecto al captador, en contacto con una placa de color oscuro que transfiere el calor al fluido circulante.

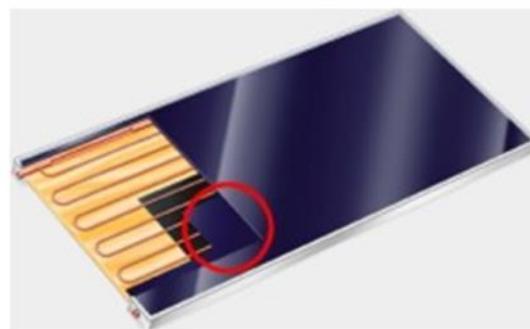
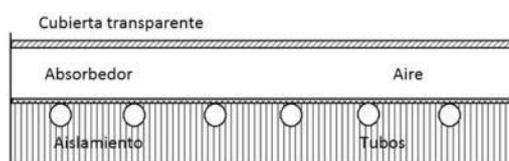


Ilustración 18. Sección lateral de un colector solar plano (izquierda). Detalle de un colector solar plano (derecha). Fuente: VIESSMANN

El fluido caloportador está compuesto generalmente por agua (a menudo con aditivos anticongelantes), aunque es posible utilizar otros fluidos (incluso vapor) dependiendo de la aplicación y la temperatura de operación necesaria.

En un intento de controlar al máximo las pérdidas térmicas, estos colectores incorporan diferentes tecnologías.

- **Absorbedores de superficie selectiva.** La transmisión de calor por radiación es uno de los tres mecanismos causantes de las pérdidas térmicas en un captador solar. Ésta puede ser controlada mediante el uso de recubrimientos selectivos aplicados sobre el absorbedor. Estos recubrimientos están diseñados para tener la máxima absorptancia posible en el espectro visible e infrarrojo cercano (longitudes de onda entre 0,3 y 2 μm) y la mínima emisividad (elevada reflectancia) posible en el espectro infrarrojo medio (región térmica correspondiente a longitudes de onda comprendidas entre 2 y 20 μm). Los captadores que utilizan estos recubrimientos se denominan de superficie selectiva y todos los demás, de superficie no-selectiva.
- **Cubierta simple/doble; barreras de la convección.** Otro de los mecanismos causante de pérdidas es la transmisión de radiación térmica por convección. Una forma de reducir dichas pérdidas es el uso de una doble cobertura, que acostumbra a ser una película transparente situada en la parte posterior de la cubierta de cristal. Deben utilizarse materiales que posean una elevada transmitancia en el espectro solar, para que permitan el paso de la mayor parte de la radiación, y una baja transmitancia en el infrarrojo, resultado así opacos a la radiación térmica procedente del absorbedor. De esta forma se consigue que la mayor parte de la radiación incidente en la cubierta pueda ser transferida al fluido caloportador. Es posible mejorar las propiedades de la cubierta utilizando sistemas antirreflectantes por recubrimiento o decapado. Todos los materiales utilizados deben tener la menor conductividad térmica posible, para evitar las pérdidas de calor por conducción, y elevada resistencia térmica a la temperatura de trabajo del colector.

La selección de las propiedades anteriormente indicadas para ambas tecnologías, se justifica mediante el fenómeno de “efecto invernadero”, que está relacionado con la radiación solar de onda corta que atraviesa la superficie acristalada, produciendo un aumento de la temperatura de los materiales próximos que, al calentarse, emiten radiación de onda larga que no podrá atravesar la superficie con la misma facilidad que la radiación de onda corta. De esta forma se consigue un aumento de temperatura en el interior del colector y una disminución de las pérdidas.



Ilustración 19. Captadores planos selectivos con cubierta antirreflectante en instalación de climatización solar. Edificio Peracamps. Barcelona. Fuente: Aiguasol

5.2.3 CAPTADORES SOLARES DE TUBO DE VACÍO

Como su nombre indica, los **captadores de tubo de vacío** están formados por hileras de tubos de cristal conectados en paralelo a una tubería de cabecera. En cada uno de estos tubos se ha realizado el vacío en el espacio entre la superficie protectora de cristal y el absorbedor ubicado en su interior, permitiendo así eliminar, casi completamente, las pérdidas por convección y por tanto, aumentar notablemente el rendimiento de esta tecnología en comparación con los captadores solares planos. Su geometría tubular es necesaria para soportar la diferencia de presión entre la atmósfera y el vacío del interior. Estos captadores se pueden clasificar en dos grandes grupos:

- **Tubos de vacío de flujo directo:** el fluido caloportador fluye por el interior del absorbedor.
- **Tubos de vacío tipo heat pipe:** la transferencia de calor entre el absorbedor y el fluido caloportador se realiza a través de un fluido, diferente al del resto de la instalación que, mediante procesos de evaporación y condensación, transfiere el calor al fluido principal.



Ilustración 20. Captador de tubo de vacío. Fuente: APRICUS-SOLAR

5.2.3.1 CAPTADORES DE TUBO DE VACÍO DE FLUJO DIRECTO

Estos colectores consisten en un conjunto de tubos de vidrio por los que circula el fluido caloportador. En el interior de cada uno de ellos se alberga el absorbedor, que consiste en una placa plana o curvada de aluminio, conectada a un tubo de metal (normalmente cobre) o de cristal, dependiendo de la configuración, y que habitualmente está recubierta con una capa de recubrimiento selectivo. Existen varios tipos de captadores, según la distribución de sus tubos:

- **Captadores con impulsión-retorno concéntricos (vidrio-metal):** Éstos utilizan un único tubo de vidrio, en cuyo interior está la tubería de cobre soldada a la aleta. La principal ventaja de esta solución constructiva es su simetría rotacional, que permite que cada uno de los tubos gire fácilmente, ajustando así el ángulo de inclinación de la aleta de absorción, consiguiendo la máxima absorción aun cuando el colector se coloque en posición horizontal.
- **Captadores con impulsión-retorno separados (vidrio-metal):** este diseño presenta menores problemas de permeabilidad, en cuanto al vacío se refiere, que el precedente. El absorbedor puede ser plano o curvo.

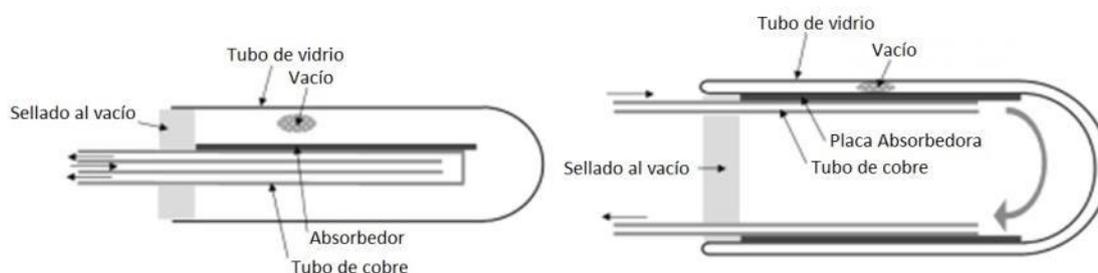


Ilustración 21. Ejemplos de captador de tubo de vacío con flujo directo vidrio-metal: concéntrico (izquierda) y tubos separados (derecha). Fuente: Fraunhofer ISE

- **Colectores tipo Sydney (vidrio-vidrio):** este colector consiste en dos tubos de vidrio concéntricos unidos por un extremo. El tubo interior está recubierto por un absorbedor integrado cilíndrico de metal, normalmente hecho de un material selectivo.



Ilustración 22. Tipos colectores de flujo directo: tubos de vacío vidrio-vidrio (glass-glass pipes, en inglés). Fuente: APRICUS-SOLAR

Los dos primeros tipos mencionados son muy eficientes a temperaturas de trabajo bajas (aplicaciones con ACS y calefacción), pero pueden sufrir problemas relacionados con la pérdida de vacío. Esto se debe principalmente a que el sellado se realiza entre vidrio y metal. Los niveles de expansión térmica de estos dos materiales son diferentes y, después de algunos años expandiéndose y contrayéndose, el sellado puede fallar, con la consiguiente pérdida de estanqueidad. Los tubos vidrio-vidrio, aunque no son tan eficientes como los de vidrio-metal, son generalmente más fiables y mucho más baratos. Sin embargo, para algunas aplicaciones de refrigeración solar a muy alta temperatura, su rendimiento puede llegar a ser incluso mayor que el de los tubos vidrio-metal dependiendo de las características técnicas del colector, de la temperatura de trabajo y de la temperatura ambiente.

Algunos tubos de vacío incluyen reflectores en la parte posterior de los tubos o en su interior. Los reflectores externos incrementan la radiación recibida por el colector al reconducir hacia el absorbedor la radiación que normalmente pasaría entre las hileras de tubos. Se puede encontrar más información sobre estas aplicaciones en el *capítulo 5.2.5* Colectores cilíndrico-parabólicos

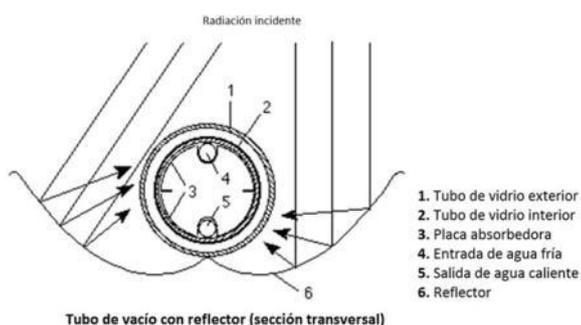


Ilustración 23. Colector tipo Sydney con reflector CPCP (izquierda). Fuente: MICROTHERM Energietechnik GmbH. Colector de tubos concéntricos con reflector en el interior del tubo (derecha). Fuente: SCHOTT

5.2.3.2 CAPTADORES DE TUBO DE VACÍO HEAT PIPE

A menudo, los tubos heat pipe tienen un capilar en su interior para facilitar la circulación del fluido aunque éste puede no ser necesario si la superficie interior del tubo de cobre está extremadamente pulida, permitiendo que el fluido regrese a la parte inferior del tubo de forma eficiente.

El heat pipe tiene dos componentes de cobre, el eje y el condensador. Antes de realizar el vacío, el eje se suelda al condensador. El condensador tiene un diámetro mucho mayor que el del eje, lo que supone una mayor superficie para realizar la transferencia de calor.

Una de las ventajas de los captadores heat pipe respecto a los tubos de flujo directo es la conexión "seca" entre el absorbedor y la cabecera, que facilita el proceso de montaje y permite la sustitución de tubos sin necesidad de extraer el fluido del sistema. Sin embargo, un inconveniente es que estos colectores deben montarse siempre con una inclinación mínima de 25° para permitir que el fluido condensado retorne a la parte inferior del tubo, mientras que los de flujo director pueden instalarse en posición horizontal.

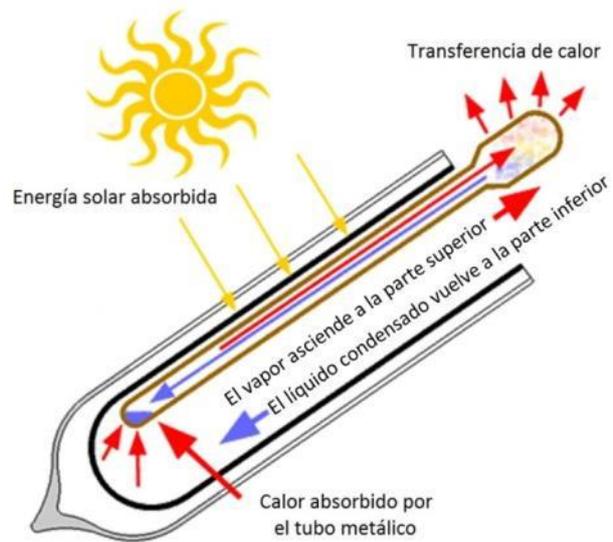


Ilustración 24. Colector de tubo de vacío Heat pipe. Fuente: APRICUS-SOLAR

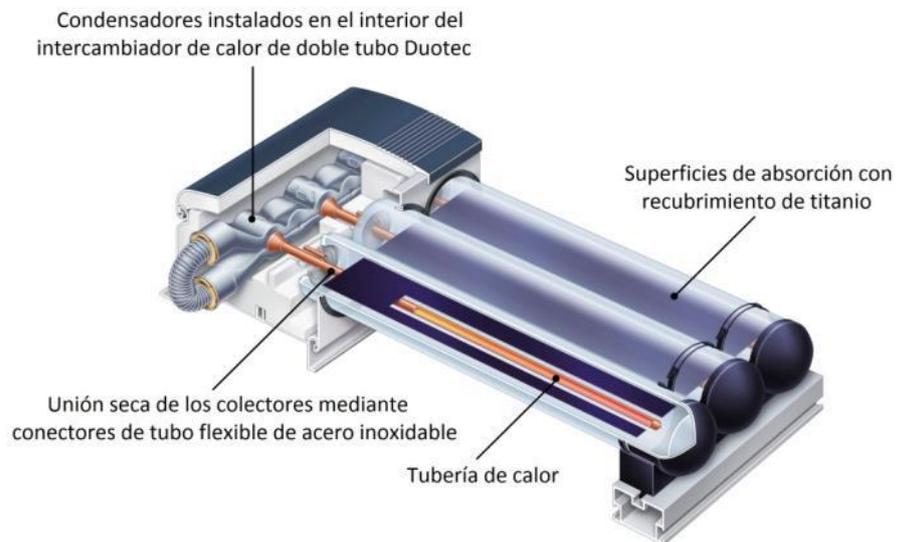


Ilustración 25. Detalle de la conexión entre el heat pipe y el circuito de agua. Fuente: VISSMANN



Ilustración 26. Instalación de tubos de vacío Fuente: SPF

5.2.4 CAPTADORES CPC (CONCENTRADOR ESTACIONARIO)

Otra forma de reducir las pérdidas de un captador solar es disminuyendo el área del absorbedor, ya que las pérdidas de calor son proporcionales a su superficie. Esto se puede lograr reflejando la radiación solar mediante el uso de reflectores que, después de una o más reflexiones, dirigen la radiación incidente dentro de un cierto ángulo (llamado ángulo de aceptación) en la dirección del absorbedor.

La concentración de la radiación se puede realizar mediante una óptica donde la relación entre la concentración y el ángulo de aceptación (θ) sea la máxima físicamente posible. Para una geometría de dos dimensiones, dicha concentración se define como:

$$C_{\max} = \frac{1}{\sin(\theta)}$$

En los colectores estacionarios θ debe ser grande y, por lo tanto, la concentración no puede ser muy elevada.

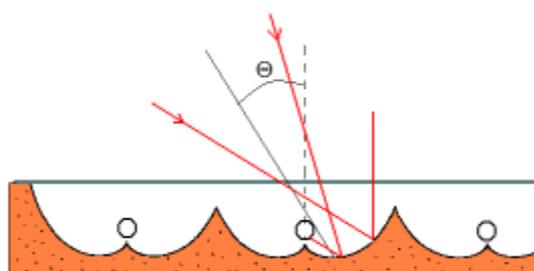


Ilustración 27. Diseño de un colector CPC con absorbedor tubular

Este tipo de captadores se conocen como concentradores **CPC (Concentrador Parabólico Compuesto)** y utilizan una combinación de parábolas para operar en los límites

mencionados. Sus espejos se fabrican con la forma adecuada para reflejar la radiación incidente sobre el absorbedor.

El gran ángulo de aceptación de estos dispositivos les permite aprovechar tanto la radiación directa como la difusa de la misma forma que un colector solar plano. Ésta es una característica muy interesante de este tipo de concentradores en comparación con aquellos que requieren de un sistema de seguimiento.

5.2.5 COLECTORES CILÍNDRICO-PARABÓLICOS

Los concentradores solares con seguidor se clasifican en función de cómo realizan el seguimiento del sol:

- Seguidores de un solo eje con foco lineal, que pueden seguir la trayectoria del sol de forma azimutal.
- Seguidores de dos ejes con foco puntual (discos parabólicos, heliostatos y hornos solares), en los que los rayos solares son siempre perpendiculares a la superficie del colector. Los sistemas con un foco puntual son utilizados únicamente en aplicaciones que requieran temperaturas superiores a 400 °C.



Ilustración 28. Colectores cilindro-parabólicos con un eje de orientación este-oeste (izquierda). Aplicación de colectores cilindro-parabólicos en un proceso industrial (derecha)

El seguidor de un eje más característico es conocido como **colector cilíndrico-parabólico**. Los colectores cilindro-parabólicos son actualmente la tecnología de generación de calor a temperaturas superiores a 400 °C más madura y se utilizan en las plantas termoeléctricas o en procesos industriales que requieran calor a alta temperatura. Los reflectores, que tienen una forma parabólica, concentran la radiación solar directa en el receptor situado en la línea focal del concentrador. El receptor consiste en un tubo absorbedor con un área, normalmente de 25 a 35 veces más pequeña que la abertura y por cuyo interior circula el fluido a calentar. Los fluidos de trabajo más habituales son el agua y los aceites térmicos.

Los colectores cilindro parabólicos tienen un coeficiente de pérdidas térmicas muy bajo y es por esta razón, que son adecuados para aplicaciones a muy alta temperatura. Aunque no

utilizan la radiación difusa, hacen un mayor uso de la componente directa que un colector estacionario gracias al seguimiento solar.

Existen varias instalaciones en el mundo con superficies de captación de 500 m² a 2.500 m² de la década de los 90, y algunas más actuales en España, que han permitido demostrar la fiabilidad de estos sistemas. Actualmente son varias las compañías que han empezado a comercializar colectores cilindro-parabólicos para rangos de temperatura entre 50°C y 300 °C.

5.2.6 CONCENTRADORES LINEALES DE FRESNEL

Los concentradores lineales de Fresnel se basan en el mismo principio de funcionamiento que los cilindro-parabólicos. Están constituidos por un conjunto de espejos prácticamente planos que, con un solo eje, realizan el seguimiento del sol y reflejan los rayos directamente en un único receptor lineal estacionario.

Los coeficientes de concentración se encuentran en el rango entre 25 y 40 respecto a la superficie de absorción, que se corresponde con un coeficiente de concentración de 80 a 130 referido al diámetro de absorción. Gracias a la concentración, la temperatura de funcionamiento puede llegar a 400 °C.

Los fluidos caloportadores utilizados son agua, para aplicaciones de hasta 200 °C y aceite térmico, para temperaturas superiores.

La limitación principal se encuentra en el material del receptor (por ejemplo, el revestimiento del absorbedor).

Ventajas que presentan estos sistemas frente a los Colectores Cilindro Parabólicos:

- Los espejos son de menor tamaño y curvatura, lo que permite su fabricación a partir de vidrio sometido a procesos mecánicos de flexión para conseguir la ligera curvatura necesaria para una longitud focal de varios metros. Esto supone una reducción de los costes de producción.
- Los reflectores se colocan a nivel del suelo, reduciéndose los esfuerzos mecánicos a los que pueden verse sometidos por cargas de viento.
- Las filas de colectores pueden situarse próximas entre sí, reduciéndose la ocupación de terreno. Algunas aplicaciones permiten darle uso a la zona sombreada debajo de los colectores (por ejemplo en aparcamientos).
- El receptor es único, fijo y estructuralmente independiente de los colectores, reduciendo así la complejidad de ambos componentes.
- Es importante saber que, a diferencia de los cilindro-parabólicos, existe una dimensión mínima para poder realizar el seguimiento del sol, lo cual exige que los colectores tengan unas dimensiones mínimas que, dependiendo de las necesidades o posibilidades del usuario, podrían resultar excesivas en determinados casos.

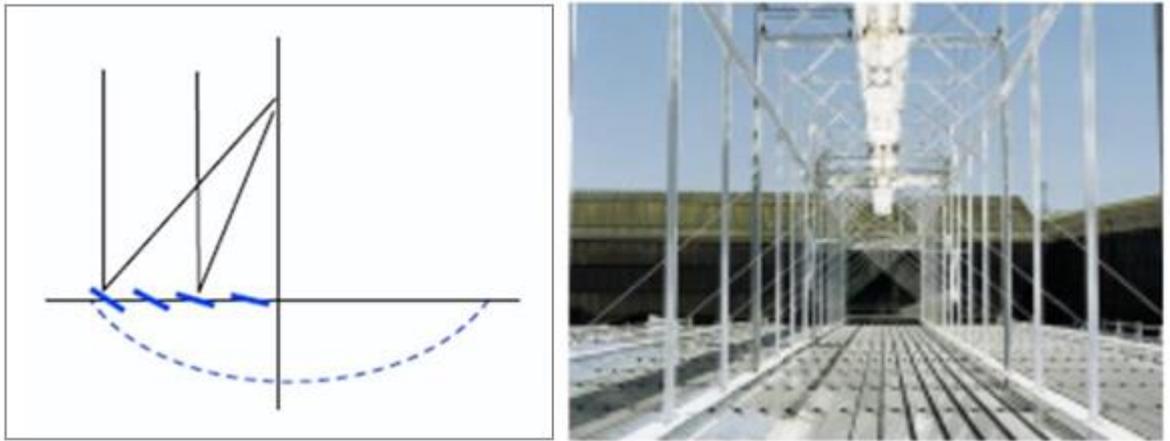


Ilustración 29. Trazado de rayos y vista general de un Captador Lineal de Fresnel

5.2.6.1 ESTADO ACTUAL DE DESARROLLO

Este tipo de colectores solares constituye una tecnología relativamente nueva que pretende abrirse camino en un mercado dominado por los colectores cilindro-parabólicos.

Actualmente hay varios grupos industriales que están desarrollando captadores lineales de Fresnel, tanto para la generación de energía eléctrica como térmica, y las primeras grandes plantas de demostración se han realizado en el campo de la generación de energía solar térmica (frío solar) y en el de la generación eléctrica.

Así pues, la empresa alemana PSE AG (Mirroxx) ofrece esta tecnología para aplicaciones de calor en procesos industriales, ideal para instalaciones en cubierta plana. En ese momento, han sido instalados tres sistemas:

- Un prototipo en Freiburg, Alemania, que se utiliza para obtener medidas de la producción.
- Un segundo sistema en Bergamo, Italia, que está impulsando una enfriadora de absorción de amoníaco.
- Un tercer sistema de 176 kW (352 m²), instalado en el techo de la Universidad de Sevilla, para accionar una máquina de refrigeración de absorción de doble efecto.
- Otros proyectos se están desarrollando actualmente.

La empresa catalana AIRA Termosolar tiene una instalación operativa para producción de calor industrial a 80 °C en la empresa cárnica MAFRICA con 3.000 m² instalados sobre suelo.



Ilustración 30. Instalación de 3.000m² de LFC en MAFRICA

Existen actualmente en el mercado cuatro captadores de concentración lineal de Fresnel que están en fase comercial, uno para aplicaciones eléctricas y tres para aplicaciones térmicas, con costes desde los 150 €/m² hasta por encima de los 300 €/m², aunque a menudo es difícil conocer estos costes.

Aplicación eléctrica:

- Solarmundo: colector alemán para producción eléctrica, de más de 8 m de altura.
- Aplicación térmica:
- PSE-Miroxx: colector alemán para producción de calor, de 4 m de altura.
- Soltigua: colector italiano para producción de calor, especialmente vapor.
- AIRA Termosolar: colector español para producción de calor a baja y media temperatura.

5.2.7 PARÁMETROS DEL RENDIMIENTO DE UN COLECTOR SOLAR

El rendimiento instantáneo (η) de un colector solar se define como el ratio entre la energía cedida a la carga (fluido caloportador) y la irradiación solar incidente sobre el área de apertura del captador. Habitualmente, el rendimiento se representa como una función de $\frac{\Delta T}{G_T}$

$$\frac{\Delta T}{G_T} = \frac{t_m - t_a}{G_T}$$

donde:

ΔT Es la diferencia entre la temperatura promedio del fluido (temperatura del fluido utilizado para extraer la energía captada) y la temperatura ambiente. (K)

La temperatura promedio del fluido se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$t_m = \frac{t_{sal} + t_{ent}}{2}$$

siendo:

t_{sal} : la temperatura del fluido a la salida del colector. (K)

t_{ent} : la temperatura del fluido a la entrada del colector. (K)

G_T Es la irradiación solar global instantánea incidente en el plano del colector (W/m^2)

Por lo tanto, el rendimiento instantáneo η se expresa como:

$$\eta = \eta_0 - (c_1 + c_2 \Delta T) \cdot \frac{\Delta T}{G_T}$$

donde:

η_0 Es el rendimiento óptico, eficiencia medida en ausencia de pérdidas de calor, lo que implica que $t_m = t_a$.

Es función de la transmitancia de la cubierta del colector, de la absorptividad del absorbedor y de la reflectividad de los espejos, cuando los haya. (-)

c_1, c_2 Son los coeficientes de pérdidas lineal y cuadrático; parámetros que caracterizan las pérdidas de calor entre el colector y la atmósfera producidas por fenómenos de convección y radiación, respectivamente. ($W/K m^2$) ($W/K^2 m^2$)

En la siguiente imagen se muestra el rendimiento de diferentes tecnologías de captación en función de la diferencia de temperatura entre el ambiente y la temperatura promedio del fluido caloportador.

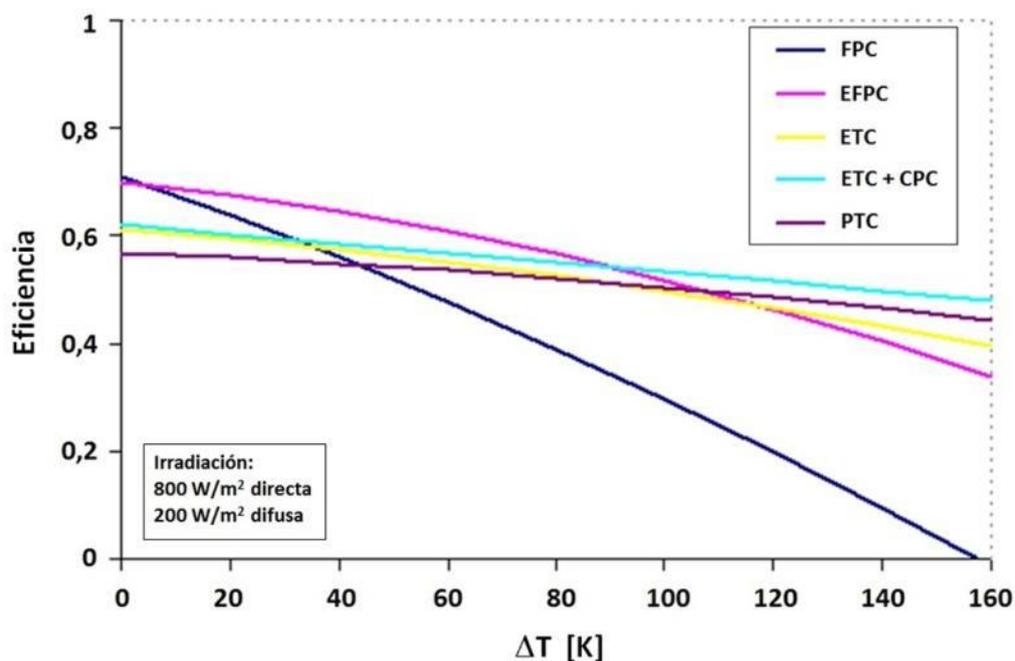


Ilustración 31. Rendimiento de distintos captadores en función de la diferencia de temperatura con el ambiente

FPC: captador plano estándar, EFP: captador plano de vacío, ETC: captador con tubo de vacío, ETC/CPC: captador con tubo de vacío con captadores parabólicos de concentración, PTC: captador cilindro parabólico. Fuente: POSHIP.

Se observa que el rendimiento disminuye a medida que la temperatura del fluido aumenta o la radiación disponible disminuye.

El cálculo de la energía anual acumulada será el resultado de la siguiente operación:

$$Q_{solar\ útil} = \eta \cdot G_T \cdot A$$

donde:

η Es el rendimiento instantáneo del captador solar.

A Es el área total de captadores solares referida a la superficie de apertura o de absorbedor. (m²)

G_T Irradiación solar global instantánea incidente en el plano del colector (W/m²)

En las siguientes figuras se muestra la variabilidad existente en la producción energética para dos localidades con diferentes niveles de irradiación y para diferentes tipos de captadores solares.

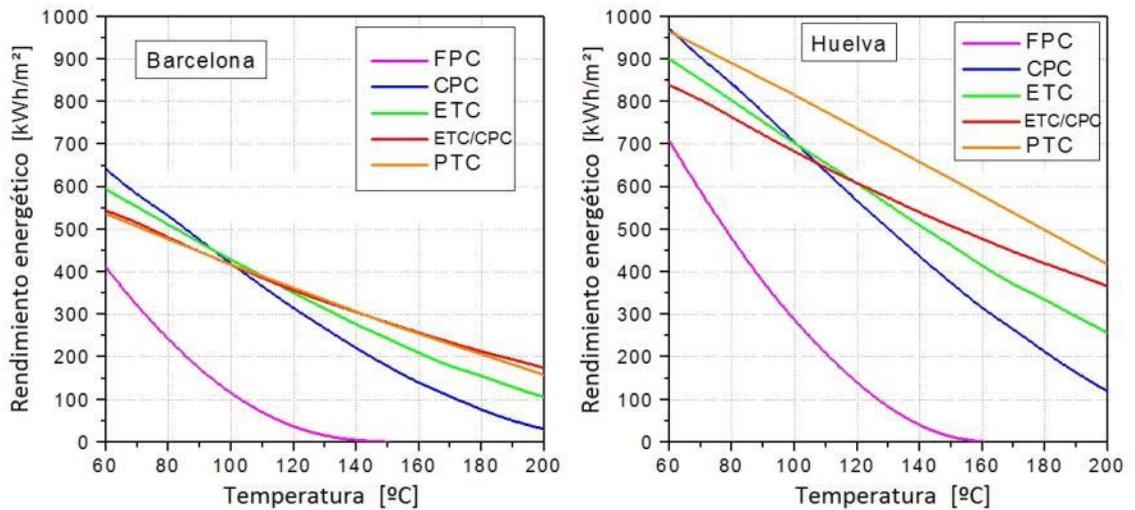


Ilustración 32. Rendimientos típicos de captadores de energía bruta como función de la temperatura de salida del captador, calculados para instalaciones en Barcelona y Huelva, España

FPC: captador plano estándar, CPC: captador plano con captadores parabólicos de concentración (baja proporción de concentración), ETC: captador con tubo de vacío, ETC/CPC: captador con tubo de vacío con captadores parabólicos de concentración, PTC: captador cilindro parabólico. Fuente: POSHIP.

El rendimiento de un captador solar está estrictamente relacionado con la temperatura de operación del sistema siendo este tanto más bajo cuanto más alta sea la temperatura demandada. En el caso de las redes de calefacción, vendrá condicionado por las temperaturas de impulsión y retorno de la misma, típicamente entre 90 y 70 °C.

5.3 ACUMULACIÓN ESTACIONAL

5.3.1 ¿POR QUÉ ALMACENAMIENTO?

El almacenamiento de energía térmica se hace necesario cuando se quiere integrar energía solar térmica en una red para cubrir parte de la demanda de calefacción, ya que permite hacer frente al desfase temporal entre producción y demanda en el curso de un día, varios días o incluso de un año. En este último caso, denominado almacenamiento estacional, el calor excedentario producido durante el verano se puede almacenar para poder ser usado posteriormente en invierno. De esta manera se compensa el desequilibrio estacional que existe entre demandas de diferentes tipos como ocurre en el caso del ACS y la calefacción, aumentando así la contribución solar total para el sistema. Categorías de almacenamiento

Hay tres tipos de almacenamiento de energía térmica que se clasifican en función del tiempo de desfase entre su generación, su uso y la aplicación abastecida:

- a. **Almacenamiento de inercia a pequeña escala**, para el almacenamiento de energía a corto plazo.
- b. **Almacenamiento de energía térmica a gran escala** (1.000 - 50.000 m³), para almacenamiento de energía térmica solar a largo plazo o estacional.
- c. **Almacenamiento de energía térmica a gran escala**, para uso múltiple (por ejemplo, calor solar y calor residual).

Nos interesan en este trabajo las tipologías b y c y su integración en una red de distrito, como se muestra en la siguiente ilustración.

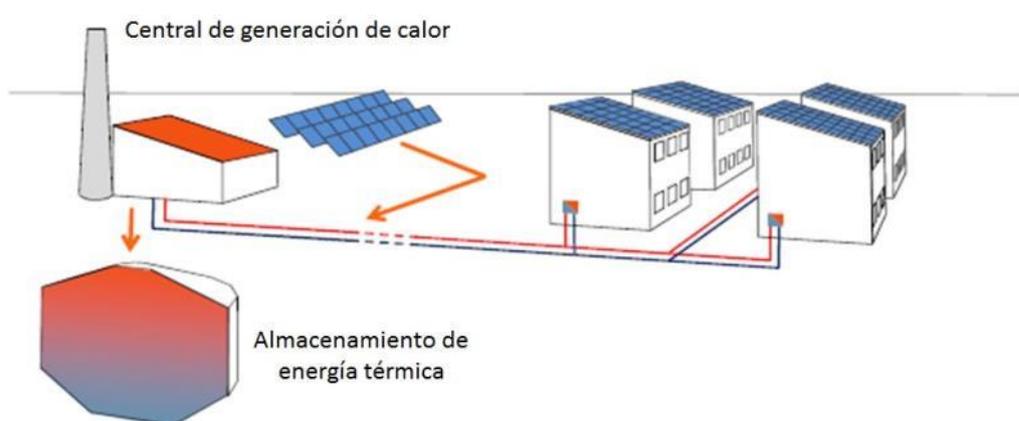
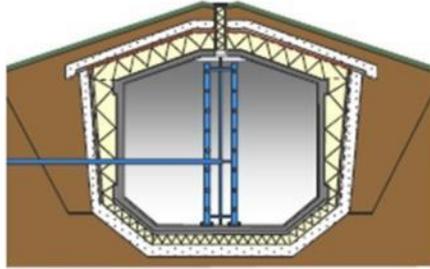


Ilustración 33. Acumulación estacional en red de distrito (Fuente: Solites)

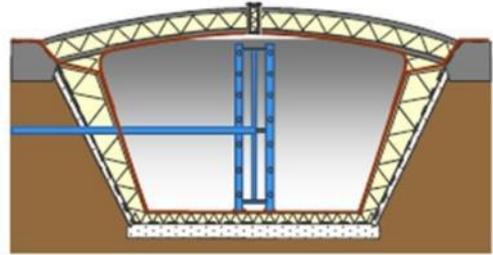
5.3.2 TECNOLOGÍAS DE CONSTRUCCIÓN DE ACUMULADORES ESTACIONALES

Hay cuatro tipos principales de almacenamiento de energía térmica a gran escala o estacional que se utilizan en todo el mundo. Las cuatro tecnologías de almacenamiento que se muestran en la Ilustración 14 incluyen tanques de almacenamiento (TTES, Tank Thermal Energy Storage), pozos de energía térmica (PTE, Pit Thermal Energy Storage), pozos geotérmicos de almacenamiento de energía térmica (BTES, Borehole Thermal Energy Storages) y almacenamiento en acuífero (ATES, Aquifer Thermal Energy Storages).

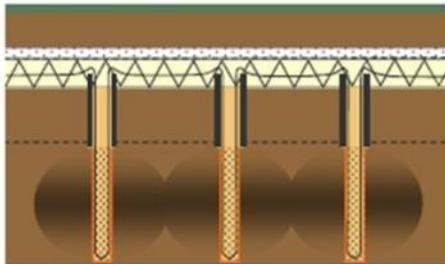
Almacenamiento de energía térmica en tanque



Almacenamiento de energía térmica en pozo



Almacenamiento de energía térmica en sondeos



Almacenamiento de energía térmica en acuíferos

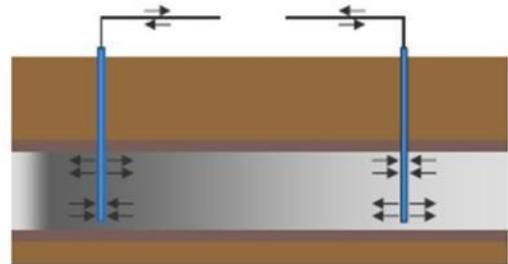


Ilustración 34. Tecnologías de acumulación estacional en redes de calefacción (Fuente: Solites)

Las técnicas más avanzadas de almacenamiento de energía térmica utilizan materiales de cambio de fase y almacenes termoquímicos y por sorción, aunque estas técnicas todavía no están disponibles para su uso en el almacenamiento estacional.

La *Tabla 9* muestra una comparativa de las tecnologías mencionadas anteriormente con respecto a su capacidad térmica y a los requisitos geológicos del terreno. Debido a las capacidades caloríficas inferiores específicas de una mezcla de grava y agua, los volúmenes de almacenamiento subterráneo en materiales tienen que ser significativamente mayores en comparación con un almacenamiento de agua para ser capaz de almacenar la misma cantidad de calor a la misma temperatura.

Tabla 9. Comparativa de tecnologías de acumulación estacional respecto a la capacidad térmica y requisitos geológicos (Fuente: Solites).

TTES		PTES		BTES		ATES	
Medio de almacenamiento							
Agua		Agua (*)		Grava – Agua (*)		Tierra / Roca	
						Arena - Agua	
Capacidad calorífica kWh/m³							
60 - 80		60 - 80		30 - 50		15 - 30	
						30 - 40	
Volumen de almacenamiento equivalente a 1 m³ de agua							
1 m ³		1 m ³		1,3 - 2 m ³		3 - 5 m ³	
						2 - 3 m ³	
Requisitos geológicos							
<ul style="list-style-type: none"> - Condiciones estables del terreno. - Preferiblemente sin aguas subterráneas. - Profundidad de 5 - 15 m. 		<ul style="list-style-type: none"> - Condiciones estables del terreno. - Prefereiblemente sin aguas subterráneas. - Profundidad de 5 - 15 m. 		<ul style="list-style-type: none"> - Terreno perforable. - Agua subterránea favorable. - Gran capacidad térmica. - Alta conductividad Térmica. - Baja conductividad hidráulica ($k_1 < 10^{-5}$ m/s). - Caudal natural de agua subterránea < 1m/a. - Profundidad de 30 - 100 m. 		<ul style="list-style-type: none"> - Capa acuífera con alta conductividad ($k_1 < 10^{-5}$ m/s). - Capas de confinamiento superiores e inferiores. - Bajo o nulo caudal de aguas subterráneas. - Adecuada composición química del agua a altas 	

*El uso de agua es más favorable desde un punto de vista termodinámico. Grava-agua se utiliza a menudo si la superficie del almacenamiento se va a usar para otros propósitos.

5.3.3 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN TANQUES Y POZO (TTES Y PTE)

En los depósitos de almacenamiento de energía térmica enterrados, no existen procedimientos normalizados referentes a la construcción de las paredes, dispositivos de carga, etc. Debido al tamaño, a la geometría y a los requisitos en términos de detección de fugas y vida útil, la mayoría de las técnicas y los materiales tienen su origen en la construcción de rellenos. Las técnicas de operación y los materiales utilizados en este tipo de almacenamiento no pueden ser directamente empleados para aplicaciones de almacenamiento de energía a alta temperatura.

Los acumuladores construidos en los últimos 25 años van desde los 100 m³ hasta los 75.000 m³.

5.3.3.1 TANQUE DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA (TTES)

Los TTES tienen una estructura de hormigón armado o de fibra de plástico reforzado con fibra vidrio (elementos de construcción tipo sándwich). Los tanques de hormigón se

construyen in-situ o utilizando prefabricados. Normalmente se monta un revestimiento adicional de acero inoxidable en la superficie interior del depósito para garantizar la estanqueidad del agua y del vapor. El aislamiento está colocado en el exterior del tanque.

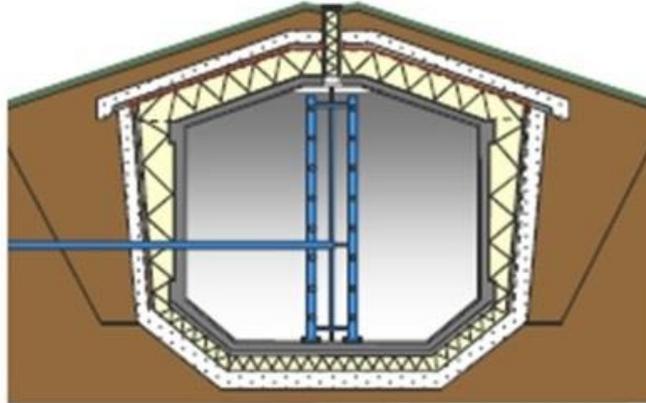


Ilustración 35. Tanque de almacenamiento de energía térmica (TTES en inglés)

Existen grandes acumuladores de superficie, pero debido a su alto coste de inversión, en general, sólo se utilizan como tanques tampón con volúmenes hasta los 200 m³. Sin embargo, existen algunos ejemplos de este tipo de almacenamiento a gran escala construidos en acero en Austria, Dinamarca y Suecia.

En Crailsheim se construyó un acumulador de 100 m³ con elementos prefabricados y revestimiento de acero inoxidable. Además, existe otro acumulador de 480 m³ construido in-situ con prefabricados de hormigón que hace de tampón para un BTES de 39.000 m³. Ambos tanques pueden ser operados a temperaturas de hasta 108 °C dado que se hacen funcionar con un nivel de presión de 3 bar.

Otras características de los TTES:

- Aplicación multifuncional (corto / largo plazo de almacenamiento).
- Existen casos especiales donde TTES han sido rehabilitados en Hamburgo: Se utiliza como almacenamiento estacional de energía solar térmica y para la optimización de la calefacción conectada CHP-red.
- El dispositivo de carga tiene que evitar la pérdida de la estratificación de temperatura.
- Precisa un revestimiento impermeable hecho de paneles de acero inoxidable (si no se utiliza una mezcla especial de hormigón).
- Temperatura de operación de hasta 95 °C por no encontrarse presurizado.
- La construcción de la pared tiene que tener en cuenta el transporte combinado de calor y de masa (vapor).

- Para evitar la corrosión en tanques de acero, a menudo se instala un sistema de inyección automática de nitrógeno en la parte superior del tanque para eliminar el oxígeno en el aire por encima del nivel del agua.

5.3.3.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA EN POZO (PTE)

Los acumuladores de pozo se construyen sin estructuras, instalando únicamente aislamiento y revestimiento en un pozo.

El diseño de la tapa depende del medio de almacenamiento y de la geometría. Mientras que en el caso de relleno de grava o tierra / arena-agua la cubierta puede ser idéntica a las paredes, la construcción de una tapa para un almacenamiento de agua requiere un tratamiento específico y es la parte más costosa del acumulador. Normalmente no se apoya en ningún elemento, si no que flota sobre la superficie del agua.

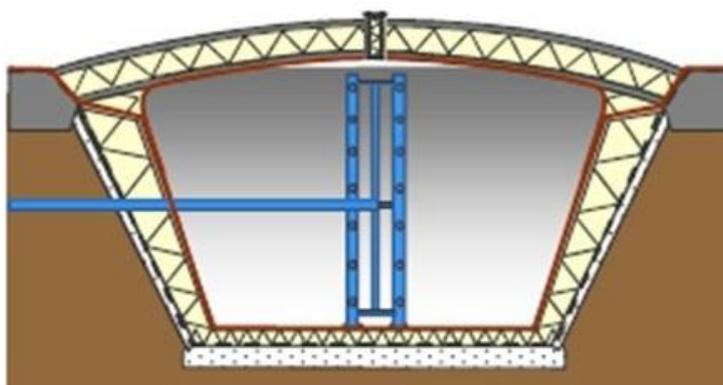


Ilustración 36. Almacenamiento de energía térmica en pozo (PTES en inglés)

Por definición, los depósitos de acumulación de energía térmica de pozo están completamente enterrados. En los PTES más grandes la tierra extraída se usa para crear bancos que permitirán hacer el pozo algo más alto que el nivel del suelo. En algunos casos, la cubierta puede estar equipada únicamente con una membrana que el almacenamiento de la lluvia y de la radiación UV.

En Dinamarca se han construido varios acumuladores de pozo rellenos de agua, el mayor, en Marstal, tiene un volumen de 75.000 m³.

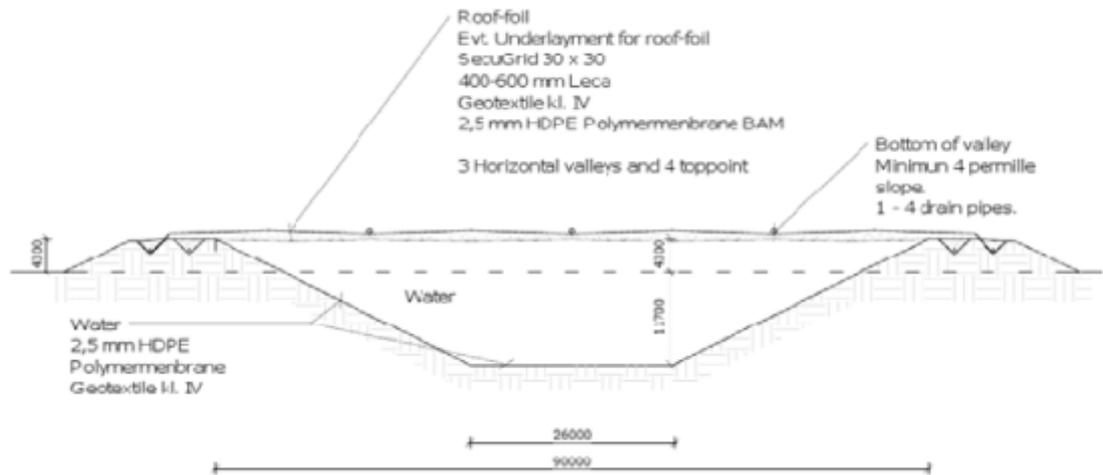


Ilustración 37. Sección transversal de los 75.000 m³ PTES en Marstal. (Fuente: PlanEnergi)

Tabla 10. Ventajas e inconvenientes de sistemas de acumulación empleando agua y grava-agua

	Agua	Grava / Arena / Tierra y agua
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidad térmica. - Funcionamiento característico. - Estratificación térmica. - Bajo mantenimiento / reparación. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requisitos estáticos bajos. - Cubierta simple.
Inconvenientes	<ul style="list-style-type: none"> - Cubierta compleja y costosa - Acumulación de carga estática bajo cubierta. - Costes de movimiento de tierras, excavación (si procede). 	<ul style="list-style-type: none"> - Capacidad térmica. - Sistema de carga. - Almacenamiento intermedio adicional (si procede). - Mantenimiento / reparación. - Coste del relleno de grava.

Otras características de los PTES:

- Fracción de grava del 60 a 70% (en el caso de utilizar grava)
- Se puede utilizar tierra o arena en vez de grava como alternativa
- Es necesario aislamiento térmico en la cubierta (opcionalmente en las paredes laterales y el fondo), dependiendo del volumen.
- Proceso de carga y descarga indirecta mediante intercambiadores de tubos de plástico en la capa de grava o por intercambio directo con el agua

- Máxima temperatura de almacenamiento de 80 a 90 °C, dependiendo de la estabilidad a la temperatura de la envolvente
- La construcción de la pared tiene que considerar el transporte combinado de calor y masa (vapor)
- Menos estratificación térmica vertical con grava-agua en comparación con el uso de sólo agua.

5.3.4 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA EN SONDEOS Y ACUÍFEROS

Los sistemas subterráneos de almacenamiento de energía térmica se pueden dividir en dos grupos:

- Sistemas cerrados (BTES), donde un fluido caloportador (agua en la mayoría de los casos) cede el calor generado al suelo a través de sondeos geotérmicos.
- Sistemas abiertos (ATES), donde el agua subterránea procedente de acuíferos es extraída e inyectada en el suelo mediante pozos.

La ventaja de los sistemas cerrados frente a los abiertos es la independencia de la existencia o no de acuíferos y de la composición química del agua. Los sistemas abiertos tienen una capacidad de transferencia de calor generalmente superior en un pozo de agua que en un sondeo. Por ello, los ATES son la alternativa más barata, siempre que el subsuelo sea hidrogeológico e hidrogeoquímicamente adecuado.

5.3.4.1 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA CON SONDEOS (BTES)

En BTES se utiliza el suelo como material de almacenamiento. No existe un volumen de almacenamiento claramente definido. Las formaciones geológicas más adecuadas para este tipo de almacenamiento son roca o suelos saturados sin flujo de agua subterránea.

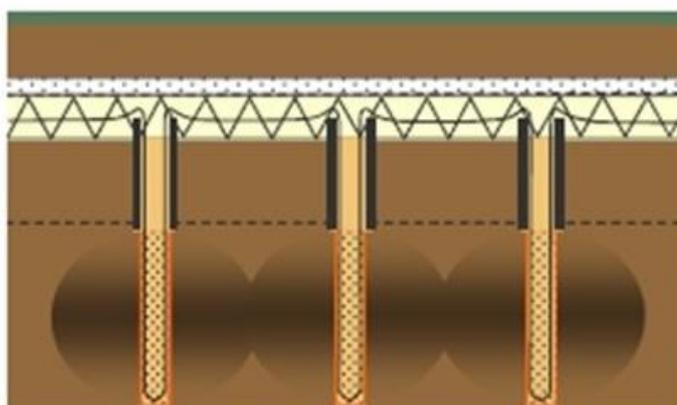


Ilustración 38. Almacenamiento de energía térmica con sondeos (BTES en inglés)

La energía se carga o descarga mediante pozos verticales, intercambiadores de calor (BHE, Boreholes Heat Exchangers) que se instalan en pozos con una profundidad de entre

30 y 100 m por debajo de la superficie del suelo. Los intercambiadores pueden ser tuberías de simple o doble-U o tubos concéntricos, en su mayoría hechos de materiales sintéticos (véase Ilustración 39).

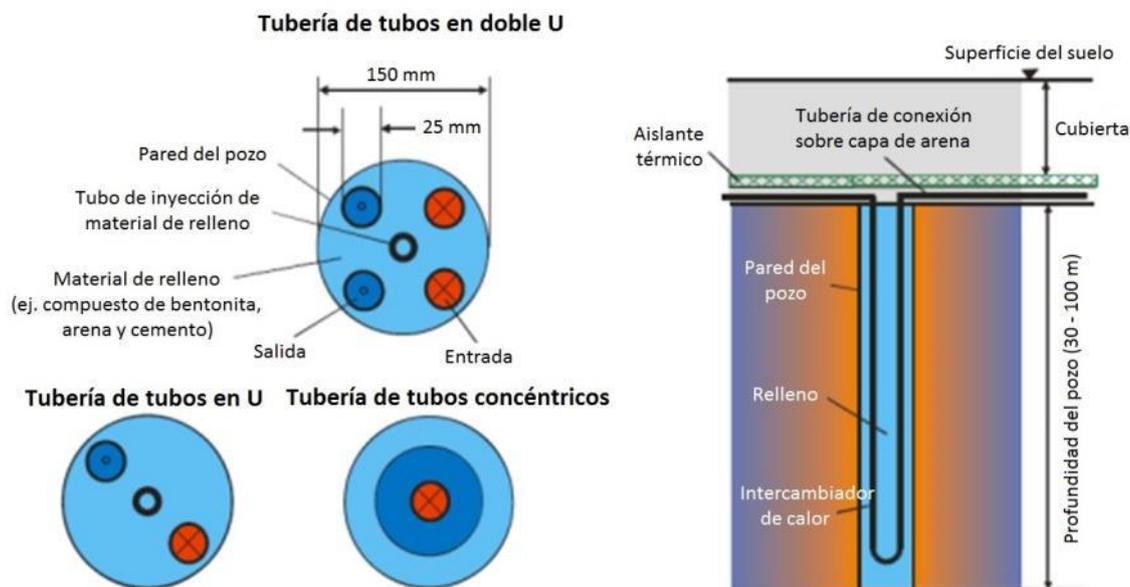


Ilustración 39. Tipos más comunes y la sección vertical de sondas geotérmicas. (Fuente: ITW, Universidad de Stuttgart)

Los BTES no tienen estratificación de temperatura vertical, sino horizontal desde el centro hacia los bordes. Esto se debe a que la transferencia de calor se da por conducción y no por convección. En los límites del almacenamiento hay una disminución de la temperatura como resultado de las pérdidas de calor hacia el terreno circundante. La estratificación horizontal se intensifica conectando las tuberías de impulsión en el centro del almacenamiento y las de retorno en los contornos. La conexión se realiza de forma que un cierto número de pozos estén conectados hidráulicamente en serie a una fila y, a su vez, un cierto número de filas estén conectadas en paralelo. Durante la carga, la dirección del flujo es desde el centro hacia el exterior para obtener altas temperaturas en el centro y menores en el exterior del acumulador. Durante la descarga, la dirección del flujo se invierte.

En la superficie superior del almacenamiento se sitúa una capa de aislamiento para reducir las pérdidas de calor al ambiente. Las paredes laterales y el fondo normalmente no se aíslan debido a su inaccesibilidad.

En comparación con los ATES, los BTES son más fáciles de gestionar y operar, necesitan menos mantenimiento y tienen una gran durabilidad. Los sistemas de circuito cerrado BTE suelen requerir procedimientos más sencillos para su aprobación legal, a menos que se prevean temperaturas de almacenamiento superiores a 50 °C.

Tabla 11. Valores típicos de un sistema BTES para aplicación de calor de almacenamiento

Diámetro de la perforación	100 - 150 mm	Velocidad de flujo en U-tubos	0,5 - 1 m/s
Profundidad de perforación	30 - 100 m	Capacidad térmica media	20 - 30 W/m
Distancia entre perforaciones	2 - 4 m	Temperatura de entrada mín. /máx.	-5 / 90 °C
Conductividad térmica del terreno	2 - 4 W/mK	Coste típico de almacenamiento	50 - 80 €/m

Otras características de los BTES:

- Diseño modular: se pueden conectar fácilmente perforaciones adicionales ampliando así la capacidad de almacenamiento.
- Debido a la baja capacidad de carga y descarga, a menudo se integran como sistemas de almacenamiento tampón.
- Suele ser necesario el permiso de la autoridad competente en temas de agua.

5.3.4.2 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA EN ACUÍFEROS (ATES)

Los acuíferos subterráneos, de gran extensión, están constituidos por arena, grava, piedra, arenisca o capas de piedra caliza de alta conductividad hidráulica y materiales permeables al agua

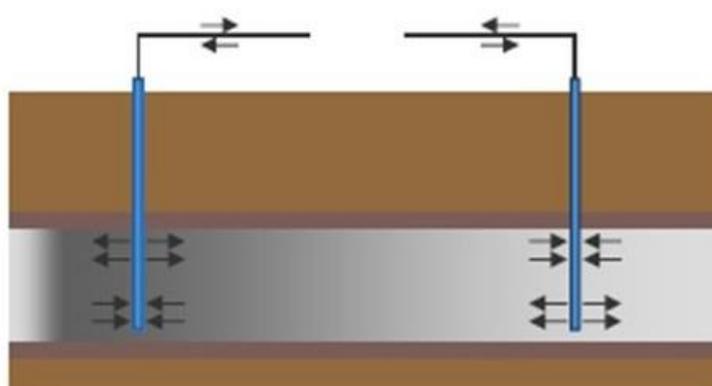


Ilustración 40. Almacenamiento de energía térmica en acuíferos (ATES en inglés)

Un acuífero se puede utilizar para la acumulación de energía térmica cuando existen capas impermeables en la parte superior e inferior y cuando el flujo natural de agua subterránea es bajo o nulo.

En este caso, se perforan en el acuífero dos pozos (o grupos de pozos) para la extracción y la inyección de aguas subterráneas. Durante los períodos de carga, se extrae agua del pozo frío, se calienta mediante la fuente de calor y se inyecta en la zona tibia. En períodos de descarga, la dirección del flujo se invierte: el agua caliente se extrae del pozo caliente, se enfría por la demanda de calor y se inyecta en el pozo frío. Debido a las diferentes direcciones del flujo, ambos pozos están equipados con bombas y tuberías de extracción e inyección.

Debido a que el volumen de almacenamiento de un ATES no puede estar térmicamente aislado, el almacenamiento a altas temperaturas (por encima de aproximadamente 50 °C) normalmente sólo es eficiente para grandes volúmenes de almacenamiento (más de 20.000 m³) con una superficie favorable en relación al volumen. Para bajas temperaturas o aplicaciones de refrigeración es posible trabajar con volúmenes menores.

Propiedades y condiciones que deben tenerse en cuenta:

- Estratigrafía del terreno (composición y secuencia de capas)
- Distribución granulométrica (principalmente acuíferos de mejor porosidad)
- Estructuras y distribución de fracturas (principalmente acuíferos fracturados)
- Profundidad y geometría del acuífero, límites hidráulicos incluidos
- Coeficiente de almacenamiento (capacidad de almacenamiento hidráulico)
- Factor de fuga (influencia hidráulica vertical)
- Grado de consolidación (dureza)
- Gradiente térmico (aumento de la temperatura con la profundidad)
- Cabeza estática (nivel freático)
- Flujo natural de agua y dirección del flujo
- Química del agua

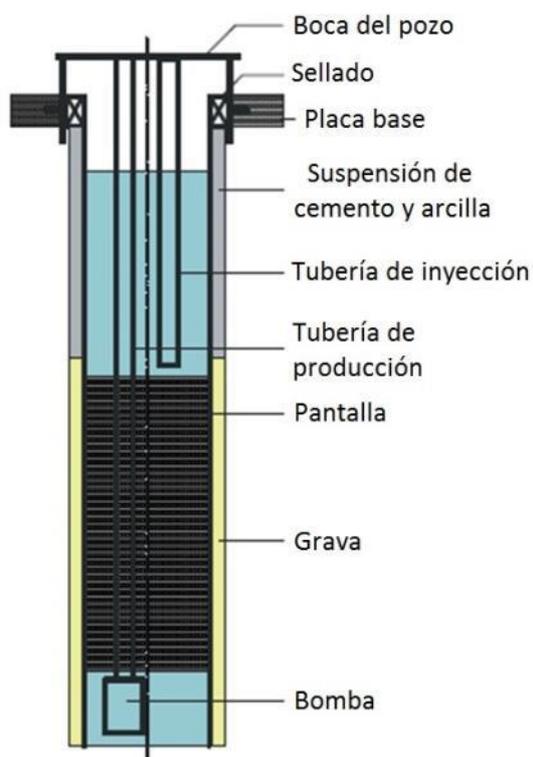


Ilustración 41. Diseño de un pozo para carga y descarga. (Fuente: Geothermie Neubrandenburg GmbH)

Otras características de los ATES:

- Los acuíferos cercanos a la superficie a menudo se utilizan para la extracción de agua potable.
- Para cargas de alta temperatura puede ser necesario el tratamiento del agua (se pueden dar procesos químicos y biológicos que pueden conducir a la deposición, corrosión y deterioro en el sistema).
- Suele ser necesario el permiso de las autoridades responsables en materia de agua.

5.3.5 COSTES DE LOS SISTEMAS DE ACUMULACIÓN

Los costes de construcción de las tres tecnologías varían significativamente. Como siempre, no hay un concepto óptimo para todas las aplicaciones y no cualquier acumulador puede ser construido en cualquier lugar. La Ilustración 42 muestra la distribución de costes típicos para un ejemplo de cada uno de los cuatro conceptos.

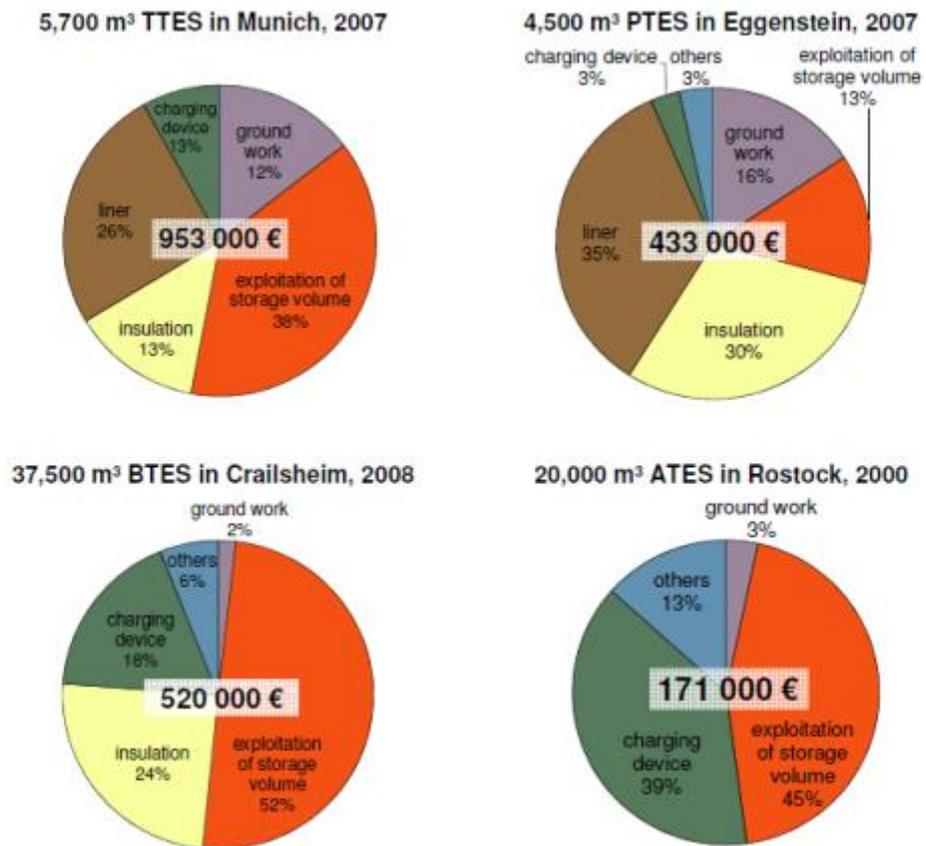


Ilustración 42. Ejemplos de costes para cada concepto, sin IVA ni ingeniería (Fuente: IEE SDH Guidelines)

La Ilustración 43 muestra los costes específicos de plantas piloto construidas. Los acumuladores enumerados son de alta temperatura, hasta 95°C, y se encuentran integrados principalmente en redes de calefacción con instalaciones solares térmicas centralizadas.

El gráfico muestra un decrecimiento de los costes con el aumento de volumen. Los volúmenes apropiados para acumulación estacional son aquellos mayores de 2.000 m³ equivalentes de agua. Para estos casos, los costes de inversión varían entre 40 €/m³ y 250 €/m³. Generalmente los TTES son los más caros, pero tienen ciertas ventajas termodinámicas y se pueden construir prácticamente en cualquier lugar. Los ATEs y BTES son los más económicos pero tienen muchos requerimientos auxiliares y condicionantes sobre el tipo de suelo.

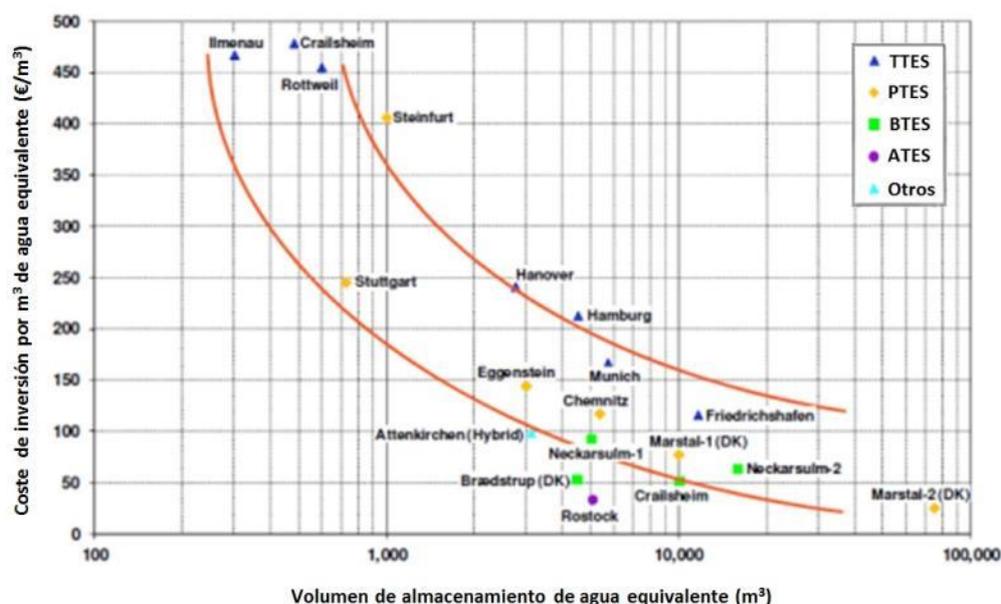


Ilustración 43. Costes específicos de proyectos de demostración sin IVA. Referencias sin código son Alemania. (Fuente: IEE SDH Guidelines)

La viabilidad económica de cada tipo de acumulación estacional no sólo depende de sus costes sino también de su rendimiento energético y del sistema conectado.

5.4 INTEGRACIÓN DE INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS DISTRIBUIDAS EN REDES

5.4.1 INTRODUCCIÓN

En los últimos años se han realizado varios proyectos en Europa en los cuales se han integrado sistemas solares térmicos descentralizados en redes urbanas existentes. Es importante destacar que la interconexión de las instalaciones solares a las distintas redes ha sido sustancialmente distinta en cada uno de los casos.

5.4.2 ESQUEMAS DE INTEGRACIÓN

Del análisis de las distintas posibilidades de conexión de instalaciones solares térmicas a las redes de calefacción, se establece que hay dos maneras principales de integrar la energía solar: incrementando la temperatura de impulsión, en paralelo con la red o incrementando la temperatura de retorno.

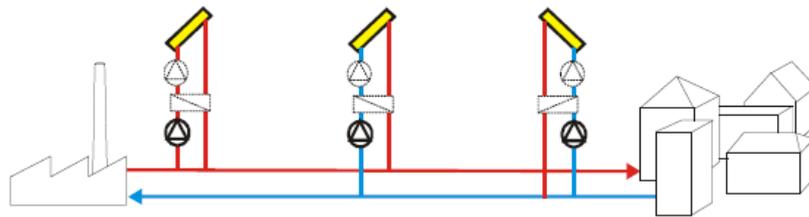


Ilustración 44. Esquemas generales de conexión a red urbana

Pueden encontrarse, sin embargo, algunas variantes a estos tipos de conexión, como por ejemplo, la posibilidad de integrar a la red urbana directamente el circuito primario de la instalación solar, separar circuitos mediante un intercambiador o mediante un colector de separación hidráulica, incorporar una pequeña acumulación, o incluso una configuración que permita cambiar la conexión a la red de serie a paralelo dependiendo de la época del año. Cada uno de los casos anteriores podría ir asociado a alguna de las configuraciones mencionadas.

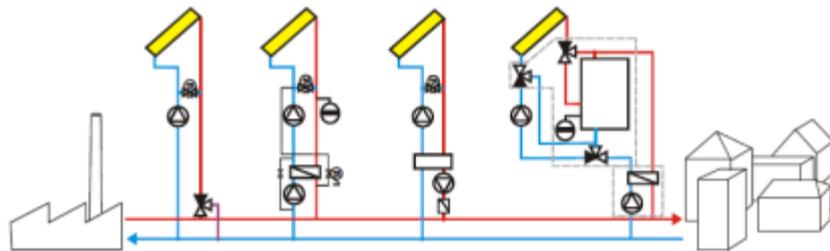


Ilustración 45. Esquemas puntuales de funcionamiento dentro del campo solar

5.4.3 EJEMPLOS ACTUALES DE REDES URBANAS CON INTEGRACIÓN DE ENERGÍA SOLAR DESCENTRALIZADA

La posibilidad de conectar instalaciones solares térmicas en puntos alejados y distribuidos de las redes urbanas no es una novedad. Aunque inicialmente la mayor parte de redes urbanas tenían integrados sistemas solares térmicos centralizados próximos a las centrales, en los últimos años ha habido, dentro de las redes existentes, una importante proliferación de conexión de sistemas solares descentralizados a las redes.

De las redes urbanas más conocidas actualmente hay tres ejemplos representativos como son las redes de Crailsheim (Alemania), Wels y Graz (Austria), aunque una buena parte de las redes de Alemania, Suecia y Noruega empiezan a realizar pruebas en esta línea. Sin embargo, la más interesante es la red de Crailsheim, ya que estuvo diseñada desde un principio con ese objetivo.



Ilustración 46. Sistema solar de Crailsheim. Fuente : Task 45 IEA SHC



Ilustración 47. Esquema general en Graz. Fuente : SOLID/Nahwaerme

Es importante destacar que todas las redes urbanas mencionadas cubren una parte importante de su mix energético con energía solar, motivo por el cual todas trabajan con acumulación estacional para almacenar la energía producida en verano y poder entregarla en invierno.

A continuación se resumen las principales características técnicas de las tres redes mencionadas:

Tabla 12. Principales características técnicas de las redes de de Crailsheim (Alemania), Wels y Graz (Austria)

Nombre	Descripción	Superficie	Acumulación	Tipo de demandas abastecidas
AEVG/Graz	Red urbana con conexión de instalaciones solares térmicas distribuidas y apoyo con calderas de gas.	4.550 m ² (varias instalaciones repartidas desde 400 hasta 1.800 m ²).	No tiene	Calefacción para edificios residenciales y terciarios (polideportivos, gimnasios, escuelas, oficinas, etc.).
Wels, Austria	Red urbana con conexión de instalaciones solares térmicas distribuidas y apoyo con calderas de gas.	3.338 m ²	Acumulación de inercia (3 m ³).	Calefacción para edificios residenciales y terciarios (polideportivos, gimnasios, escuelas, oficinas, etc.).
Crailsheim, Alemania	Red urbana con conexión de instalaciones solares térmicas distribuidas y apoyo con calderas de gas.	7.464 m ² (distribuidos en instalaciones sobre viviendas e institutos y en el lateral de una autopista).	100 m ³ (en forma de sondas geotérmicas) + 480 m ³ (acumulador vertical).	Calefacción para edificios residenciales y terciarios (polideportivos, gimnasios, escuelas, oficinas, etc.).
Neckarsulm, Alemania	Red urbana con conexión de instalaciones solares térmicas distribuidas y apoyo por calderas de gas.	5.670 m ² (distribuidos en diferentes instalaciones sobre viviendas, institutos y una pérgola-parking).	2 x 100 m ³ (acumuladores estratificados y sondas geotérmicas).	Calefacción para edificios residenciales y terciarios (polideportivos, gimnasios, escuelas, oficinas, etc.).

El esquema hidráulico típico de una red urbana con aporte de energía solar distribuida puede verse en el siguiente esquema.

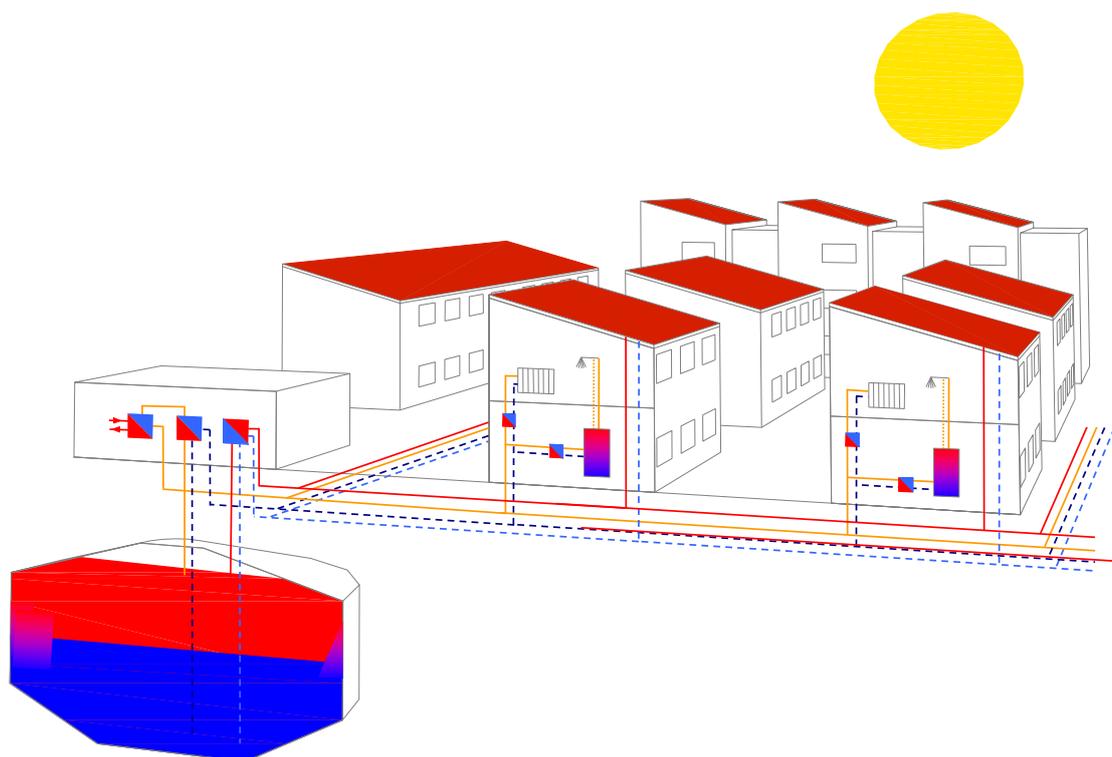


Ilustración 48. Esquema hidráulico de una red distribuida, con doble red. Fuente : Solites

En este planteamiento, vemos una acumulación estacional que nos permite acumular el calor disponible en exceso durante el verano para poder utilizarlo en invierno. El hecho de que el período de calefacción se alargue de manera significativa (en cuanto a horas y en cuanto a potencia demandada se refiere) en los países del norte de Europa hace que la acumulación estacional sea interesante. En climas con inviernos más suaves y cortos, la viabilidad de la acumulación estacional se reduce, aunque siempre es interesante analizarla.

Sin embargo, existe una iniciativa por parte del ayuntamiento de Graz que se adaptaría perfectamente a los planes que, en más de una ocasión, la Agencia de Energía de Barcelona ha propuesto.

El plan consiste en la redacción de un catastro solar, analizando las cubiertas de los edificios en Graz que se encuentran cerca de las redes de distrito existentes, mostrando las áreas más adecuadas para la instalación de sistemas solares térmicos que pudieran alimentar la red.

La descripción de la iniciativa que se está desarrollando en la ciudad de Graz, podría aportar información que ayudara a obtener conclusiones que pudieran ser tomadas en cuenta en el proceso de toma de decisiones.



Ilustración 49. Captura de pantalla del catastro solar de Graz. Fuente : www.gis.graz.at

Como se ve, en algunas de las redes existentes se ha planteado una generación distribuida que dispondría de espacios no utilizados. Existen, no obstante, algunos inconvenientes a este respecto. Por un lado, la eficiencia de los sistemas y los costes se reducen en grandes campos centralizados y, además, con frecuencia, es sólo en países del norte de Europa (Suecia, Noruega, Dinamarca) donde existen estos espacios disponibles cerca de las urbes. En entornos urbanos, sobretudo del centro y sur de Europa, la disponibilidad de espacio en zonas urbanas no es abundante y, por lo tanto, se debe utilizar toda la superficie disponible.

Es interesante observar que los sistemas que utilizan acumulación estacional se ubican, como hemos comentado, en países donde la necesidad de calor se extiende durante gran parte del año como ocurre en Alemania, Suecia y Dinamarca, sin embargo, en las instalaciones ubicadas en países más meridionales, como Austria, no existe acumulación estacional.

6 HIPÓTESIS DEL ESTUDIO

6.1 HIPÓTESIS SOBRE TECNOLOGÍAS

En este punto se detallan las características técnicas y los costes de inversión y mantenimiento que caracterizan cada uno de los sistemas enunciados anteriormente.

6.2 INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS DE GRAN ESCALA CON CAPTADOR SOLAR PLANO Y ACUMULACIÓN

Este sistema se simula como una instalación solar térmica clásica de baja temperatura con captadores planos y acumulación diaria. La conexión del circuito primario con la acumulación se realiza mediante un intercambiador externo y, desde el acumulador, se entrega la energía al retorno de la red de distribución urbana de calor.

El modelo de captador utilizado es un captador de gran formato certificado, que dispone de la etiqueta Solar Keymark realizado por Arsenal Research, y que consta de una superficie bruta de 10,06 m² y de una superficie de apertura de 9,28 m².

La inversión inicial asociada al sistema solar instalado se extrae de la información presentada en la imagen siguiente, publicada en la documentación del proyecto europeo SDH - Solar District Heating (www.solar-district-heating.eu), patrocinado por el programa Inteligent Energy Europe (IEE):

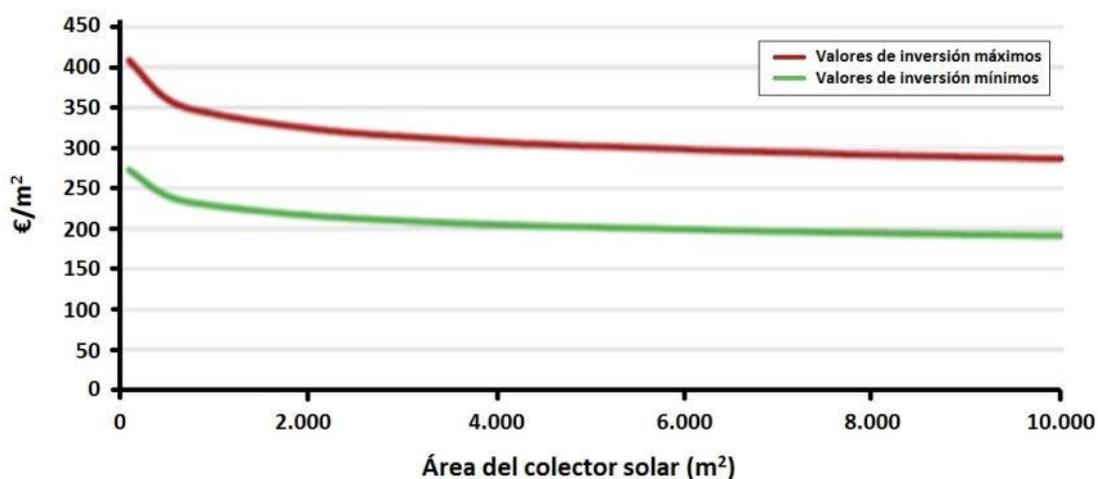


Ilustración 50. Coste de circuito primario instalado considerado en el estudio

En esta imagen, la línea roja indica los valores de inversión máximos y la línea verde los valores mínimos obtenidos a partir de datos reales de instalaciones de este tipo realizadas

en Dinamarca sobre cubiertas de edificios. El coste para instalaciones construidas directamente sobre el suelo sería sensiblemente menor. Para el presente estudio se ha considerado el valor medio entre ambas curvas y se ha extraído una curva de inversión en función del área de captación.

Sobre estos costes, es necesario añadir dos conceptos adicionales:

1. Coste del suelo: se añaden 50 €/m² de superficie de captación en concepto del coste de alquiler del terreno. Este valor puede variar dependiendo de qué tipo de proyecto se trate. Precios superiores del terreno podrían hacer económicamente inviable la tecnología.
2. Costes de diseño, ingeniería, proyecto eléctrico y legalización. De acuerdo con la experiencia adquirida en la realización de otros proyectos de gran tamaño, se estima que éstos suponen un 13% de la inversión total del sistema.

Para la determinación de los costes de instalación de acumuladores, se utiliza la curva media de los datos disponibles en la Ilustración 51, basada en datos del programa de acumuladores estacionales desarrollado en Alemania. Para las simulaciones con acumulación diaria, el rango de acumulación oscila entre 30 y 1.700 m³, correspondiente a ratios de acumulación de entre 0,06 y 0,18 m³/m². Para la acumulación estacional, se simulan acumuladores de entre 750 y 150.000 m³, que corresponden a ratios de acumulación de entre 1,5 y 2,5 m³/m².



Ilustración 51. Coste de acumuladores de gran tamaño instalados considerado en el estudio

Los costes de mantenimiento anuales para este esquema se definen como un 0,8% de la inversión inicial, y se incrementan según el IPC considerado (ver el punto 5.2).

El consumo de electricidad vinculado al funcionamiento de los sistemas de bombeo, equipos auxiliares, etc. se define como el 2% de la producción de energía anual.

El rendimiento promedio anual de las calderas del sistema instalado actualmente se asume igual al 80%.

6.2.1 INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS DE MEDIA TEMPERATURA

Este sistema se simula como una instalación solar térmica con concentración y seguimiento tipo Fresnel, a partir de un modelo adaptado por la empresa Aiguasol, basado en los datos experimentales y de diseño obtenidos para el captador de 3.000 m² de esta tecnología, diseñado e instalado en una industria cárnica. Dado que las dimensiones de este tipo de sistemas condicionan fuertemente el rendimiento óptico, en las simulaciones se ha optado por reproducir en todos los casos estas características y suponer que, para campos de más de 3.000 m² se reproduce el mismo modelo de captador.

En este caso, no es adecuado utilizar acumulación y el sistema se simula con un distribuidor hidráulico que desacopla los circuitos solares y de conexión a red.

Los datos de costes de inversión provienen de la instalación en operación citada anteriormente, y se consideran iguales a 150 €/m². Pese a que este coste incluye el coste del terreno y la elaboración del proyecto, se ha decidido, considerando la singularidad del proyecto de conexión a una red de calor y el coste adicional del terreno en el área metropolitana de Barcelona, añadir los costes de suelo y diseño indicados en el apartado anterior.

Los costes de mantenimiento anuales para este esquema se definen como un 1,2% de la inversión inicial y se incrementan según el IPC considerado.

El consumo de electricidad vinculado al funcionamiento de los sistemas de bombeo, equipos auxiliares, etc. se define como el 6% de la producción de energía anual.

El rendimiento promedio anual de las calderas del sistema instalado actualmente se asume igual al 80%.

6.3 HIPÓTESIS ECONÓMICAS GENERALES

Para evaluar los diferentes sistemas se hace necesario disponer de los datos de coste de la energía bruta de cada planta y de los índices de incremento de los mismos. Los valores considerados son:

- Coste vapor: 1,54¹ c€/kWh_t
- Incremento coste vapor: igual al IPC %/año
- Coste gas natural Districlima: 3,44 c€/kWh_{gn} (pcs)
- Coste gas natural Ecoenergías: 4,22 c€/kWh_{gn} (pcs)

¹ Se calcula el valor medio entre el coste de los dos tramos diurnos facilitados por DISTRICLIMA. Se consideran condiciones de vapor entregado de 4,8 bar y 175 °C y condiciones de retorno de condensados de 4,8 bar y 68 °C.

- Coste electricidad: 9,00 c€/kWh

Por otro lado, se tendrán en cuenta los costes de mantenimiento de las diferentes propuestas conceptuales y dimensionales, y se actualizarán anualmente según un valor de IPC:

- Valor IPC: 2,50 %/año

Se considerará una vida útil para los sistemas de media temperatura de 15 años, para los sistemas con captador solar plano y acumulación diaria de 20 años y para los sistemas con acumulación estacional de 25 años.

Para evaluar la rentabilidad de los sistemas se añaden los siguientes conceptos al balance económico:

- Costes de financiación: se considera que se financia el 100% de la inversión inicial a un interés nominal (TAE) del 6% a 10 años.
- Ingresos por reducción de emisiones de CO₂: dada la importante reducción de emisiones que se puede obtener con este tipo de sistemas, se asume que se podrán vender los ahorros en el mercado de emisiones. El precio de la tonelada de CO₂ se toma igual a 14 €/tonelada.

Finalmente, dada la variabilidad de los precios de la energía, se consideran tres posibles escenarios de evolución de precios:

1. **Escenario favorable:** en este caso se considera:
 - a. Incremento del precio del gas: 8%
 - b. Incremento del precio de la electricidad: 8%
 - c. Incremento del precio de la tonelada de CO₂: 8,85%

Los dos primeros datos se extraen de la evolución de precios en España en los últimos años, en tanto que el tercero corresponde al escenario definido por IDAE.

2. **Escenario base:** en este caso se considera:
 - a. Incremento del precio del gas: 4,3%
 - b. Incremento del precio de la electricidad: 5%
 - c. Incremento del precio de la tonelada de CO₂: 5,25%

Los datos correspondientes a los puntos a y c corresponden al escenario base definido por IDAE, y el valor del punto b se fija considerando que deberá ser ligeramente superior al incremento del precio del gas.

3. **Escenario desfavorable:** en este caso se considera:
 - a. Incremento del precio del gas: 1,1%
 - b. Incremento del precio de la electricidad: 2%
 - c. Incremento del precio de la tonelada de CO₂: 0%

Los datos correspondientes a los puntos a y c corresponden al escenario desfavorable definido por IDAE, y el valor del punto b se fija considerando que deberá ser ligeramente superior al incremento del precio del gas.

Finalmente, dado que se considera que en la coyuntura actual las tecnologías renovables deben desenvolverse y competir en el marco de la metodología de coste óptimo, no se considera la existencia de ningún tipo de subvención pública.

6.4 HIPÓTESIS SOBRE LA DEMANDA DE CALOR

Las dos redes estudiadas se encuentran en pleno proceso de expansión, lo que implica que una propuesta que a nivel dimensional o conceptual resulte inviable en el escenario de demandas actual, pueda tener sentido e incluso alcanzar una rentabilidad interesante, en un futuro próximo.

Para evitar que este potencial de negocio quede oculto a la sensibilidad del estudio, se evaluarán diferentes escenarios de crecimiento de demanda, obteniendo así cierta perspectiva de la afectación del parámetro *Volumen de Demanda* al indicador de rentabilidad propuesto.

Estos escenarios serán particulares de cada central según la información aportada²:

6.4.1 DISTRICLIMA

Demanda actual: Se aporta el registro horario histórico completo de caudales y temperaturas del año 2011.

Demanda futura: Se considera un incremento del 50% del caudal en todas las horas del perfil actual. Esto implica un incremento del 50% de la potencia demandada a cualquier hora del año. Se establece esta nueva demanda como la prevista en el año 2016.

6.4.2 ECOENERGIES

Demanda actual: Se aportan perfiles de demanda tipo según el día de la semana, mes, uso (ACS o climatización); la fracción de demanda destinada a uso residencial y terciario; y el volumen de demanda energética total anual. Con estos datos se genera un perfil anual horario tipo.

Demanda futura: Se consideran los mismos perfiles de distribución de cargas, pero se modifican –con arreglo a las previsiones aportadas por ECOENERGIES– la fracción de demanda destinada a uso residencial y terciario, así como el volumen total de demanda según los valores previstos para el año 2016.

² Se presenta mayor detalle en el punto dedicado a *DEMANDAS* del presente documento.

7 DESCRIPCIÓN DE LAS REDES OBJETO

7.1 DESCRIPCIÓN DE LAS REDES

7.1.1 DISTRICLIMA³

Districtlima es una red de calor y frío en crecimiento, con 68 edificios conectados, 13,4 km de red y dos centrales de generación en operación, Fórum y Tánger.

Fue constituida en el año 2002 para llevar a cabo, por primera vez en España, una red urbana de distribución de calor y frío para su utilización en calefacción, climatización y ACS. Inicialmente, el proyecto se ubica en una zona de Barcelona remodelada urbanísticamente para acoger el Fórum de las Culturas de 2004 (Front Litoral del Besòs). El proyecto engloba el diseño, construcción y posterior explotación, a través de una concesión a 25 años, de la central de producción del Forum y de la red de distribución de energías. En 2005, tras la adjudicación de un concurso público, se inicia una segunda etapa con la extensión de la red al distrito tecnológico del 22@. Con una concesión a 27 años, la red va ampliando su trazado en función del desarrollo urbanístico de la zona y de las necesidades de conexión de nuevos usuarios.

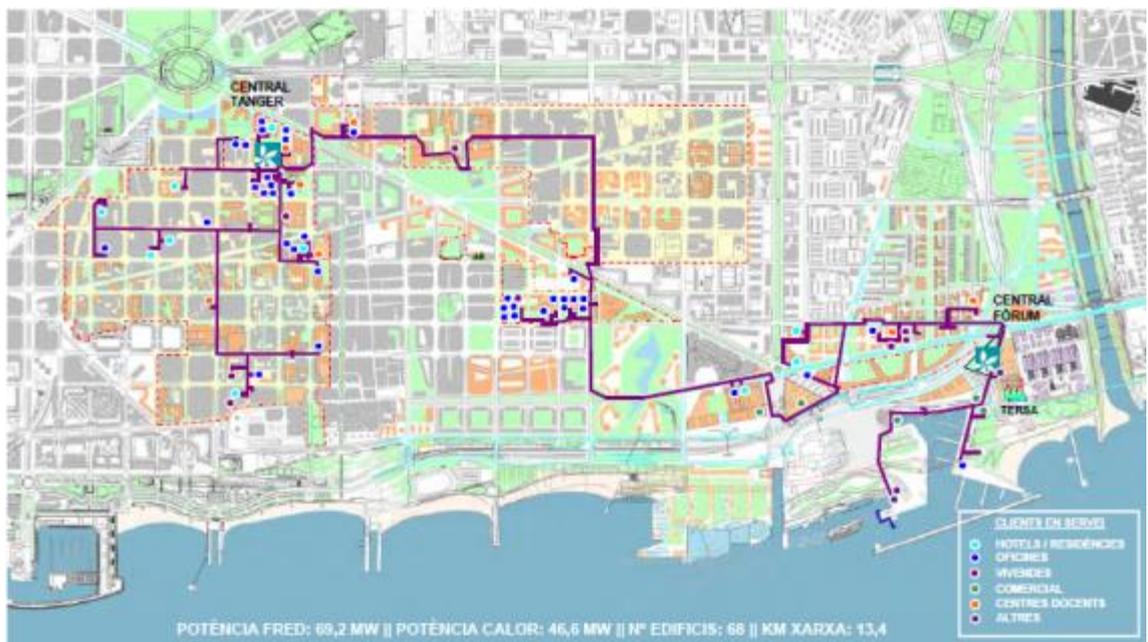


Ilustración 52. Red Districtlima en 2012

³ Fuente: Información Corporativa DISTRICLIMA

7.1.1.1 CENTRAL FÓRUM

A continuación se describen los equipos de generación de calor y frío que componen la central de generación Forum.

Producción de frío:

- 2 equipos de absorción Broad de 4,5 MWc/u.
- 1 depósito de acumulación de agua fría de 5.000 m³.
- 2 enfriadoras eléctricas Mc Quay de 4 MWc/u.
- 2 enfriadoras eléctricas Johnson Controls de 7 MWc/u.
- Sistema de refrigeración:
 - 3 intercambiadores agua de mar / agua de 12,5 MW.
 - 1 estación de captación de agua de mar de 5.000 m³/h.

Producción de calor:

- 4 intercambiadores vapor / agua de 5 MWhc/u.
- 1 caldera de gas de 20 MW (backup).

7.1.1.2 CENTRAL TÁNGER

A continuación se describen los equipos de generación de calor y frío que componen la central de generación Tanger.

Producción de frío:

- 1 equipo de compresión de 6,7 MW para la producción de agua refrigerada.

Producción de calor:

- 2 calderas de gas natural de 13,4 MW para la producción de agua caliente.

7.1.2 ECOENERGIES⁴

Ecoenergies Barcelona, filial de Dalkia, su principal accionista, es la sociedad responsable del proyecto. Se beneficia de un conocimiento especializado único gracias a la experiencia del grupo Dalkia en la construcción y explotación de redes de calor y frío en todo el mundo.

Ecoenergies Barcelona colabora con el Ayuntamiento de Barcelona, el Ayuntamiento de L'Hospitalet el ICAEN (Institut Català d'Energia), el IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), TERSA, AMB (Área Metropolitana de Barcelona) y otras entidades del área metropolitana.

⁴ Fuente: Información Corporativa ECOENERGIES

El proyecto consiste en la operación de tres centrales de generación de energía integradas en el entorno urbano que, mediante una **red de tubos**, suministra energía térmica a clientes **residenciales, industriales** y del **sector terciario** en un área de **15 km²** perteneciente a las ciudades de Barcelona y de L'Hospitalet.

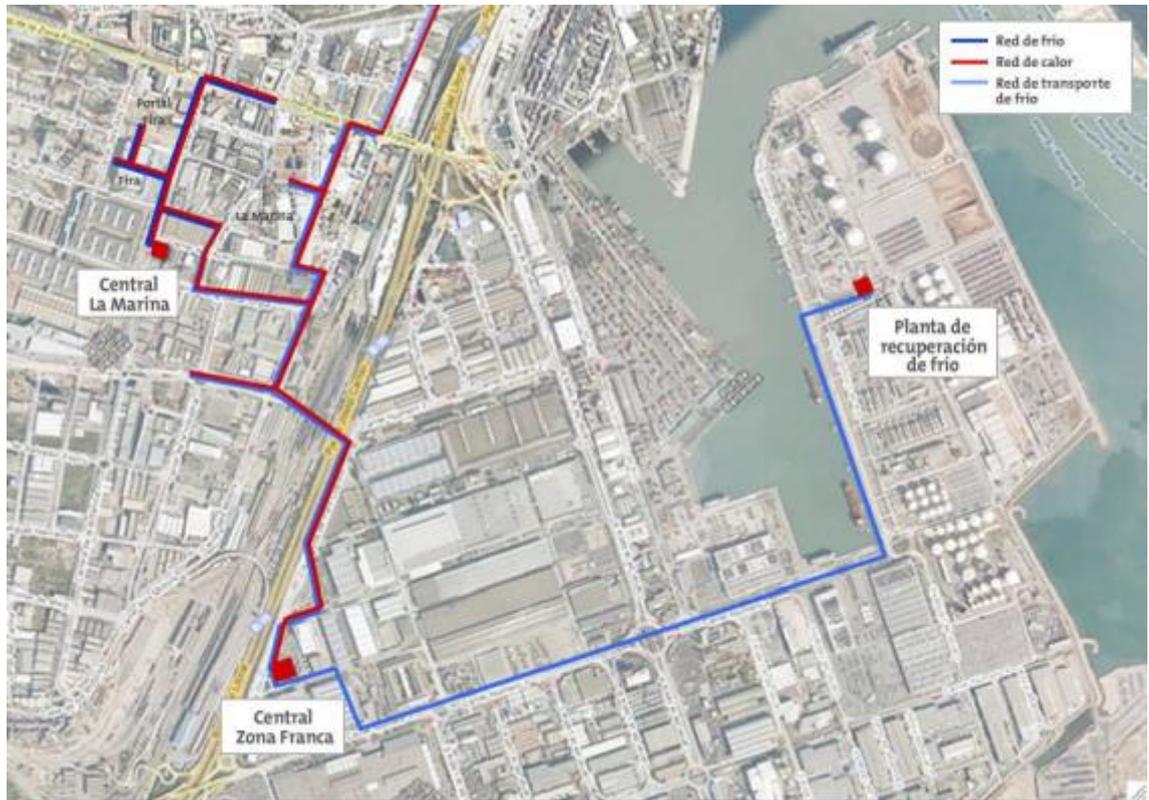


Ilustración 53. Red Ecoenergías en pleno desarrollo

El principal compromiso y objetivo de la red es proporcionar un adecuado servicio preservando el medio ambiente, por ello, la producción de calor consiste principalmente en la valorización de los residuos vegetales originados en el mantenimiento de los parques y jardines de Barcelona, con un complemento de **biomasa** forestal. La producción de frío procede del **aprovechamiento del frío residual** del proceso de regasificación en la planta del Puerto (hasta 30 MW). La red utilizará, además, el calor generado por los captadores **solares** térmicos de los edificios conectados.

Tabla 13. Datos técnicos principales

Datos de la red		Actual	Previsto 2012
Potencia contratada (kW)	Calor	5.860	8.145
	Frío	8.350	15.290
	Frío industrial	500	2.150
Metros de red (m)		5.753	6.950

7.2 DEMANDAS ACTUALES

7.2.1 DISTRICLIMA

La red centralizada del barrio de 22@ opera con un salto térmico constante (90-60 °C) y con una variación de caudal dependiente de la demanda. Los registros reales de operación permiten obtener un perfil de temperaturas de retorno sensiblemente superior al teórico. Las temperaturas de retorno de la red, en promedio mensual, son:

Tabla 14. Temperaturas de retorno en Disticlima

Mes	Tret (°C)
Enero	70,3
Febrero	69,5
Marzo	68,7
Abril	70,4
Mayo	68,5
Junio	65,3
Julio	65,1
Agosto	65,3
Septiembre	63,9
Octubre	64,6
Noviembre	64,9
Diciembre	64,3

El análisis del perfil horario de la demanda arroja perfiles de potencia demandada como los siguientes:

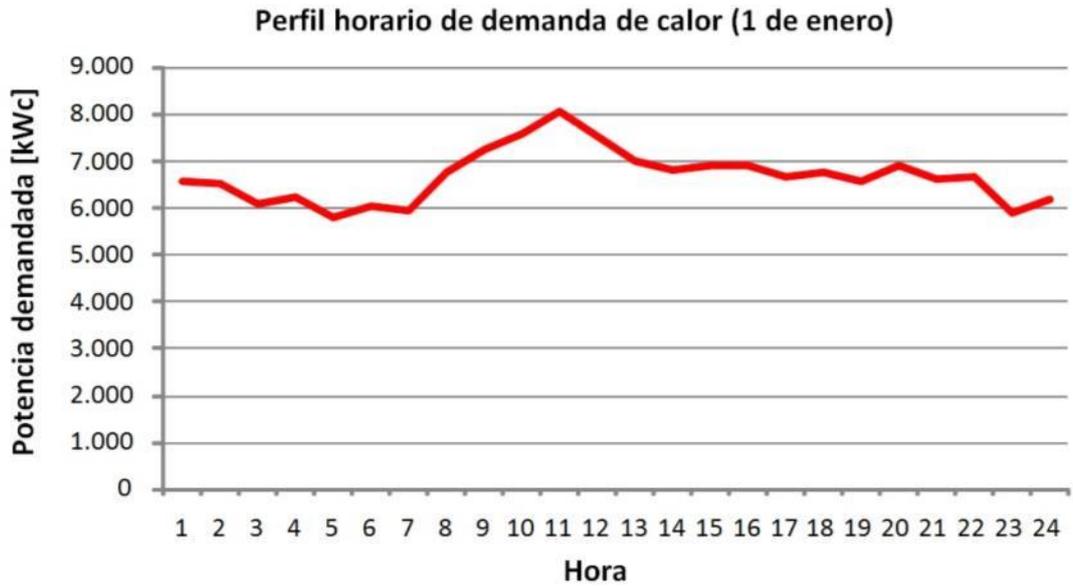


Ilustración 54. Perfil horario de demanda de calor en Districlima (1 de enero)

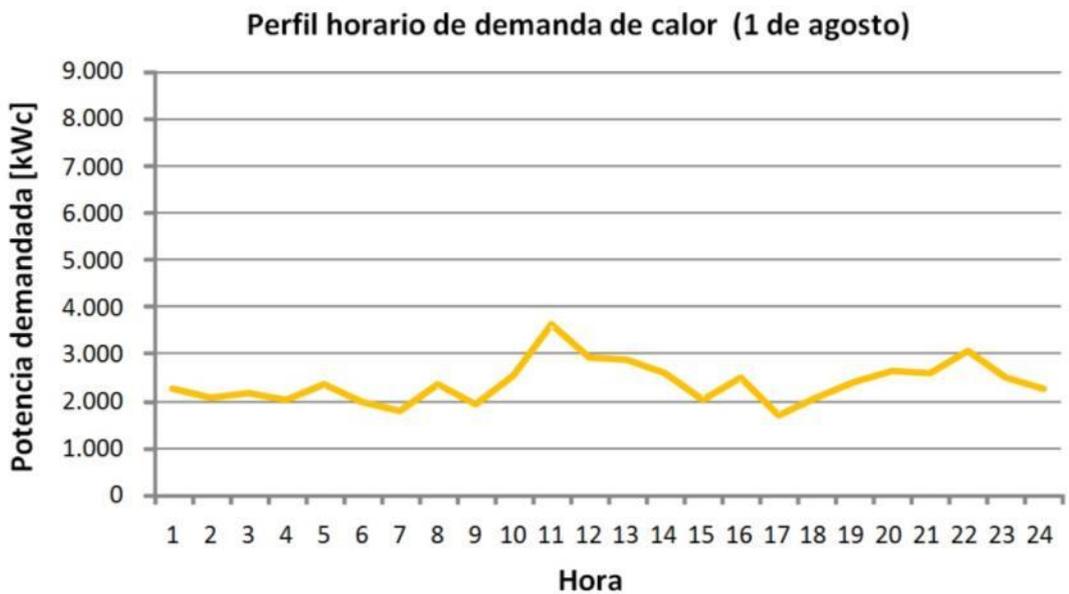


Ilustración 55. Perfil horario de demanda de calor en Districlima (1 de agosto)

Los valores máximos de potencia demandada, según los registros del año 2011, son:

- Máxima potencia octubre-marzo: 17,08 MWc
- Máxima potencia abril-septiembre: 7,65 MWc

7.2.2 ECOENERGIES

La red centralizada del área de la Zona Franca opera con un salto térmico constante (90-60 °C) y con una variación de caudal dependiente de la demanda.

No se dispone de registros reales de temperaturas, por lo que se asume el mismo perfil de temperaturas de retorno que en la central gestionada por DISTRICLIMA.

Se considera un incremento de la demanda del 15% sobre el valor neto indicado (distribución anual uniforme) debido a pérdidas en la red.

Se configuran perfiles anuales a nivel horario a partir de distribuciones tipo de demanda de energía horaria, semana y mensual para edificios tipo *Oficina* y *Residencial*:



Ilustración 56. Perfil horario de demanda de calor en Ecoenergías (1 de enero)

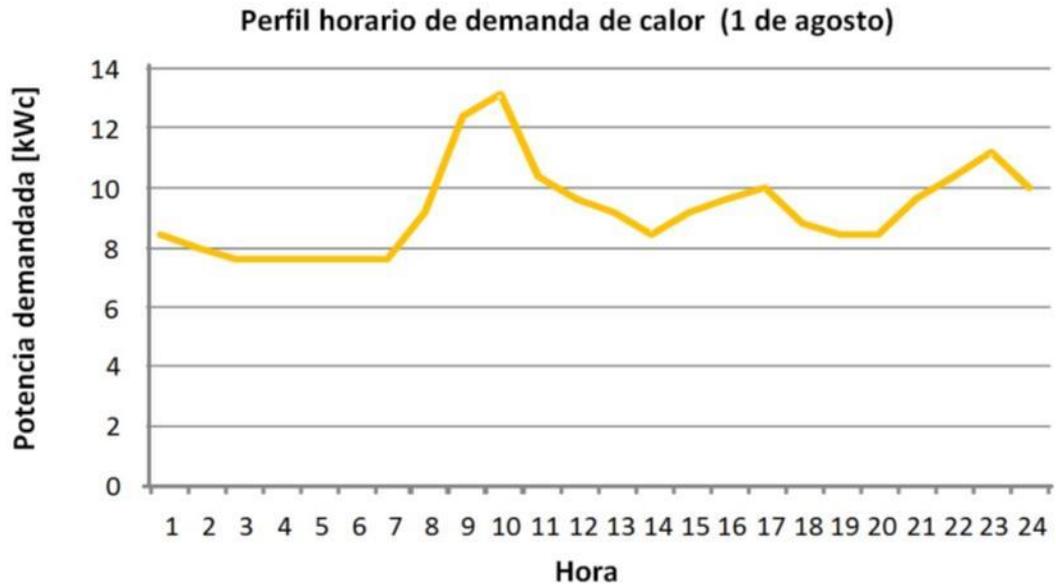


Ilustración 57. Perfil horario de demanda de calor en Ecoenergías (1 de agosto)

Los máximos de potencia demandada, según los perfiles tipo facilitados y los volúmenes de demanda anual previstos para 2012, son:

- Máxima potencia octubre-marzo: 398 kWc
- Máxima potencia abril-septiembre: 311 kWc

7.3 DEMANDAS FUTURAS

Debido al fuerte proceso de expansión que se está llevando a cabo en ambas redes, es necesario realizar el estudio del comportamiento de los sistemas propuestos ante escenarios de demanda previstos para un futuro a corto y medio plazo.

7.3.1 DISTRICLIMA

Para estimar la demanda futura de la red gestionada por DISTRICLIMA se considera un incremento del 50% sobre la demanda actual para el año 2016.



Ilustración 58. Perfil horario de demanda de calor 2012 vs 2016 en Districlima (1 de enero)

7.3.2 ECOENERGIES

Para estimar la previsión de demanda de la red gestionada por ECOENERGIES se hace uso de los datos facilitados. Según éstos, se prevé un aumento del volumen de demanda y de la fracción de edificios de uso *Residencial* sobre la de edificios de uso *Oficina*.

La previsión de la evolución de la demanda anual facilitada por el operador de la red se muestra en la figura siguiente. A efectos de este estudio, se considera que el crecimiento de la red se estanca en el año 2020.

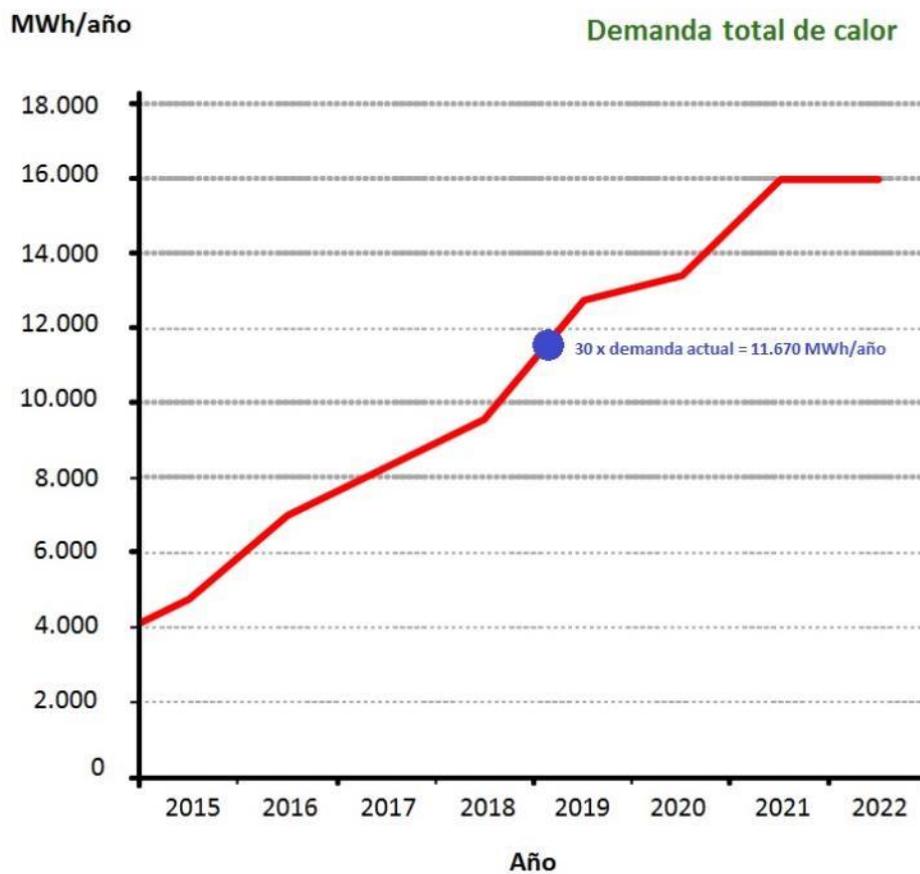


Ilustración 59. Previsión demanda de calor 2011 a 2020 en Ecoenergías

8 SOLUCIONES TECNOLÓGICAS

De acuerdo con lo planteado en apartados anteriores, se identifican distintas soluciones tecnológicas que puedan hacer viable el uso de energía solar térmica para aplicaciones de DH:

- Campos de FPC de gran escala con acumulación diaria.
- Campos de FPC de gran escala con acumulación estacional.
- Aprovechamiento de sistemas solares fuera de servicio o infrautilizados.
- Captadores de media temperatura sin acumulación (PTC o LFC).
- Integración de bombas de calor con FPC.

De todos ellos, en el presente trabajo se analizan únicamente los cuatro primeros casos dado que el último queda fuera del alcance del proyecto por referirse a una tecnología que, aunque tiene un alto potencial, actualmente se encuentra en desarrollo y de la que, por tanto, existen pocas referencias.

9 DETERMINACIÓN DE LAS CONDICIONES DE VIABILIDAD

En el presente capítulo se determinarán las condiciones que harán viable la incorporación de energía solar para los distintos casos y tecnologías planteadas. Se plantean diferentes metodologías para los casos de sistemas de nueva implantación y para el caso de aprovechamiento de sistemas existentes, dada la muy distinta casuística y problemática que suponen.

9.1 INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS DE GRAN ESCALA CON CAPTADOR SOLAR PLANO Y ACUMULACIÓN DIARIA

Para este sistema consideramos una vida útil de 20 años, por lo que se analizan los resultados económicos en este plazo de tiempo.

9.1.1 RED ECOENERGIES

Para analizar los resultados de viabilidad económica de las soluciones estudiadas, nos centramos primeramente en el caso base, esto es, incrementos de precios de la energía convencional medios.

La distribución de la TIR en función de la fracción solar muestra una fuerte correlación, tal como se aprecia en la gráfica siguiente:

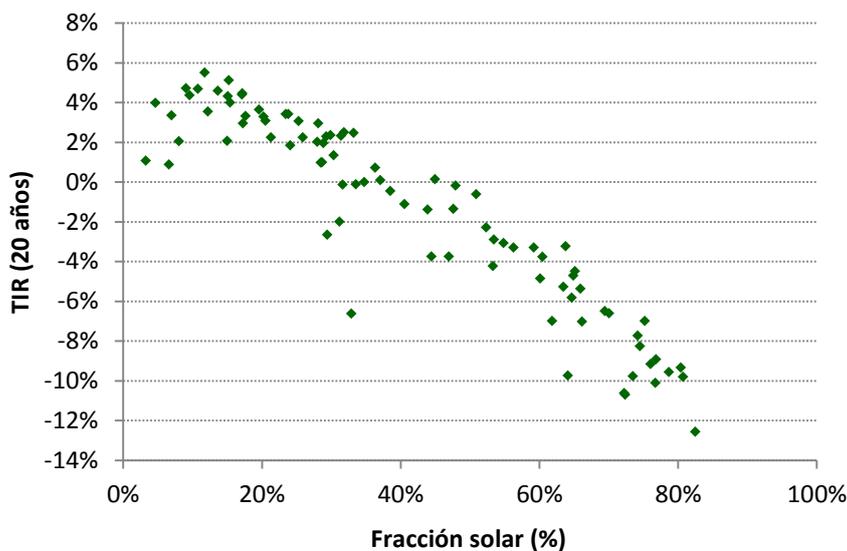


Ilustración 60. TIR en función de la fracción solar para el SST de gran escala con FPC instalado en Ecoenergies

Vemos cómo los casos con mayor rentabilidad económica se encuentran principalmente entre el 5 y el 20 % de fracción solar. Esto tiene sentido dado que la rentabilidad del sistema solar térmico va asociada a la máxima utilización de los captadores solares, y el factor limitante es la demanda en verano. Por tanto, el sistema será más rentable si está dimensionado de forma que su aportación solar en verano sea, como máximo, igual a la demanda.

Esta correlación directa con la fracción solar también se aprecia cuando analizamos el coste de generación de la energía solar producida por la instalación:

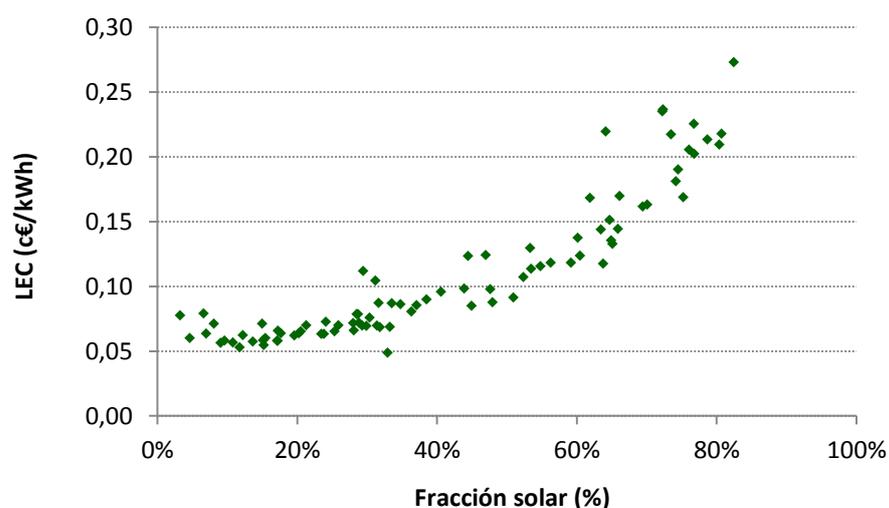


Ilustración 61. TIR en función de la fracción solar para el SST de gran escala con FPC instalado en Ecoenergies

Lógicamente, existe una fuerte relación entre los valores mínimos del precio de la energía generada y la máxima rentabilidad del sistema.

Es necesario puntualizar y recordar que la muestra de puntos que se incluye en el gráfico anterior representa instalaciones con una superficie de captación que oscila entre los 500 y los casi 100.000 m². Por tanto, no debe concluirse necesariamente que la rentabilidad del sistema está asociada a instalaciones solares de pequeño tamaño, ya que los costes de inversión específicos disminuyen con el tamaño del sistema según se aprecia en 6.2. *Instalaciones solares térmicas de gran escala con captador solar plano y acumulación.*

Analizamos la dependencia de la TIR con el tamaño del campo de captación para verificar si existe una relación directa entre ambas variables. Esta información se muestra en el siguiente gráfico:

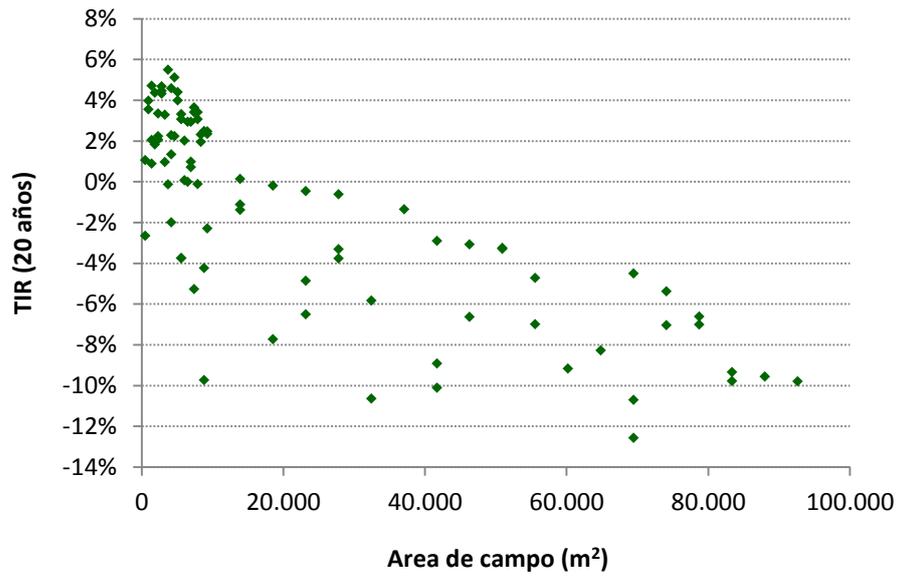


Ilustración 62. TIR en función del área de campo de captación para el SST de gran escala con FPC instalado en Ecoenergíes

Se observa una cierta relación entre los campos de captación de menor tamaño, entre unos 1.000 y 10.000 m², y una mayor rentabilidad, pero no resulta concluyente. Sí resulta más clara la distribución de la TIR del sistema en función de la demanda simulada:

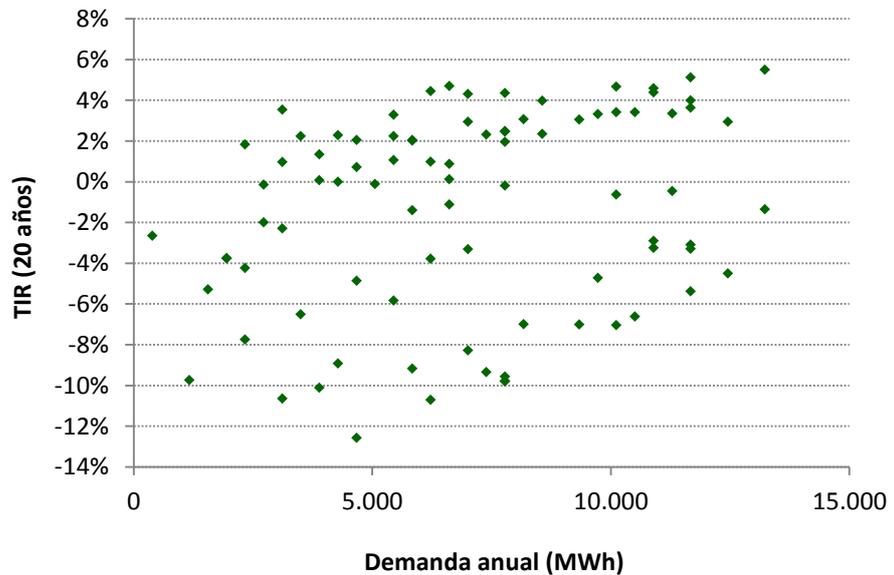


Ilustración 63. TIR en función de la demanda simulada para el SST de gran escala con FPC instalado en Ecoenergíes

En este caso, se aprecia claramente cómo la rentabilidad de los sistemas es independiente de las demandas simuladas, dado que los puntos se encuentran casi uniformemente distribuidos, aunque con una ligera tendencia al alza para las demandas crecientes (o, lo que es lo mismo, fracciones solares decrecientes). Por tanto, podemos concluir que la rentabilidad de este sistema viene ligada a la fracción solar, **encontrándose el máximo entre el 10 y el 15 % de la misma**, independientemente de la demanda.

Es necesario aclarar aquí que ésta no es una conclusión genérica para la tecnología analizada, sino que se trata de una característica propia del perfil de demanda específico de la red estudiada. Una distribución más uniforme de la demanda anual de calor conduciría probablemente a mejores rentabilidades para fracciones solares mayores.

Una vez determinada la fracción solar óptima, resulta inmediato establecer a qué superficie de captación correspondería; partiendo del dato de que la producción máxima de la instalación solar analizada es de unos 450 kWh/m² y fijando un objetivo de fracción solar del 12%, podemos deducir, a partir de la previsión de demanda del operador de la red, la superficie a instalar anualmente que maximice la rentabilidad del sistema solar. El resultado se observa en la siguiente tabla.

Tabla 15. Superficie de captación a instalar en función del año para Ecoenergías para FS=12%

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda calor (MWh)	382	2.234	2.965	4.054	5.940	7.029	8.118	10.840	11.385
Producción solar objetivo (MWh)	46	268	355,77	486,46	712,75	843,44	974,13	1.300,80	1.366,20
Área de captación (m²)	101	595	790	1.081	1.584	1.874	2.165	2.891	3.036

9.1.2 RED DISTRICLIMA

Antes de presentar los resultados obtenidos para este caso, debemos recordar dos características propias de la red de Disticlima que la diferencian del caso analizado anteriormente:

1. La demanda en el año 2012 es varios órdenes de magnitud mayor; unos 58.000 MWh frente a los apenas 400 MWh de la red de Ecoenergías, lo cual implica que las fracciones solares alcanzables serán notablemente menores en este caso.
2. La demanda de calor actual se cubre prácticamente en su totalidad con calor residual proveniente de la incineradora de TERSA. El precio de este calor residual es mucho menor que en el caso del gas natural utilizado en Ecoenergías, 1,5 c€/kWh frente a 4,4 c€/kWh. Esto provoca que la rentabilidad del sistema instalado en esta red sea considerablemente menor.

Una vez apuntados estos factores y siguiendo una metodología análoga al caso anterior, se observa nuevamente que existe una fuerte dependencia del rendimiento económico de la instalación con la fracción solar.

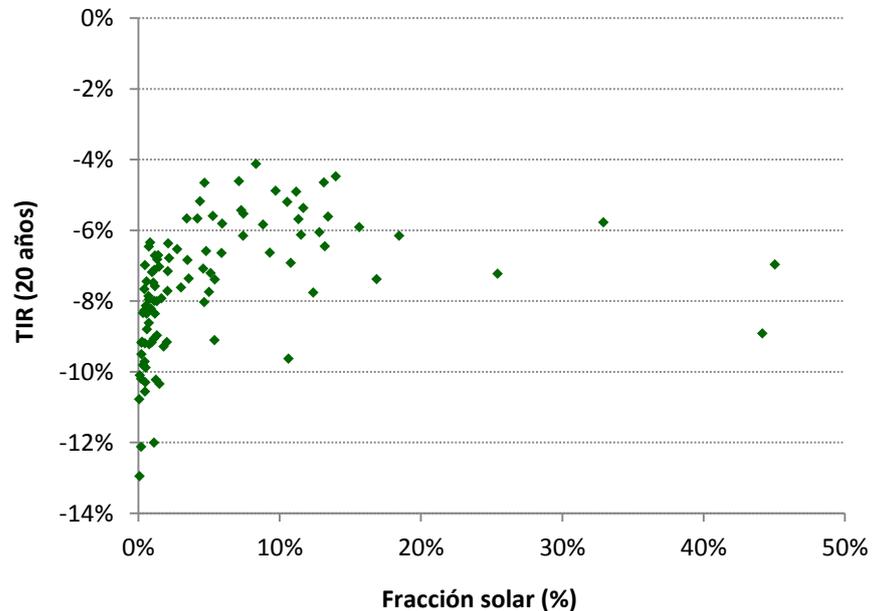


Ilustración 64. TIR en función de la fracción solar para el SST de gran escala con FPC instalado en Districlima

En primer lugar, destacar que se obtienen TIR negativas en todos los casos, por lo que, en un principio, se desaconsejaría esta solución. No obstante, se aprecia un punto máximo, aunque no es tan evidente como en el caso de la red de Ecoenergías. Dicho punto se sitúa alrededor del 8% de fracción solar, aunque se aprecian también valores similares hasta el 13% de cobertura.

En cualquier caso, dado el escaso rendimiento económico de esta solución, se opta por descartarla sin profundizar en el análisis de los datos.

9.2 INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS DE GRAN TAMAÑO CON CAPTADOR SOLAR PLANO Y ACUMULACIÓN ESTACIONAL

Para este sistema se analizan los resultados para un periodo de 25 años acorde con la vida útil de un sistema de acumulación estacional.

El sistema con acumulación estacional permite, a priori, acceder a fracciones solares mayores que en el caso anterior, ya que permite obtener un mejor aprovechamiento del sistema solar almacenando la energía producida en los meses de mayor radiación solar, cuando las demandas térmicas se reducen.

Las simulaciones se han realizado utilizando los mismos parámetros de entrada que en el caso anterior (área de captación, multiplicador de demanda, etcétera) exceptuando el ratio

volumen de acumulación/superficie de captación, cuyo valor medio se incrementa desde 0,12 a 2 m³/m². Además, la caracterización del acumulador en la simulación es sensiblemente diferente.

9.2.1 RED ECOENERGIES

Al igual que para el sistema analizado anteriormente, observamos la dependencia de la TIR con la fracción solar obtenida:

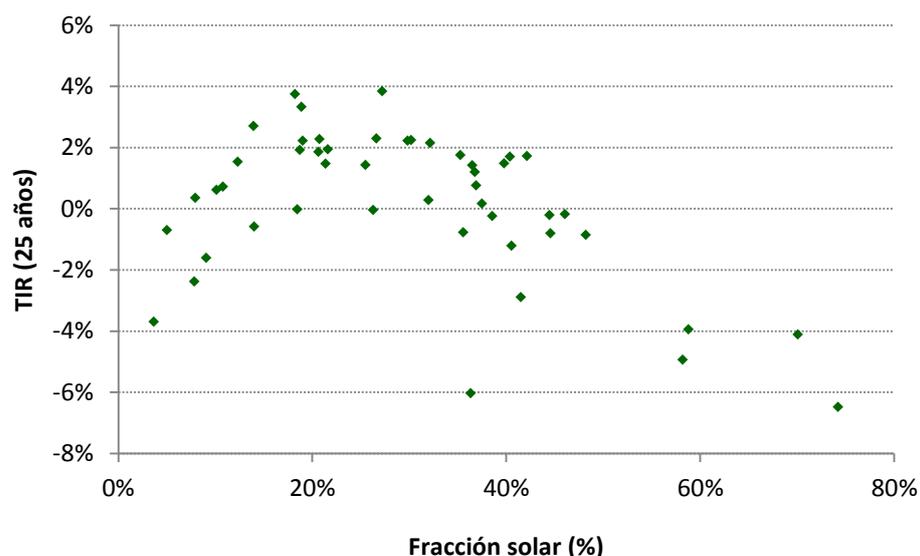


Ilustración 65. TIR en función de la fracción solar para el SST de FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergias

En este caso, la máxima rentabilidad se desplaza hacia fracciones solares mayores, entre el 20 y el 30 % de cobertura de la demanda. Los valores máximos se distribuyen de manera más uniforme, es decir, existe un rango mayor de variables que alcanzan rendimientos económicos similares. Se observa un comportamiento similar en relación al coste de la energía solar generada.

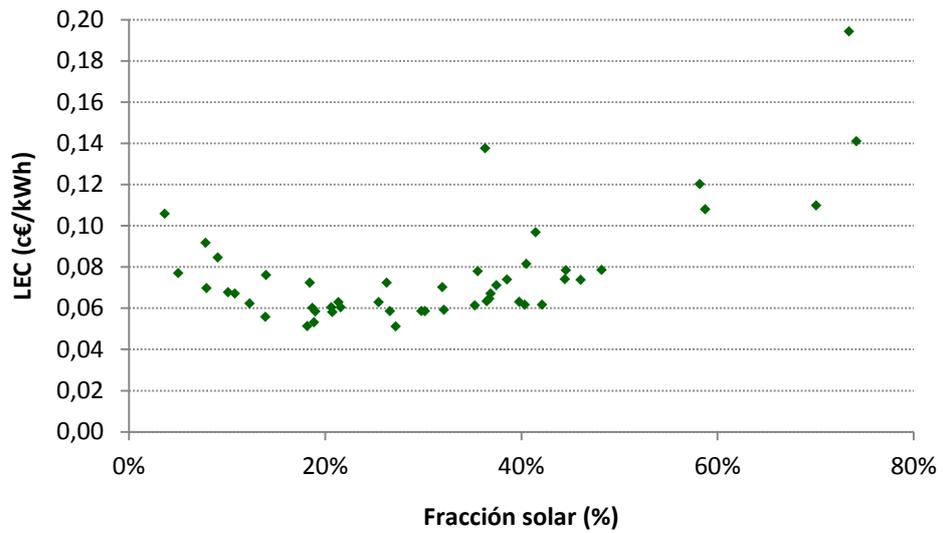


Ilustración 66. LEC en función de la fracción solar para el SST de FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergíes

Nuevamente, para comprobar que la rentabilidad no está asociada a la escala del sistema y que la fracción solar es el factor dominante, mostramos la TIR de la inversión en función del área de campo, de forma que se consigue una distribución uniforme de resultados.

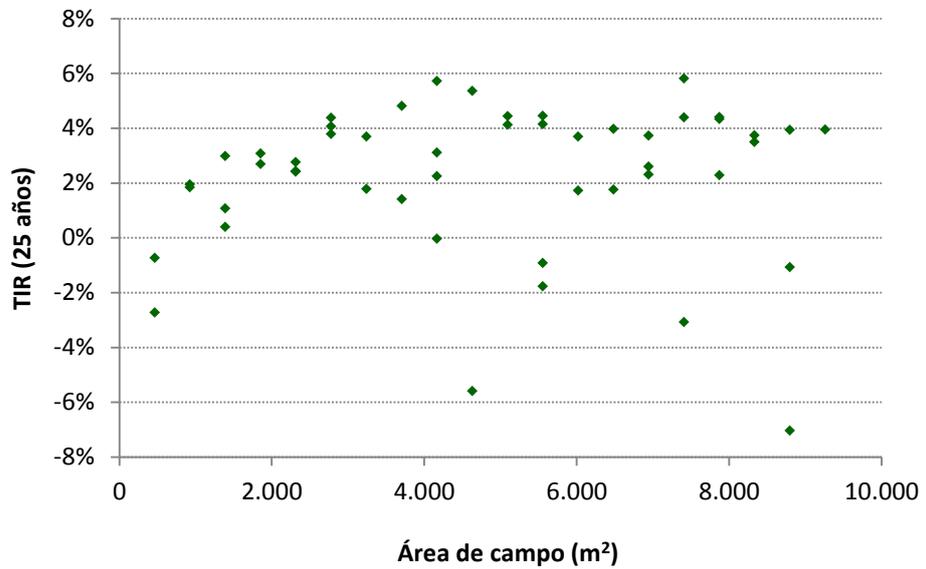


Ilustración 67. TIR en función del área de captación para el SST de FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergíes

Se aprecia cómo la rentabilidad es menor para superficies de captación pequeñas, ya que éstas no son capaces de aprovechar al máximo el enorme volumen de acumulación disponible, y la inversión asociada se desaprovecha. A partir de superficies de campo de captación de unos 4.000 m², el indicador parece estabilizarse y aparece disperso en función del área de campo. En este caso, la producción específica máxima es un 20% mayor que en el caso con acumulación diaria, y alcanza los 500 kWh/m² frente a los 420 kWh/m² del caso con acumulación diaria. La TIR resultante es muy parecida en ambos casos, pero puesto que en este caso el análisis se realiza para un plazo de tiempo mayor, a priori resultaría más atractivo el sistema con acumulación diaria.

Una vez elegida la fracción solar deseada, repetimos el ejercicio de proyectarla sobre la demanda esperada para la red de Ecoenergías, suponiendo en este caso que la producción específica es de 500 kWh/m². El resultado obtenido se presenta en la tabla siguiente:

Tabla 16. Superficie de captación a instalar en función del año para Ecoenergías para FS=30%

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda calor (MWh)	382	2.234	2.965	4.054	5.940	7.029	8.118	10.840	11.385
Producción solar objetivo (MWh)	115	670	889	1.216	1.782	2.109	2.435	3.252	3.415
Área de captación (m²)	254	1.489	1.977	2.703	3.960	4.686	5.412	7.227	7.590

9.2.2 RED DISTRICLIMA

Para esta red, la dependencia de la TIR con la fracción solar muestra la siguiente relación:

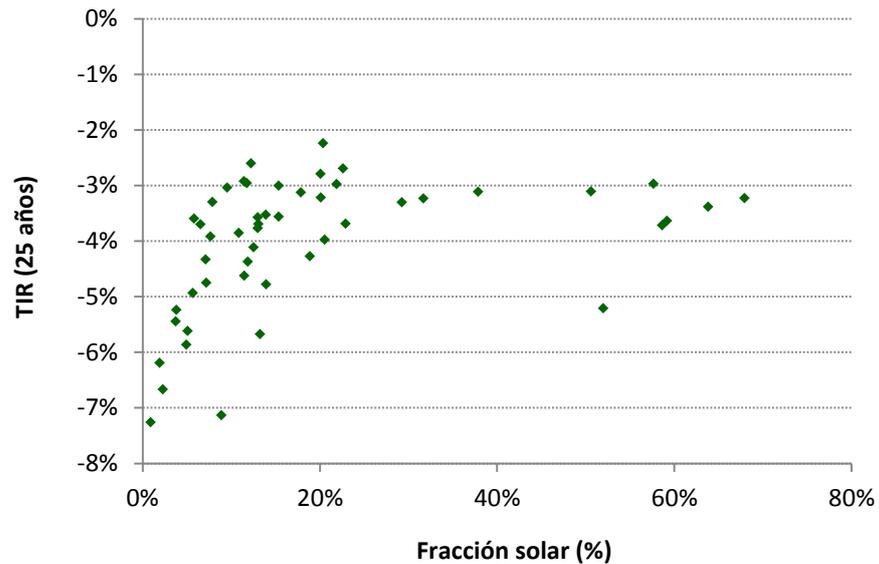


Ilustración 68. TIR en función de la fracción solar para el SST de FPC con acumulación estacional instalado en Districlima

De nuevo, dado el bajo precio del calor residual, el sistema no resulta rentable en ningún caso. Sorprende que el sistema con mayor rentabilidad aparezca para fracciones solares parecidas al caso de la red de Ecoenergías, alrededor del 20%, pese a que el tamaño de la demanda es un orden de magnitud mayor.

Comparando la acumulación estacionario con la acumulación diaria, en el caso de la red de Districlima, el rendimiento económico de esta solución es mayor, en tanto que en el caso de Ecoenergías, los valores resultan similares. Esto es debido a que la demanda es mayor, lo que implica que, para acceder a una fracción solar igual, la instalación solar deberá ser mucho mayor. Esto conlleva inversiones relativas menores, dada la ventaja económica que implican las instalaciones de mayor tamaño. No obstante, considerando que en ningún caso es posible recuperar la inversión, se desaconseja esta solución para la red de Districlima.

9.3 SISTEMA SOLAR TÉRMICO DE MEDIA TEMPERATURA

A diferencia de los casos anteriores, el sistema solar de media temperatura no utiliza captadores planos, sino captadores de concentración lineal tipo Fresnel. Esta solución resulta compleja de instalar en cubiertas, por lo que la disponibilidad de suelo libre es un requisito más importante que en los casos anteriores, en los que era posible utilizar las cubiertas de naves industriales o centros comerciales próximos a la red para la instalación de los captadores. Por este motivo, y considerando que una posibilidad de hacer viable esta solución es el arrendamiento del terreno, se ha decidido analizar la rentabilidad económica en un plazo de 15 años, menor al periodo de vida útil de la instalación.

Además, es importante destacar que, en este caso, el muestreo es sensiblemente diferente a los utilizados en los casos anteriores, esencialmente debido a que esta tecnología suele

emplearse sólo para grandes áreas de captación. Por ello, la superficie mínima a instalar se ha tomado igual a 3.000 m² y únicamente se simulan superficies de captación múltiplos de esta cantidad. Por último, el muestreo es menor debido a que algunas de las variables utilizadas en los sistemas anteriores carecen de sentido en este tipo de sistemas y, por tanto, no se han tenido en cuenta. La acumulación se ha anulado y únicamente se contempla un pequeño distribuidor hidráulico como acoplamiento con la red. El control del circuito primario se realiza siempre a caudal variable con una temperatura objetivo igual a la consigna de impulsión de la red.

9.3.1 RED ECOENERGIES

En este caso, observamos la siguiente relación entre la TIR y la fracción solar:

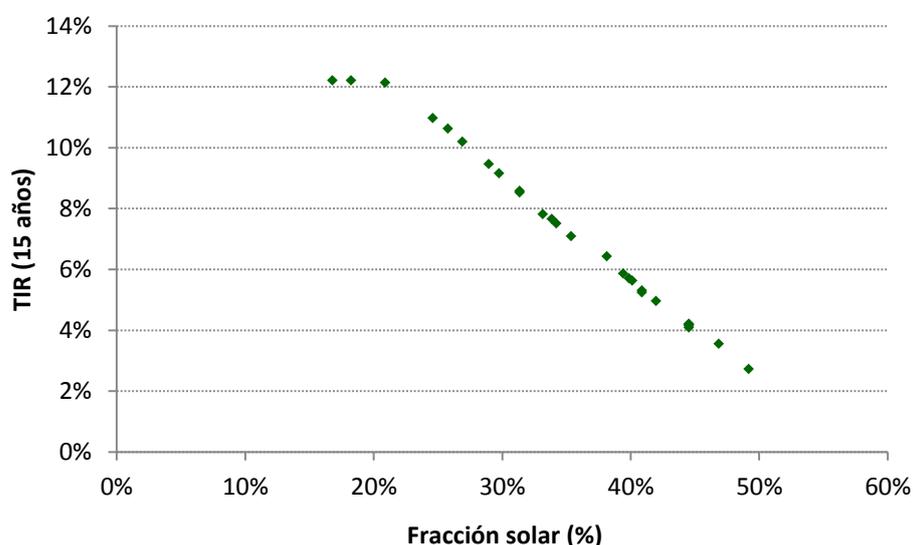


Ilustración 69. TIR en función de la fracción solar para el SST de con LFC instalado en Ecoenergies

Los resultados obtenidos son sustancialmente mejores que en los casos anteriormente analizados, con rentabilidades a 15 años que alcanzan valores superiores al 12%, con valores superiores al 10% para fracciones solares por debajo del 26%. Si se supera ese valor, la producción solar en determinados meses del año supera la demanda y se desaprovecha parcialmente la superficie de captación.

Para determinar qué condiciones de demanda alcanzan las mayores rentabilidades, analizamos la relación entre la TIR y la demanda simulada en cada caso:

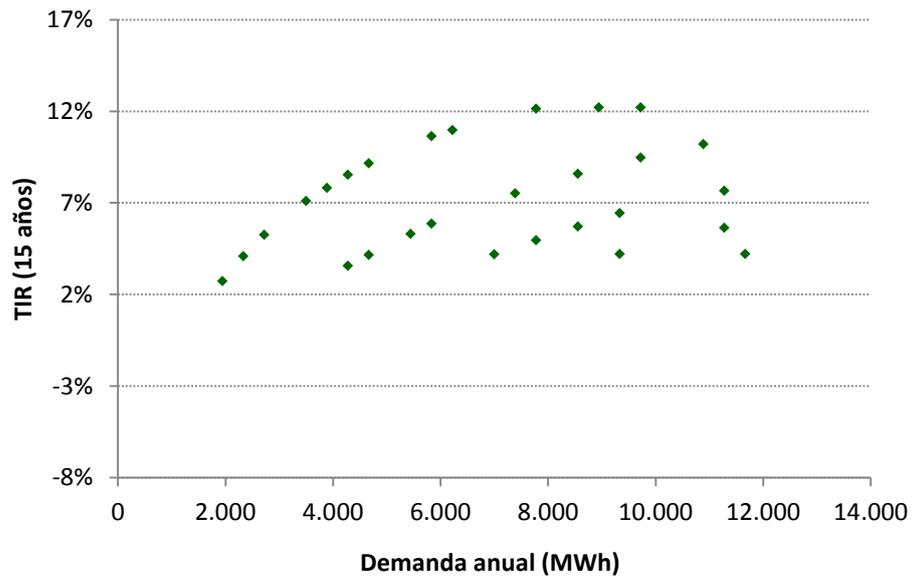


Ilustración 70. TIR en función de la demanda anual para el SST de con LFC instalado en Ecoenergíes

Vemos que los mayores valores de rentabilidad se sitúan en demandas superiores a los 6.000 MWh/anuales. Comparando estos valores con la demanda prevista para la red de Ecoenergíes, se obtiene que este valor se va a alcanzar entre el año 2015 y el 2016.

Para dimensionar el campo de captación representamos gráficamente la TIR en función del área de captación:

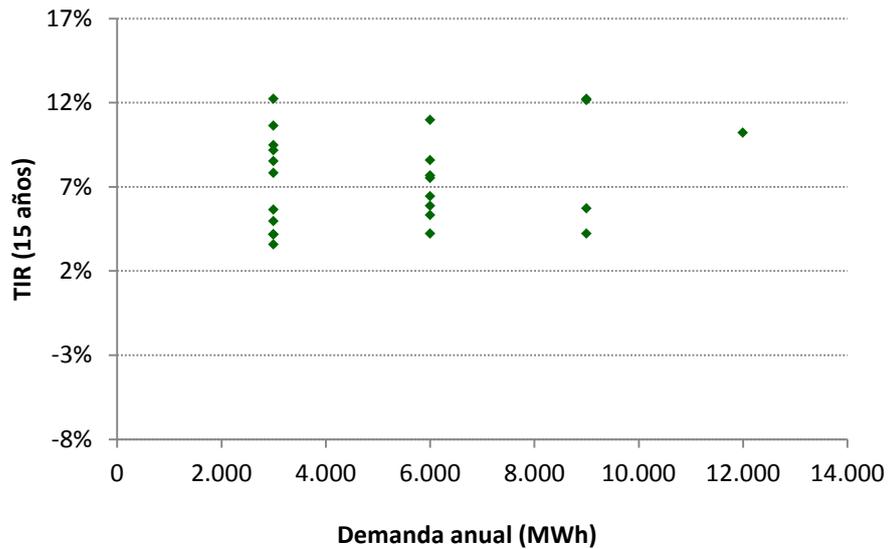


Ilustración 71. TIR en función del área de captación para el SST de con LFC instalado en Ecoenergíes

Pese a que el muestreo no ha resultado homogéneo debido a la distribución de área de captación deseada, se aprecia una tendencia hacia una menor rentabilidad con campos solares crecientes.

En función de los datos de fracción solar óptima obtenidos del 26%, de la demanda prevista de Ecoenergías y de la producción máxima obtenida de 480 kWh/m², obtenemos los siguientes resultados de área de reflexión recomendada:

Tabla 17. Superficie de captación a instalar en función del año para Ecoenergías

Año	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Demanda calor (MWh)	382	2.234	2.965	4.054	5.940	7.029	8.118	10.840	11.385
Producción solar objetivo (MWh)	99	581	771	1.054	1.544	1.827	2.111	2.818	2.960
Área de captación (m²)	207	1.210	1.606	2.196	3.217	3.807	4.397	5.872	6.167

9.3.2 RED DISTRICLIMA

En el gráfico siguiente se observa cómo se comporta la rentabilidad de este sistema en relación con la evolución de la demanda prevista para la red de Disticlima:

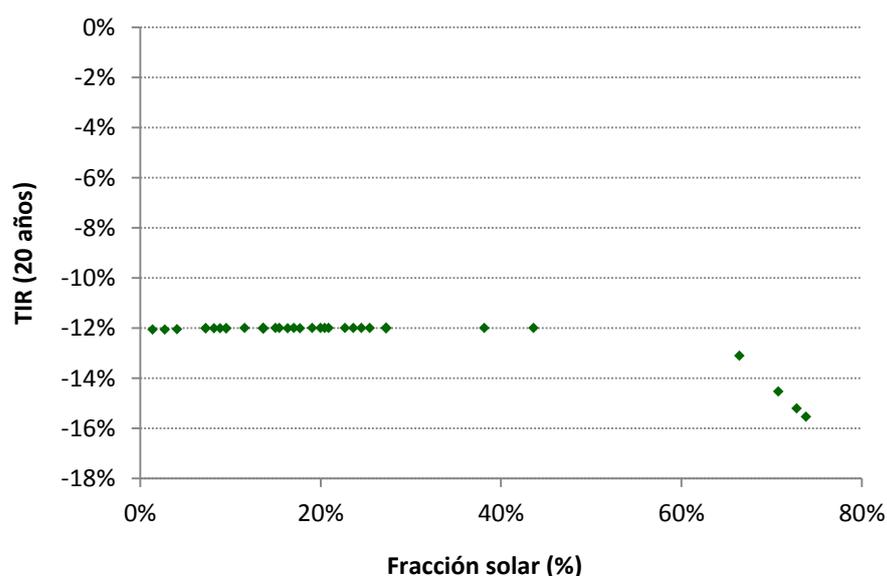


Ilustración 72. TIR en función de la demanda anual para el SST de con LFC instalado en Disticlima

La gráfica permite observar la independencia de la rentabilidad del sistema LFC con la fracción solar, excepto para fracciones solares altas para las que la producción se satura debido a la falta de demanda que tiene lugar en determinados meses. Esto es debido a que el captador tipo LFC tiene una eficiencia de generación en el rango de temperaturas de trabajo de la red (90 °C) prácticamente independiente de la temperatura de entrada al captador, y es el rendimiento óptico el que condiciona el aprovechamiento solar.

Dado que en todos los casos la rentabilidad de la inversión es negativa, no se profundiza en el análisis de los resultados pues se entiende que este caso debe descartarse.

9.4 EFECTO DE LOS PRECIOS DE LA ENERGÍA EN LA RENTABILIDAD DEL SISTEMA

Una vez procesados los datos presentados de las aproximadamente 500 simulaciones realizadas, podemos concluir que:

1. No resulta viable en la actualidad en la red de calor de Districlima la inclusión de ninguno de los sistemas solares térmicos analizados. Esto es debido a las características de la fuente actual de calor utilizada por la red, el calor residual procedente de la incineradora que, sin duda, es una de las mejores fuentes de calor que se puede utilizar para una red urbana. No obstante, en el caso de que estos precios se vieran modificados o que la red llegara a saturar la potencia de vapor disponible y tuviese que recurrirse al uso de forma continuada de gas natural, debería realizarse un nuevo análisis a partir del cual se podrían obtener nuevas conclusiones.
2. En la red de Ecoenergies existe un potencial de aplicación de energía solar térmica económicamente rentable que podría explotarse. De las tecnologías estudiadas, la que presenta una mayor rentabilidad (hasta alcanzar en determinadas circunstancias una TIR del 12%) es la tecnología de media temperatura operada con captadores tipo Fresnel (LFC).

Es importante verificar que la oportunidad de negocio detectada en Ecoenergies es válida independientemente de las hipótesis de cálculo, de ahí que se hayan definido tres escenarios económicos caracterizados por distintas evoluciones del precio de la energía. De todas las hipótesis incluidas en el estudio, hay que prestar especial atención a los escenarios de evolución de costes considerados ya que se tratan en todo caso de estimaciones, en tanto que, otros parámetros, como pueden ser el coste de las instalaciones o el precio actual de la energía, están avalados por información recogida de los operadores o extraídas de casos reales de sistemas análogos.

Dado que la red de Districlima no justifica en ningún caso la inclusión de un sistema solar, presentamos los resultados únicamente para la red de Ecoenergies.

9.4.1 INSTALACIONES SOLARES TÉRMICAS DE GRAN ESCALA CON CAPTADOR SOLAR PLANO

En el gráfico siguiente se representa la TIR del sistema conectado a la red de Ecoenergies en función de la fracción solar para los tres escenarios económicos planteados.

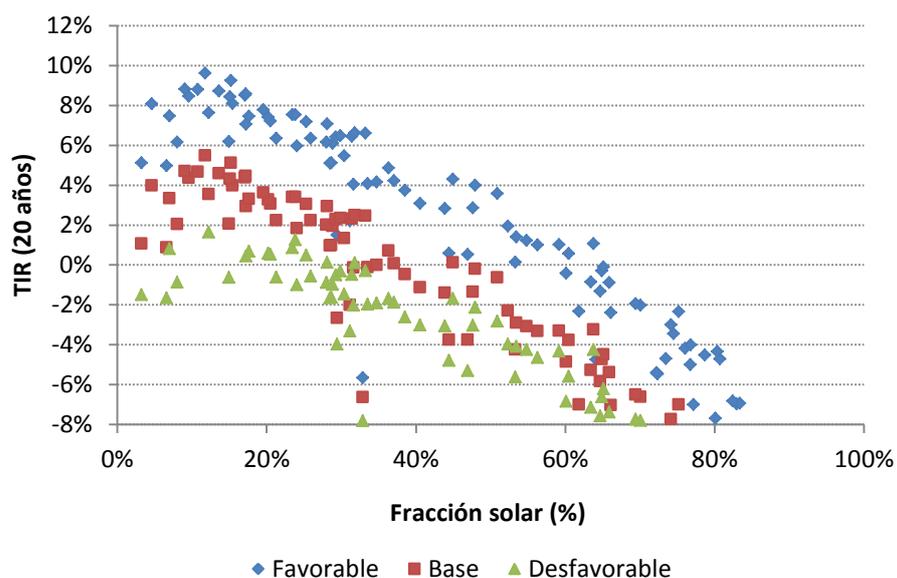


Ilustración 73. TIR en función de la fracción solar para el SST con FPC instalado en Ecoenergías bajo distintas hipótesis de evolución del precio de la energía

El hecho de que en los tres casos la rentabilidad máxima se sitúe en el mismo valor de fracción solar, es decir, para instalaciones del mismo tamaño, supone una ventaja en cuanto a que el óptimo dimensionado será independiente del escenario de evolución considerado, lo cual se valora positivamente desde el punto de vista de seguridad de la inversión.

Sólo bajo las condiciones de incremento de precios más elevado (aunque, similares al histórico observado en España en los últimos 5 años) se alcanzan altas rentabilidades, próximas al 10%. En el peor de los escenarios, en el cual se ha considerado un incremento medio anual del precio del gas del 1,1% (escenario desfavorable) la rentabilidad es modesta, de alrededor del 2%. Pese a ello, considerando que se trata de un valor positivo y que debe interpretarse como un valor límite mínimo de la rentabilidad de la inversión, no se aprecia un riesgo elevado en esta operación. Es preciso señalar que los sistemas solares simulados no están optimizados para maximizar su producción, por lo que, en caso de instalar este sistema, se podrían conseguir mayores producciones y, por tanto, mayores rentabilidades.

9.4.2 INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA DE GRAN ESCALA CON CAPTADOR SOLAR PLANO Y ACUMULACIÓN ESTACIONAL

En la imagen siguiente se presenta la TIR del sistema con acumulación estacional conectado a la red de Ecoenergías en los tres escenarios económicos planteados.

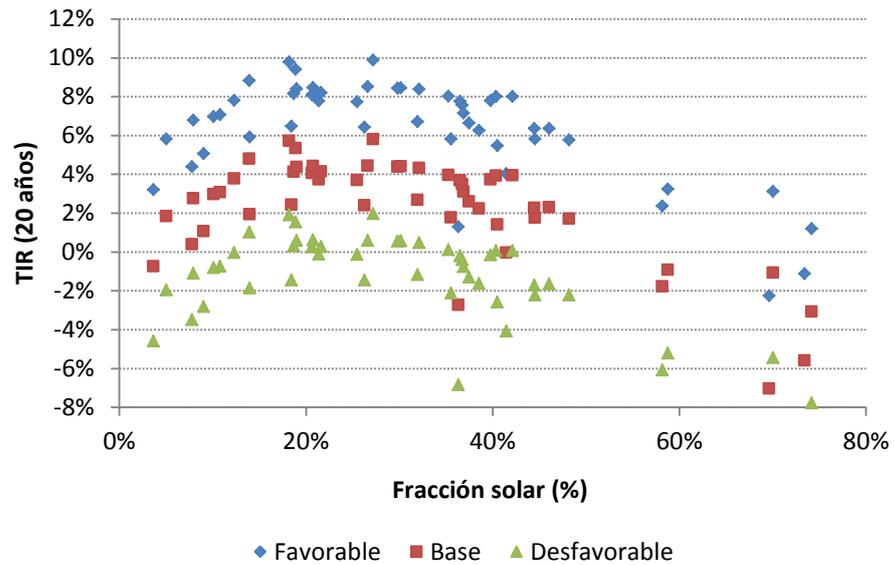


Ilustración 74. TIR en función de la fracción solar para el SST con FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergías bajo distintas hipótesis de evolución del precio de la energía

A pesar de que la distribución de puntos es bastante distinta y el máximo de la curva se sitúa alrededor de una fracción solar del 30%, las conclusiones son idénticas a las del caso anterior: para un sistema bien dimensionado, el riesgo económico es pequeño dado que, al variar el precio del gas natural entre el 1,1 y el 8%, las rentabilidades son en todos los casos positivas, aunque poco atractivas para las rentabilidades que se acostumbra a exigir por empresas de servicios energéticos. Además, debemos tener presente que, en este caso, las inversiones son mucho mayores que en el caso de un sistema con acumulación diaria.

9.4.3 SISTEMA SOLAR TÉRMICO DE MEDIA TEMPERATURA

En la imagen siguiente se presenta la TIR del sistema de media temperatura con captadores tipo LFC conectado a la red de Ecoenergías en los tres escenarios económicos planteados.

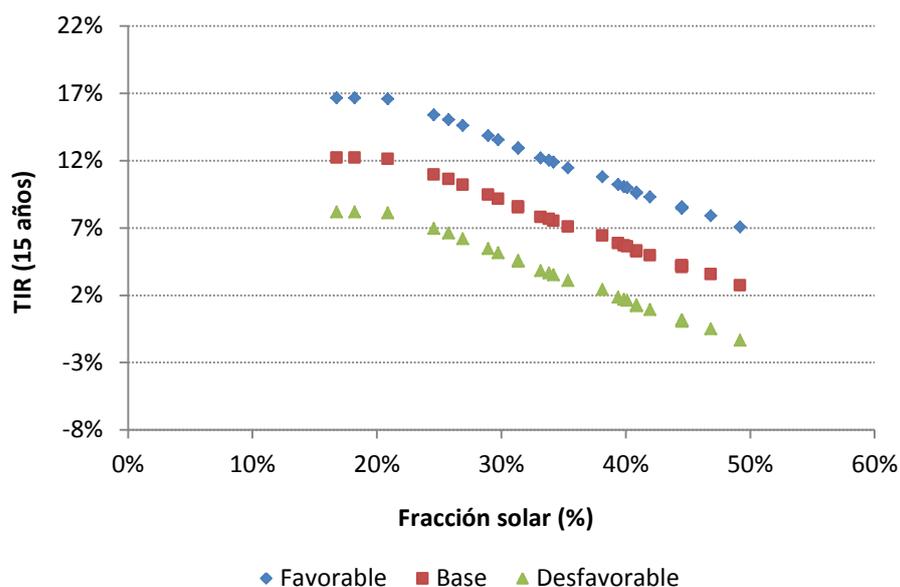


Ilustración 75. TIR en función de la fracción solar para el SST con FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergías bajo distintas hipótesis de evolución del precio de la energía

En este caso, se observa, aún con mayor claridad, cómo el efecto del incremento del precio del gas es el desplazamiento verticalmente de la TIR de las inversiones con respecto a la TIR de referencia. Los resultados son muy prometedores, ya que, con incrementos del precio del gas moderados, se obtienen rentabilidades del 12%, pudiendo alcanzarse valores de hasta el 17% en el caso de que el precio de gas suba de forma similar a la subida experimentada en los últimos años. Aún en un escenario muy desfavorable, con precios de la energía prácticamente estancados, se obtendrían rentabilidades razonables, próximas al 8%.

9.5 REPARACIÓN DE SISTEMAS SOLARES EXISTENTES

9.5.1 CONCEPCIÓN DEL ANÁLISIS Y DE LA METODOLOGÍA

El objetivo de este capítulo es analizar la posibilidad de conectar a la red instalaciones solares existentes, de menor tamaño que las planteadas anteriormente, que se encuentren distribuidas en las proximidades del trazado de la red. Tiene lugar una reducción substancial de costes gracias al hecho de que, en un principio, se trataría de sistemas existentes fuera de operación o con baja utilización o rentabilidad, de forma que, únicamente habría que acometer los costes de reparación o ampliación del campo de captación y de conexión a la red.

El análisis se centra únicamente en la red Districlima, para la que ninguna de las alternativas analizadas anteriormente ha resultado suficientemente viable de acuerdo con las hipótesis consideradas.

Finalmente, como veremos, debido a los costes de conexión y la alta temperatura de operación, existe un tamaño mínimo y una demanda propia máxima del edificio objeto que determinan la viabilidad de dicha conexión.

El análisis se concibe considerando los elementos que se muestran en el diagrama siguiente:



Ilustración 76. Concepción general del análisis propuesto

El análisis es secuencial y analiza diferentes casuísticas derivadas de la selección de distintos esquemas técnicos de conexión y distintos tipos de edificios objeto.



Ilustración 77. Niveles de análisis técnico-económico

9.5.2 EDIFICIOS OBJETO

Identificamos principalmente dos tipologías de edificios objeto:

- TIP 1: Edificios de viviendas de baja altura.
- TIP 2: Edificios no residenciales (polideportivos, escuelas, etc.).

Los edificios de viviendas de baja altura, contrariamente a los de mayor altura, tienen una relación de demanda propia con respecto a la cubierta disponible, más favorable a exportar calor a la red.

Para el análisis se han elegido dos casos reales. En el caso de edificios residenciales, las hipótesis tomadas se basan en un proyecto existente del Patronat Municipal de l'Habitatge en la zona de Fòrum. El edificio tiene 14 viviendas, en 3 plantas, con pisos de 3 habitaciones cada uno. La instalación tiene un total de 12 captadores solares térmicos, no ocupando todo el espacio de cubierta.

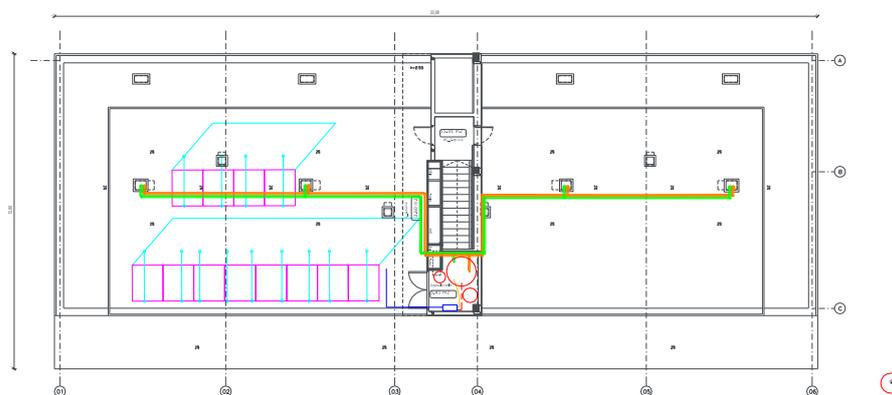


Ilustración 78. Planta cubierta edificio existente

Como se ha comentado anteriormente, la limitación, en el presente caso, se debe a la limitación de espacio y no a la demanda propia.

- Espacio disponible total: 230 m²
- Espacio ocupado (subida ascensor, escalera, sombras pertinentes, etc.): 120 m²
- Espacio disponible para instalación de captadores: 60-80 m² (dependiendo de la inclinación del captador)

En el caso de polideportivos, se toma como referencia una instalación en Barcelona, en Can Caralleu. La ocupación posible del espacio para campo solar es de unos 300 m² y se considera que el consumo de los usuarios es de unos 250 usos de 33 litros al día.

9.5.3 ESQUEMAS HIDRÁULICOS DE CONEXIÓN A LA RED

A continuación se describen las diferentes configuraciones o esquemas de conexión de las instalaciones solares existentes y distribuidas a la red de calefacción urbana.

9.5.3.1 ESQUEMA 1 (SCH1)

El esquema 1 (SCH1) consiste en disponer de un sistema solar térmico que, por un lado, pueda satisfacer un porcentaje de la demanda de ACS interna del edificio y que, por otro lado, pueda exportar a la red urbana el calor sobrante. Vemos que este esquema, desde el punto de vista del usuario o de una Empresa de Servicios Energéticos (ESE) contratada por el usuario, podría servir para aumentar la fracción solar anual, dado que el excedente de energía térmica en la época estival se podría verter siempre a la red de distribución.

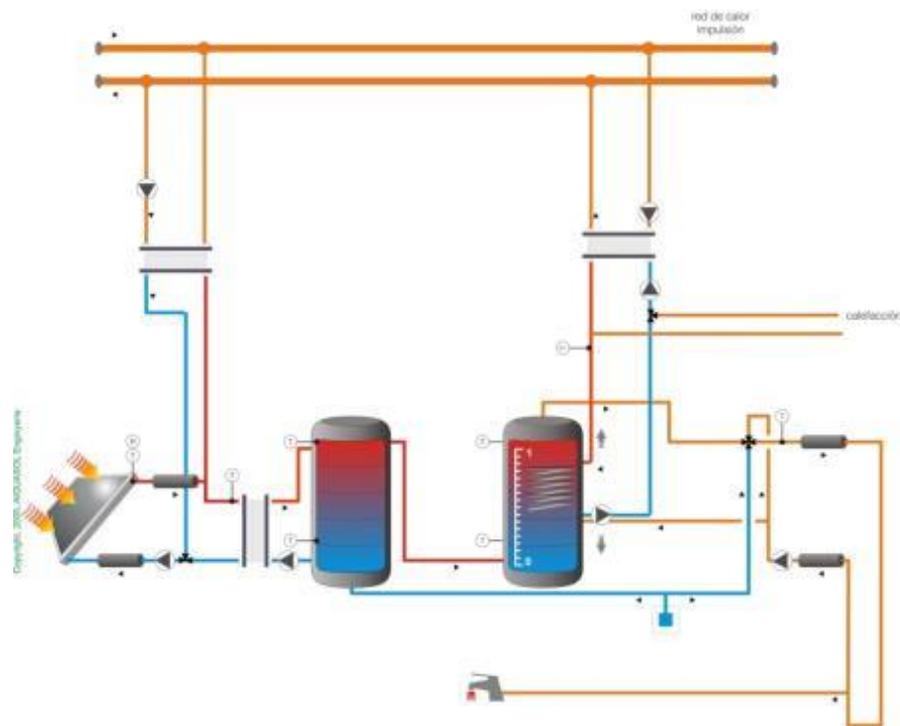


Ilustración 79. Esquema de principio conexión 1 (SCH1)

Preliminarmente, para determinar el espacio necesario, se ha realizado un análisis paramétrico basado en simulaciones dinámicas para determinar el ángulo óptimo de inclinación de campo, que se ha fijado en 30°. Este resultado es consecuente con el hecho de que la presencia de la demanda cuasi-infinita de la red hace tender el sistema a buscar la máxima producción anual, más allá de estacionalidades, como sucede con los sistemas fotovoltaicos conectados a red.

De esta forma, se procede a simular el esquema 1 para ambos casos de edificio objeto, para determinar la viabilidad de conexión a red de los mismos.

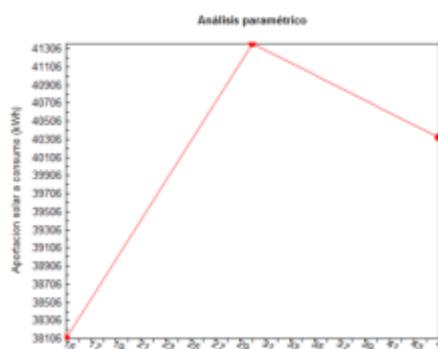


Ilustración 80. Optimización del campo solar SCH1 TIP1

9.5.3.1.1 ANÁLISIS ENERGÉTICO TIPOLOGÍA 1: RESIDENCIAL

En la simulación se ha considerado que se mantienen las fracciones solares del edificio tal y como estaban y que el exceso de energía producida por los nuevos captadores se verterá directamente a la red. Aunque es cierto que esta suposición no es la más favorable en cuanto al rendimiento de la instalación se refiere, garantizará que la inversión realizada sea rentabilizada. Como se verá más adelante, el hecho de combinar instalaciones interiores y exteriores complica la gestión de la instalación, aunque se obtengan mejores resultados.

Tabla 18. Parámetros descriptivos Esquema 1 para Residencial con ampliación de campo solar

Características de los captadores					
Características generales:					
Tipo de captador:			Modelo:		
Captador plano			Genérico		
Fabricante:			Código de homologación:		
Genérico			-		
Características técnicas del captador:					
a₀	[-]	0,81	Caudal test	[kg/h·m ²]	50
a₁	[W/m ² K ²]	2,87	Área	[m ²]	2,2
a₂	[W/m ² K]	0,015	IAM(k₅₀)	[-]	0,95

Campo de captadores		
Superficie de abs. Total	[m ²]	77
Número de captadores	[-]	35
Número cap. en serie	[-]	2
Distancia entre filas	[m]	4,6
Azimut del campo	[°]	0
Inclinación total	[°]	30
Caudal del primario	[kg/h]	1.925
Anticongelante	[%]	30
Potencia aerotermo	[kW]	-
Potencia elec. aero.	[kW]	-
Acumulación solar		
Características generales:		
Número acumuladores	[-]	1
Situación	[-]	Interior
Características técnicas:		
Volumen	[l]	5.000
Altura del acumulador	[m]	1,3
Espesor aislamiento	[m]	0,8
Coefficiente pérdidas	[kW/m ² °C]	0,043
Carga estratificada	[-]	NO

Circuito de tuberías				
	Diámetro (m)	Longitud (m)	Aislante (m)	Coef. Pérdidas (W/m°C)
Circuito primario				
Primario exterior	0,027	9,5	0,03	0,043
Primario interior	0,025	4,75	0,03	0,043
Circuito de distribución				
Distribución (bajantes)	0,172	30	0,03	0,043
Distribución (subestaciones)	0,172	0	0,03	0,043

Tabla 19. Producción SCH1 TIP1

(kWh)	Rad. solar incidente	Producción solar campo	Aport. solar consumo	Aport. solar interna (red interior edificio)	Aport. a red de distrito
Enero	6.450	2.664	2.512	2.302	210
Febrero	7.337	3.081	2.884	2.239	645
Marzo	11.095	4.677	4.447	2.519	1.927
Abril	11.837	4.356	4.182	2.350	1.832
Mayo	12.771	5.593	5.355	2.178	3.178
Junio	13.715	5.854	5.580	1.826	3.754
Julio	15.059	6.635	6.278	1.541	4.737
Agosto	15.152	6.487	6.216	1.629	4.587
Septiembre	11.996	4.814	4.609	1.859	2.750
Octubre	9.645	4.075	3.876	2.101	1.776
Noviembre	6.581	2.579	2.495	2.181	315
Diciembre	6.974	2.065	1.938	1.880	58
TOTAL	128.612	52.879	50.374	24.605	25.769
kWh/m²	1.644	687	654	320	335

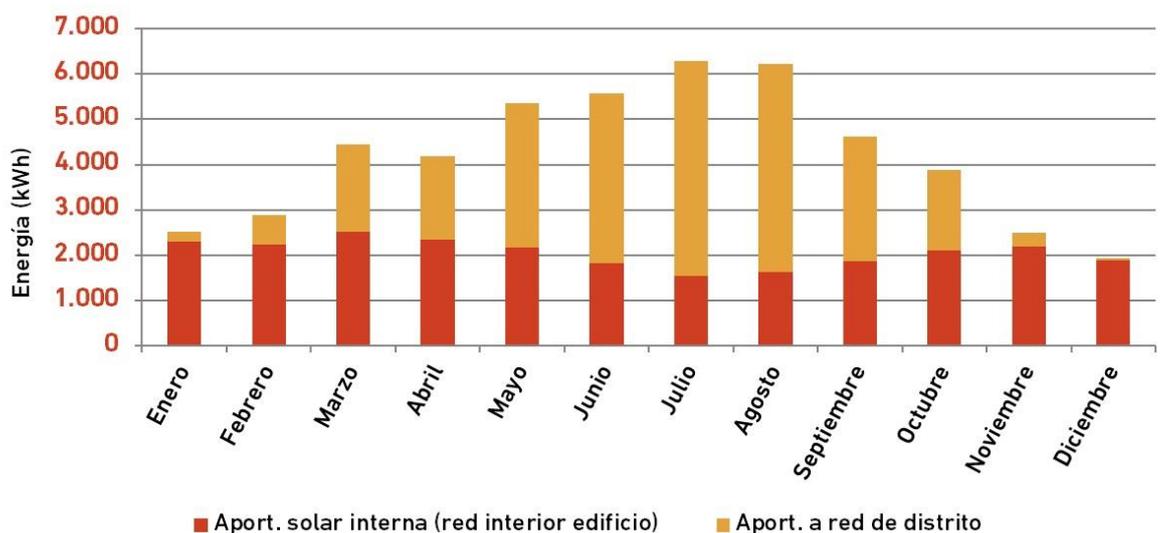


Ilustración 81. Aportación calor a la red e interior SCH1 TIP1

Se observa que, en los meses más fríos, la instalación solar entrega una cantidad de calor pequeña a la red urbana, mientras que, en los meses de verano, la instalación entrega más calor a la red de la que el edificio consume.

Vemos, pues, que al haber incrementado la cantidad de captadores, existe siempre un exceso de calor (incluso en invierno) que vertemos a la red, alcanzando la fracción solar de la demanda interna casi el 100%. La estrategia de control definida en la simulación consiste en comprobar si la temperatura inferior del acumulador es superior a los 65 °C. Si lo es, vertemos energía a la red en lugar de verterla a la instalación interior.

9.5.3.1.2 ANÁLISIS ENERGÉTICO TIPOLOGÍA 2: EQUIPAMIENTO

En el caso de realizar una instalación en una edificación del tipo polideportivo, con muy pocos usuarios relativos y una muy buena disponibilidad de espacio, el diseño final del esquema sería el siguiente (basado, en este caso, en captadores de gran formato de 10 m²).

Tabla 20. Parámetros descriptivos Esquema 1 para Equipamiento con ampliación de campo solar

Características de los captadores					
Características generales:					
Tipo de captador:			Modelo:		
Captador plano			Genérico		
Fabricante:			Código de homologación:		
Genérico			-		
Características técnicas del captador:					
a₀	[-]	0,81	Caudal test	[kg/h·m ²]	50
a₁	[W/m ² K ²]	2,87	Área	[m ²]	10
a₂	[W/m ² K]	0,015	IAM(k₅₀)	[-]	0,95
Campo de captadores					
Superficie abs. Total		[m ²]			300
Número de captadores		[-]			30
Número cap. en serie		[-]			2
Distancia entre filas		[m]			5,1
Azimut del campo		[°]			0
Inclinación total		[°]			30
Caudal del primario		[kg/h]			7.480

Anticongelante	[%]	30
Potencia aerotermo	[kW]	-
Potencia elec. aero.	[kW]	-
Características generales:		
Número acumuladores	[-]	1
Situación	[-]	Interior
Características técnicas:		
Volumen	[l]	8.000
Altura del acumulador	[m]	4
Espesor aislamiento	[m]	0,08
Coefficiente pérdidas	[kW/m ² °C]	0,043
Carga estratificada	[-]	NO

Acumulación auxiliar centralizada

Características generales:		
Número acumuladores	[-]	1
Características técnicas:		
Volumen	[l]	2.000
Altura del acumulador	[m]	2,5
Espesor aislamiento	[m]	0,05
Coefficiente pérdidas	[W/m ² °C]	0,043

Sistema auxiliar				
Características generales:				
Tipo :	Red de distrito			
Características técnicas:				
Potencia máxima	[kW]	154,6	Rendimiento	80,13
Potencia mínima	[kW]			-
Temperatura consigna	[°C]			60,2
Circuito de tuberías				
	Diámetro (m)	Longitud (m)	Aislante (m)	Coef. Pérdidas (W/m°C)
Circuito primario				
Primario exterior	0,026	11	0,03	0,043
Primario interior	0,024	5,5	0,03	0,043
Circuito de distribución				
Distribución (bajantes)	0,08	63	0,03	0,043
Distribución (subestaciones)	0,08	5	0,03	0,043

De la producción de campo del sistema solar térmico en un polideportivo, con un campo de 300 m², se podría estimar que la producción correspondiente a 90 m² estaría destinada a cubrir la demanda del propio edificio, y que el resto se exportaría a la red. Tanto en este caso como en el descrito anteriormente, se ha supuesto que la red no llega a saturarse, es decir, que la red urbana es capaz de asumir toda la energía producida por la instalación, aunque, como veremos en el capítulo siguiente, existen unos límites no muy elevados para permitir la conexión a la red. A continuación se muestran los resultados:

Tabla 21. Producción SCH1 TIP2

[kWh]	Rad. solar incidente	Producción solar campo	Aport. solar consumo	Aport. solar interna (red interior edificio)	Aport. a red de distrito
Enero	25.131	10.505	9.907	9.907	0
Febrero	28.586	11.832	11.076	9.726	1.350
Marzo	43.227	15.786	15.008	8.213	6.796
Abril	46.118	14.395	13.821	7.838	5.982
Mayo	49.756	20.066	19.213	6.609	12.604
Junio	53.436	21.529	20.523	4.474	16.049
Julio	58.673	25.058	23.709	3.710	19.999
Agosto	55.138	24.466	23.445	3.527	19.918
Septiembre	46.736	18.242	17.466	5.533	11.933
Octubre	37.578	14.044	13.358	6.586	6.773
Noviembre	25.639	8.886	8.599	8.599	0
Diciembre	23.277	7.807	7.328	7.328	0
TOTAL	493.295	192.616	183.454	82.051	101.403
kWh/m²	1.644	642	612	274	338

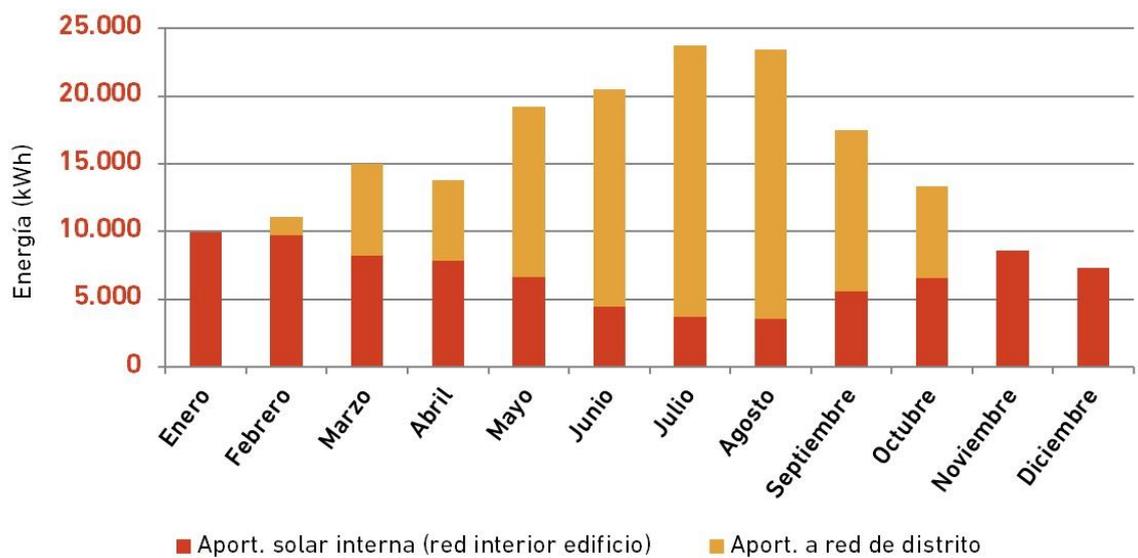


Ilustración 82. Aportación calor a la red e interior SCH1 TIP3

En cuanto a la aportación solar a la red, vemos que, en el caso de la tipología 2, tenemos un comportamiento similar al de la tipología 1, pero en este caso, con falta de aportación en los meses de enero, noviembre y diciembre.

9.5.3.2 ESQUEMA 2

El esquema 2 consiste en la conexión de la instalación solar existente al retorno de la red urbana. Aunque, en cuanto al nivel térmico se refiere, pudiera parecer un sistema óptimo, veremos que energéticamente podría no serlo, ya que estamos inyectando energía e incrementando la temperatura en una red de retorno que tiene que ir hasta la central y después volver. Por lo tanto, la energía aportada debería minorarse con las pérdidas térmicas del retorno de la red que incluso aumentarían al haber aumentado, aunque fuese ligeramente, la temperatura del retorno.

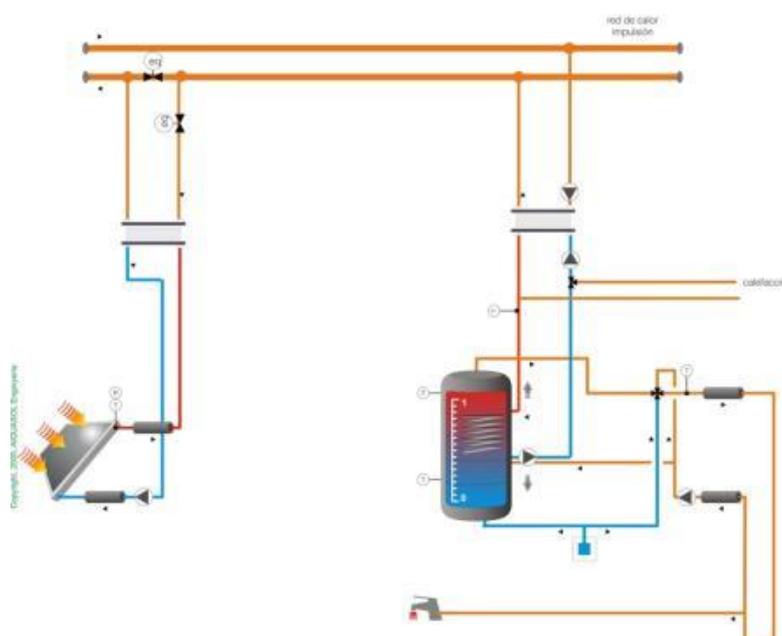


Ilustración 83. Esquema de principio conexión 2 (SCH2)

Bajo este esquema, las producciones energéticas del campo son equivalentes en los dos casos analizados, residencial y polideportivo. Lo importante de este caso es que, a pesar de que inyectamos energía en la red de distrito a baja temperatura, tenemos que realizar todo el trayecto de retorno a la central, perdiendo energía. Por lo tanto, aunque podríamos tener un mejor rendimiento por el hecho de trabajar a menor temperatura y menores costes por no tener por qué trabajar con bombas de caudal variable, las pérdidas en la red son importantes, como vemos en los resultados a continuación.

Tabla 22. Producción SCH2 TIP1

[kWh]	Rad. solar incidente	Producción solar campo	Aport. solar consumo	Pérdidas red	Pérdidas red	Aportación final
Enero	6.450	1.661	1.565	240	14%	1.325
Febrero	7.337	1.952	1.856	216	11%	1.640
Marzo	11.095	3.618	3.502	239	7%	3.263
Abril	11.837	3.987	3.874	232	6%	3.642
Mayo	12.771	4.639	4.528	239	5%	4.288
Junio	13.715	5.501	5.393	232	4%	5.162
Julio	15.059	6.704	6.597	239	4%	6.358
Agosto	14.152	6.219	6.113	239	4%	5.874
Septiembre	11.996	4.865	4.762	232	5%	4.530
Octubre	9.645	3.415	3.313	239	7%	3.073
Noviembre	6.581	1.504	1.405	232	15%	1.174
Diciembre	5.974	1.117	1.017	239	21%	777
TOTAL	126.613	45.183	43.925	2.819	6%	41.106
kWh/m²	1.644	587	570	37		534

Tabla 23. Producción SCH2 TIP2

[kWh]	Rad. solar incidente	Producción solar campo	Aport. solar consumo	Pérdidas red	Pérdidas red	Aportación final
Enero	25.131	6.471	6.098	934	14%	5.164
Febrero	28.586	7.604	7.230	842	11%	6.388
Marzo	43.227	14.095	13.644	933	7%	12.712
Abril	46.118	15.533	15.092	903	6%	14.190
Mayo	49.756	18.075	17.640	933	5%	16.708
Junio	53.436	21.433	21.013	903	4%	20.111
Julio	58.673	26.120	25.703	933	4%	24.770
Agosto	55.138	24.228	23.817	933	4%	22.884
Septiembre	46.736	18.956	18.553	903	5%	17.650
Octubre	37.578	13.307	12.907	933	7%	11.974
Noviembre	25.639	5.861	5.476	903	15%	4.573
Diciembre	23.277	4.353	3.962	933	21%	3.029
TOTAL	493.297	176.036	171.135	10.983	6%	160.152
kWh/m²	1.644	587	570	37		534

Como se ha indicado, las pérdidas aumentan, ya que al verter la energía solar al retorno aumenta la temperatura de éste. Este retorno tiene siempre que volver a la central de generación, de manera que incorporamos más pérdidas por distribución de las que originariamente tendríamos, ya que no se consume in-situ. El cálculo de las pérdidas se ha hecho tomando como base los datos más recientes de la red de distrito actual, con un porcentaje de pérdidas anual cercano al 15% y con una red de 13,9 km, de impulsión y retorno. Como primera aproximación, se ha considerado que existe un incremento de temperatura en el 50% de la red de retorno proporcional al incremento de energía suministrado por la instalación solar. Se considera que la aportación se produce en el punto medio de la red para compensar el hecho que ni todas las instalaciones se conectarán cerca de la central ni que todas lo harán en los puntos más alejados. Se ha calculado la diferencia de pérdidas térmicas entre la red del caso base y la red del caso objeto, una vez incrementada la temperatura.

Como se muestra en el siguiente esquema de conexión, existe también la posibilidad de conectarse al retorno de la interconexión de la red con el usuario (subestación), en lugar de hacerlo directamente a la red general.

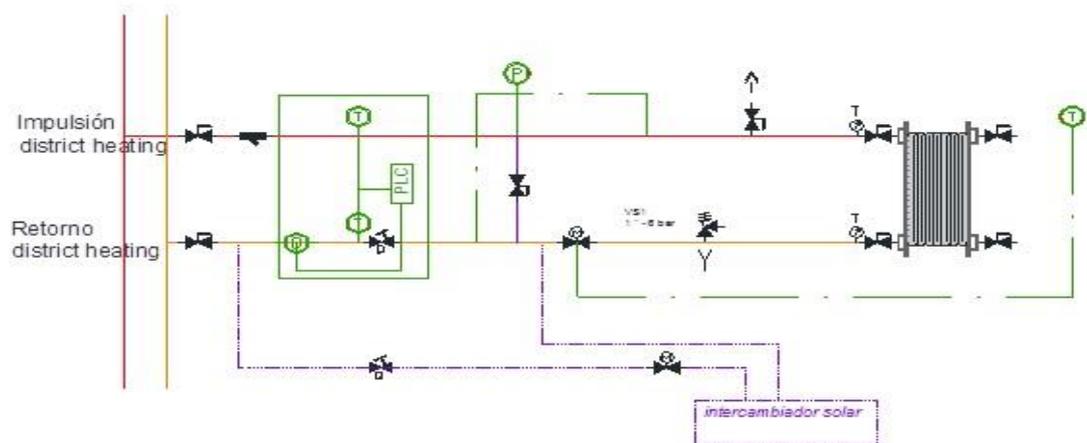


Ilustración 84. Esquema de principio conexión 2 alternativo (SCH2)

9.5.3.3 ESQUEMA 3

El esquema 3 corresponde a un esquema de conexión en paralelo, es decir, que la conexión se hace en la impulsión y en el retorno de la red. El campo solar trabaja a caudal variable y con una temperatura objetivo de 90 °C; que se corresponde con la de impulsión de la red. Aunque la conexión a la red podría hacerse directamente desde el primario de la instalación, la separación de las instalaciones mediante un intercambiador permite separar físicamente los dos circuitos, facilitando así la operación en determinados casos, como por ejemplo, en el de tener que utilizar glicol en el primario para evitar congelaciones.

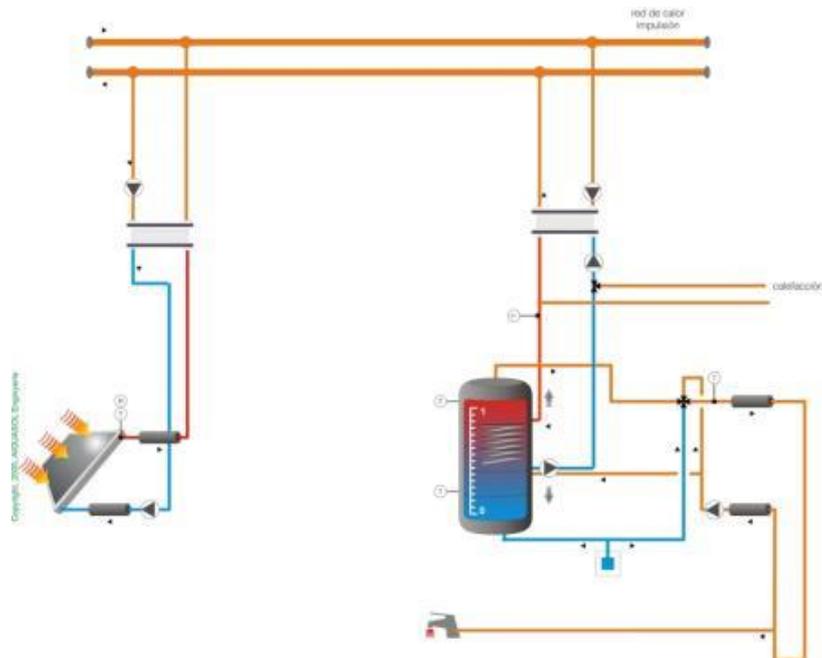


Ilustración 85. Esquema de principio conexión 3 (SCH3)

Por lo tanto, las producciones de los dos casos planteados son las siguientes:

Tabla 24. Producción SCH3 TIP1

[kWh]	Rad. solar incidente	Producción solar campo	Aport. solar consumo
Enero	6.450	1.593	1.509
Febrero	7.337	1.871	1.786
Marzo	11.095	3.420	3.314
Abril	11.837	3.764	3.660
Mayo	12.771	4.356	4.253
Junio	13.715	5.174	5.074
Julio	15.059	6.273	6.173
Agosto	14.152	5.823	5.725
Septiembre	11.996	4.573	4.478
Octubre	9.645	3.217	3.124
Noviembre	6.581	1.462	1.374
Diciembre	5.974	1.104	1.015
TOTAL	126.613	42.630	41.485
kWh/m²	1.644	554	539

Tabla 25. Producción SCH3 TIP2

[kWh]	Rad. solar incidente	Producción solar campo	Aport. solar consumo
Enero	25.131	6.208	5.880
Febrero	28.586	7.290	6.957
Marzo	43.227	13.324	12.914
Abril	46.118	14.663	14.261
Mayo	49.756	16.971	16.572
Junio	53.436	20.157	19.769
Julio	58.673	24.442	24.051
Agosto	55.138	22.687	22.304
Septiembre	46.736	17.817	17.445
Octubre	37.578	12.535	12.172
Noviembre	25.639	5.697	5.354
Diciembre	23.277	4.300	3.956
TOTAL	493.297	166.090	161.632
kWh/m2	1.644	554	539

9.5.3.4 COMPARATIVA

A continuación se recoge la comparativa de producción de cada uno de los casos analizados, donde observamos que, en ambos casos, el esquema SCH1 es el que obtiene mayores producciones solares.

Tabla 26. Resumen producciones específicas por tipologías y esquemas

kWh/m ²	SCH1	SCH2	SCH3
Residencial (TIP1)	654	534	539
Equipamiento (TIP2)	612	534	539

9.5.4 ANÁLISIS DE LOS DISTINTOS CASOS ECONÓMICO-LEGALES (CAS)

9.5.4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS CASOS

Aparte del análisis técnico efectuado, que evalúa los tres esquemas de conexión y de tipologías de edificios, es necesario hacer un análisis desde el punto de vista económico. Se han evaluado las dos siguiente posibilidades:

CAS1. Consumidor existente con instalación en funcionamiento: opción en la cual el usuario o el gestor de la instalación solar la amplía y entrega el calor solar excedente a la red urbana. Cada kWh producido por la instalación solar supondría una disminución de kWh generados procedentes de la central, con el mix de generación actual.

CAS2. Consumidor existente con instalación parada: existe en toda España una gran cantidad de instalaciones que no están operando correctamente o que incluso están paradas por motivos diversos, especialmente en Barcelona, debido a la alta densidad de instalaciones solares consecuencia de la aplicación de la ordenanza municipal, la más antigua de España. La conexión a una red que suponga una demanda constante anual (Demanda infinita) podría simplificar mucho el funcionamiento de los sistemas, y podría garantizar que éste fuese constante. Se considera, en este caso, que se alcanzaría un ahorro promedio ponderado de 4 meses de la central principal (vapor) y 8 meses de la central de Tánger, para el caso de Districlima.

Para el caso de Ecoenergíes el coste de la energía solar sería, en cualquier caso, de 3,26 c€/kWh.

Para el caso de Districlima:

- CAS 1
 - Precio actual energía TERSA: 1,5 c€/kWh
 - Pérdidas en la red de distrito: 15%
 - **Coste energía en central Marina: 1,765 c€/kWh**
- CAS 2
 - Precio actual GN: 3,8 c€/kWh
 - Eficiencia estacional sistemas conversión (Calderas): 90%
 - Precio actual calor producida en central: 4,22 c€/kWh
 - Pérdidas en la red de distrito: 15%
 - Coste energía central Tánger: 4,96 c€/kWh
 - **Coste medio ponderado Marina(4 m)/Tánger(8 m): 3,90 c€/kWh**

9.5.4.2 CASO 1: CONSUMIDOR EXISTENTE CON INSTALACIÓN EN FUNCIONAMIENTO

El coste de la energía solar generada tendría que poder competir con el precio de la red, ya que la inversión que habría que acometer sería sólo la correspondiente a la ampliación del campo solar.

Por lo tanto, en cuanto a los costes de inversión se refiere, tendríamos que considerar aquellos que se derivaran de las siguientes actuaciones:

- Inversión en la ampliación del campo de captación.
- Incorporación de un intercambiador de conexión a la red de distrito.
- Cambio de la bomba existente por una bomba de caudal variable.
- Sustitución de la centralita de control.

En cuanto a los ahorros energéticos sobre la red:

- El precio de energía ahorrado sería fruto del coste actual de abastecimiento de energía por parte de la central (teniendo en cuenta la proporción de vapor y gas natural existente en el mix de generación actual), incrementado por las pérdidas de circuito existentes.

La nueva instalación, en nuestro caso, consistirá en una ampliación de la existente. Por lo tanto, la reinversión para cada una de las dos tipologías será:

- TIP 1: Ampliación del campo existente de 24 m² en 46 m² más, además de la incorporación de un intercambiador de conexión con la red.
- TIP 2: Ampliación del campo existente de 90 m² en 210 m² más, además de la incorporación de un intercambiador de conexión con la red.

9.5.4.3 CASO 2: CONSUMIDOR EXISTENTE CON INSTALACIÓN PARADA

Es el mismo caso anterior, pero tendría que añadirse una inversión adicional para acometer la reparación del campo solar. Los costes que se muestran a continuación proceden de experiencias reales de reparación de instalaciones solares en el País Vasco.

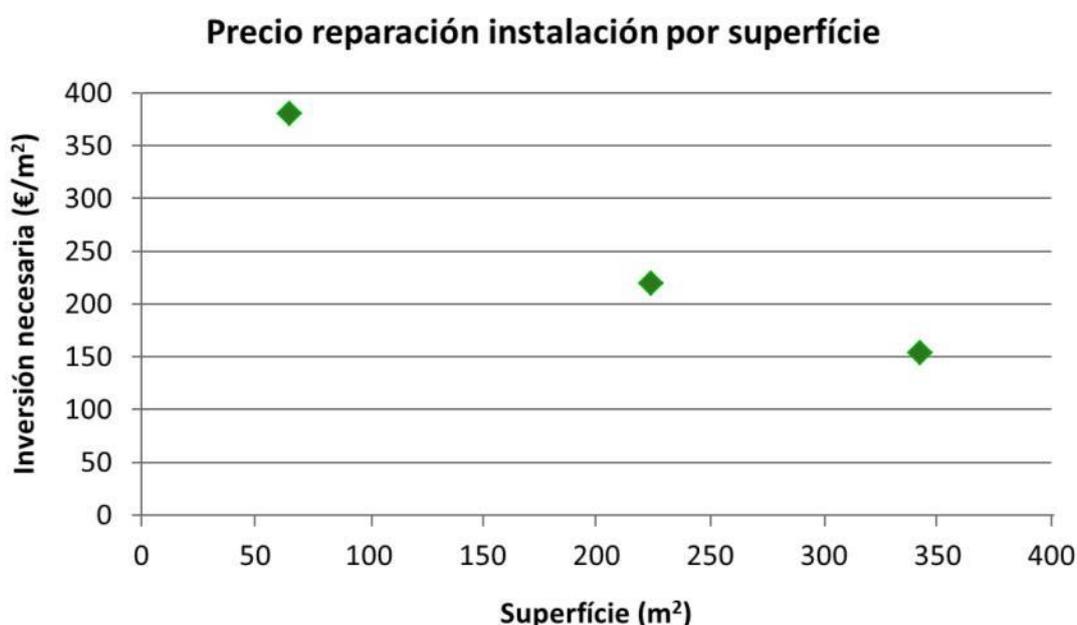


Ilustración 86. Precio reparación instalación por superficie. Fuente: AIGUASOL

Por lo tanto, en relación a los costes de inversión, se plantean los siguientes conceptos:

- Reparación del campo sustituyendo captadores averiados o no funcionales.
- Sustitución de los componentes hidráulicos por elementos que permitan el cambio a funcionamiento a caudal variable (bombas, controladores, etc.).
- Incorporación de una centralita de control.
- Incorporación de una conexión a la red urbana.

En cuanto a los ahorros energéticos producidos sobre la red:

- Para Districlima, el precio de energía ahorrado sería fruto de un promedio ponderado de 2/3 del tiempo con el coste actual de abastecimiento de energía por parte de la central de Tánger, incrementado por las pérdidas de circuito existentes, y 1/3 del tiempo con el precio del sistema actual (verano, 4 meses).

La instalación, en este caso, consistirá en una rehabilitación de la existente. Por lo tanto, la reinversión para cada una de las dos tipologías será:

- TIP 1: Rehabilitación del campo de 24 m² y conexión a la red (en los casos necesarios, en el SCH1 no hará falta).
- TIP 3: Rehabilitación del campo de 90 m² y conexión a la red (en los casos necesarios, en el SCH1 no hará falta).

9.5.5 RESULTADOS TÉCNICO-ECONÓMICOS

Se considera que los resultados técnico-económicos pueden ser significativamente distintos según la configuración que se considere. Como se ha ido comprobando en los distintos escenarios, hay distintas maneras de gestionar y explotar las instalaciones dependiendo de si son gestionadas por la empresa que explota la red, si las gestiona una ESE independiente o si las gestiona el propio edificio. En el caso de que sea la ESE, o bien los usuarios del propio edificio los que gestionan la instalación, los resultados son parecidos y, por tanto, se muestran de forma conjunta para estos dos casos particulares.

9.5.5.1 EXPLOTACIÓN A CARGO DE LA RED URBANA

9.5.5.1.1 CASUÍSTICAS DE LAS CONEXIONES

El esquema 1 puede ser gestionado de manera directa y completa por la empresa que explote la red urbana, es decir, que será responsable de toda la instalación solar, del intercambiador de conexión con la red y del intercambiador de primario, de manera que el usuario del edificio sólo tendría que preocuparse del mantenimiento de los acumuladores y, en caso de no existir, tan sólo del sistema de bombeo del circuito del secundario solar.

Sin embargo, los sistemas de control afectan a toda la instalación sin distinción de quién es el responsable de cada parte. Es decir, que existirán sensores a cada lado del esquema de propiedad, así como (en la mayor parte de los casos) en el control de un sistema de bombeo secundario que dependería del usuario final. Esto puede provocar dificultades importantes para el gestor de la red. No obstante, es importante señalar que, en cuanto a eficiencia se refiere, es el esquema que presenta mejores resultados globales.

Por este motivo, en la mayor parte de redes urbanas europeas, se ha tendido a plantear esquemas más simples donde las instalaciones solares directamente abastecen a la red sin abastecer un consumo propio del edificio en el que se encuentran. De las redes mencionadas anteriormente, sólo alguna de las instalaciones (gimnasio y escuela) de la red de distrito de Graz opera bajo esta modalidad, y son instalaciones donde la elevada demanda de ACS justifica la complejidad de esta solución.

En el anexo 1 figura el ejemplo de una conexión de un polideportivo (SCH1TIP3). A continuación se representa el esquema planteado en este caso:

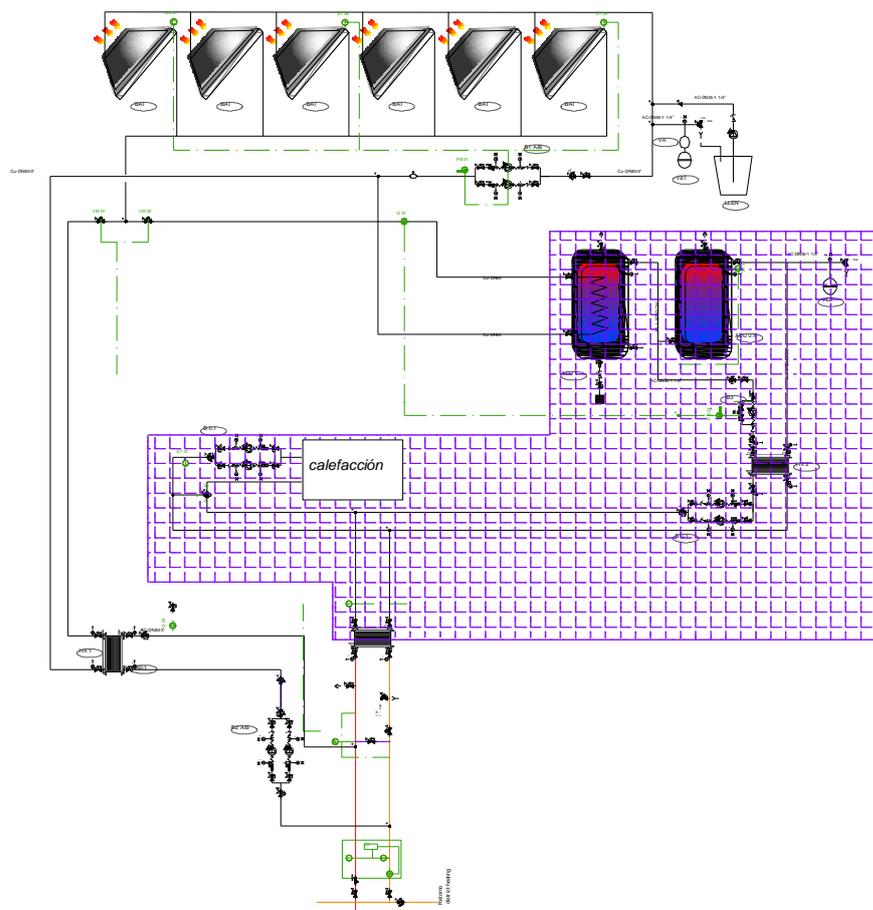


Ilustración 87. Esquema de detalle conexión 1 (SCH1) con gestión solar red de distrito

En el esquema 2 nos podremos conectar directamente en el primario del intercambiador, siempre y cuando la bomba de caudal variable sea bien gestionada de manera que adecúe la temperatura de impulsión a la temperatura de la red. Se requerirá una tubería adicional hasta la red principal.

En este caso, es el mismo operador de la red el que gestiona la conexión solar. El mayor inconveniente que esto supone es el coste que supondría realizar esta conexión y el hecho de que sería necesario interrumpir momentáneamente el servicio en la red principal para efectuarla.

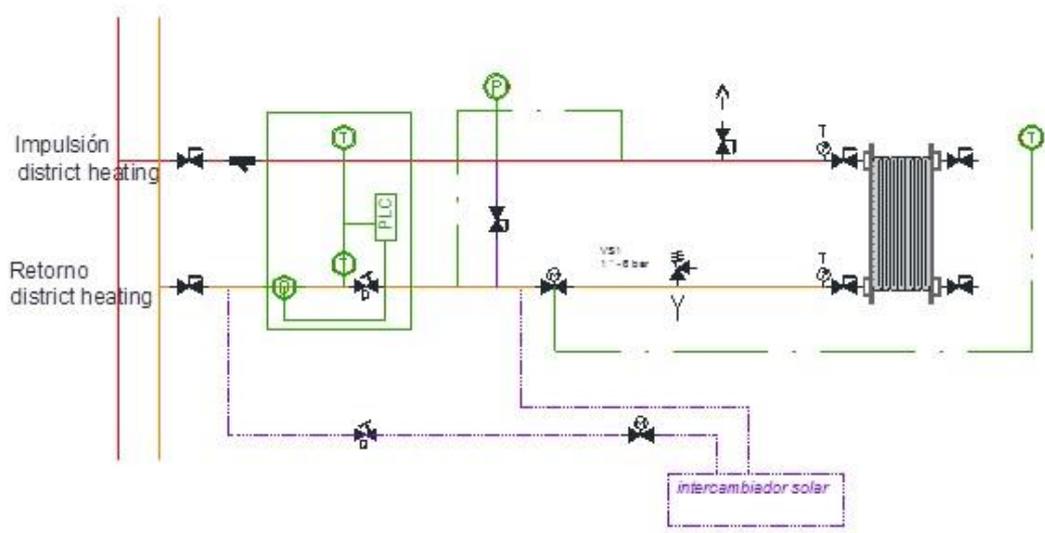


Ilustración 88. Esquema de detalle conexión 2 (SCH2)

En el esquema 3 vemos que, aunque la producción es algo menor, se puede evitar la dificultad adicional de realizar la conexión directamente a la red, ya que la conexión se realizaría en el primario del intercambiador de interconexión del edificio con la red. Sin embargo, es necesario añadir un equipo de bombeo adicional y un sistema de control que permita realizar adecuadamente la gestión del sistema, garantizando que la temperatura de generación sea la misma que la suministrada y fijada por la red.

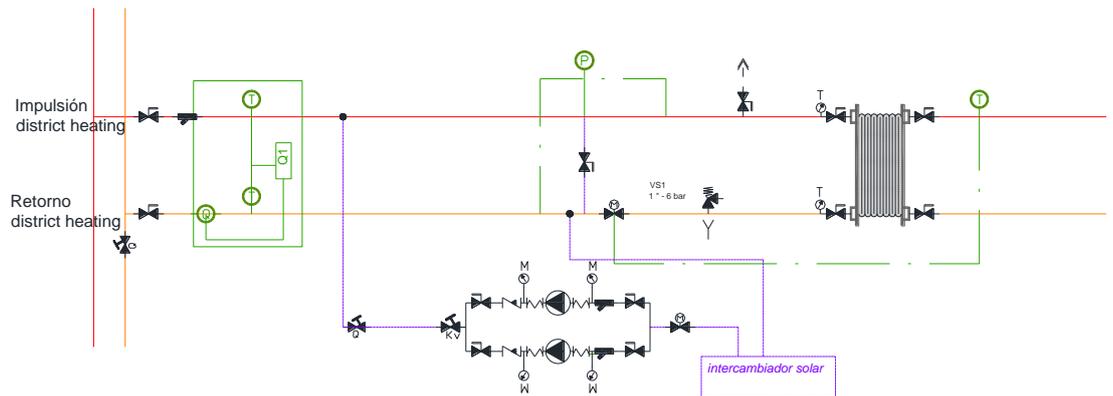


Ilustración 89. Esquema de detalle conexión 3 (SCH3)

9.5.5.1.2 ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN Y RESULTADOS

A continuación se plantean distintas posibilidades de gestión y explotación de las instalaciones:

- El gestor de la red urbana realiza la inversión (para rehabilitar el campo o para hacer una ampliación).
- El gestor de la instalación mantiene la instalación y la opera durante 20 años, pidiendo una recuperación de la inversión inicial que suponga una TIR del 10%, en la que se tendrán en cuenta los costes de mantenimiento anuales.
- El ahorro económico producido por la instalación solar se estimará considerando un coste de la energía sustituida conforme a un mix de producción en el que se supone que una proporción de 2/3 de la energía producida procede de la central de Tánger y que 1/3 de la energía producida procede de la central de Marina.
- El usuario percibe una reducción del precio de la energía suministrada por la red en el caso de que la rentabilidad sea superior al 10% (aunque ya se verá que es difícil que se dé esta situación), además, el usuario se despreocuparía de la gestión de la instalación solar, mantenimiento, etc.

Los resultados económicos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 27. Resultados gestión red de distrito para DISTRICLIMA

Nomenclatura	Total inversión (€)	Total mantenimiento (€)	Producción Autoconsumo (kWh/año)	Producción red (kWh/año)	Prod total (kWh/año)	Coste energía autoconsumo (c€/kWh)	Coste energía entregada a red (c€/kWh)	Retorno	TIR 20 años	VAN 20 años (€)
SCH1TIP1CAS1	38.042	246	24.605	25.769	50.374,08	1,76	1,76	25	-	-23.088
SCH1TIP1CAS2	12.495	172	15.701	0	15.701,01	3,9	3,9	16	3,20%	-2.996
SCH1TIP3CAS1	121.670	568	82.051	101.403	183.454,07	1,76	1,76	23	-	-64.950
SCH1TIP3CAS2	23.535	356	55.036		55.036,22	3,9	3,9	10	10,60%	11.033
SCH2TIP1CAS1	43.384	246	0	41.106	41.105,60	1,76	1,76	--	-	-30.926
SCH2TIP1CAS2	18.495	172	0	12.812	12.812,13	3,9	3,9	24	-	-10.583
SCH2TIP3CAS1	125.919	568	0	160.152	160.152,28	1,76	1,76	25	-	-75.993
SCH2TIP3CAS2	29.535	356	0	48.046	48.045,68	3,9	3,9	13	6,30%	709
SCH3TIP1CAS1	38.042	246	12.224	28.882	41.106,00	1,76	1,76	--	-	-25.886
SCH3TIP1CAS2	12.495	172	12.812	0	12.812,26	3,9	3,9	19	1,00%	-4.923
SCH3TIP3CAS1	121.670	568	43.623	116.529	160.151,95	1,76	1,76	25	-	-71.984
SCH3TIP3CAS2	23.535	356	48.046	0	48.045,58	3,9	3,9	11	8,70%	6.370

SCH, Esquema, TIP, Tipología, CAS, Caso

9.5.5.2 EXPLOTACIÓN A CARGO DE UNA EMPRESA DE SERVICIOS ENERGÉTICOS (ESE) EXTERNA

9.5.5.2.1 TIPOS DE CONEXIÓN

En el caso de explotación a cargo de una ESE externa o a cargo del propio edificio, las configuraciones de conexión son idénticas. La única diferencia es a quién pertenece cada uno de los espacios.

Los esquemas 2 y 3 son idénticos a las configuraciones planteadas en los apartados 9.5.3.2 Esquema 2 y 9.5.3.3 Esquema 3. En el caso del esquema 1, este se representa definiendo los límites de gestión que corresponden al operador de la red urbana y a la ESE.

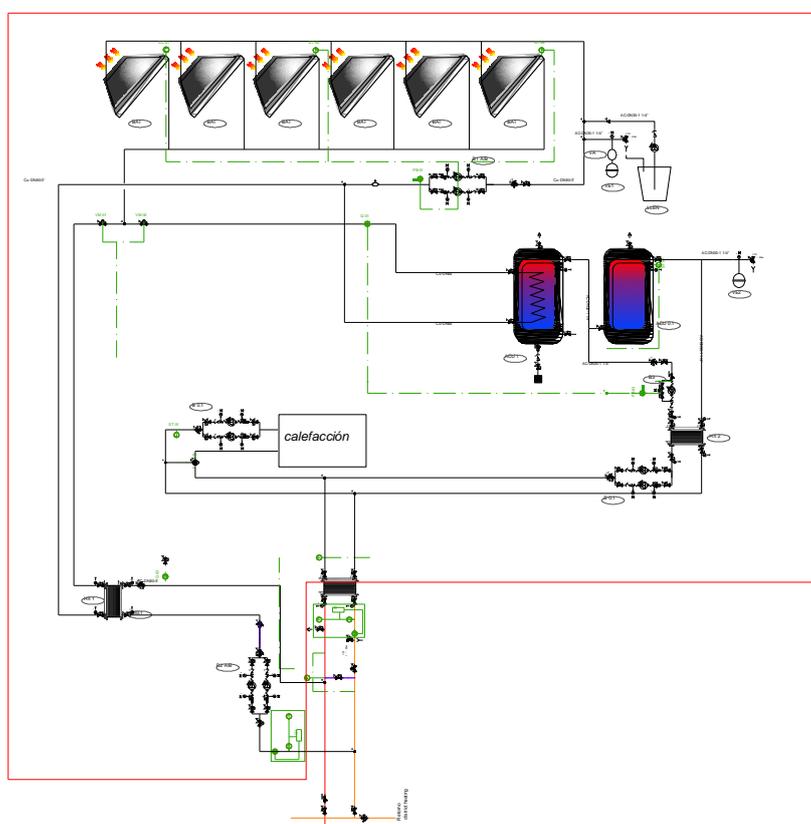


Ilustración 90. Esquema de detalle conexión 1 (SCH1) y límite de gestión de la instalación entre la ESCO y la red

9.5.5.2.2 ESQUEMAS DE EXPLOTACIÓN Y RESULTADOS

En el caso de que la ESE gestora de la red urbana no desee explotar la instalación solar, siempre puede ser, o bien una ESE externa, o bien la propia comunidad de propietarios quien gestione la misma. Las posibilidades que se plantearían en este caso serían las siguientes:

- La ESE externa realiza la inversión (en el caso del ejemplo, para rehabilitar el campo solar).
- La ESE externa mantiene la instalación y la opera durante 20 años, necesitando una recuperación de la inversión inicial del 10%, teniendo en cuenta los costes de mantenimiento anuales.
- El ahorro económico para el caso de la red de Districlima derivado de la instalación solar, se calcula considerando el siguiente coste dependiendo de los casos:
 - Esquema 1: la parte de energía autoconsumida tendrá el coste actual de venta de energía de Districlima al usuario final (considerando sólo el término variable o tarifa de energía). El coste de la energía que se vierte a la red se calculará teniendo en cuenta el mix de generación, es decir, que se considerará que 2/3 de la energía producida procede de la central de Tánger y que 1/3 procede de la central de La Marina.
 - Esquema 2: como toda la energía se exporta a la red, el coste de la energía que se vierte a la red se calculará teniendo en cuenta el mix de generación, es decir, que se considerará que 2/3 de la energía producida procede de la central de Tánger y que 1/3 procede de la central de La Marina.
 - Esquema 3: En este caso, es necesario hacer un balance de energía analizando en qué momentos la producción solar y el consumo del edificio coinciden en el tiempo. Cuando coinciden, el planteamiento sería que el coste de la energía producida por la instalación solar fuese el mismo que el coste de la energía suministrada por la red, de manera que éstos se compensasen. Cuando no coinciden, el coste de la energía que se vierte a la red se calculará teniendo en cuenta el mix de generación, es decir, que se considerará que 2/3 de la energía producida procede de la central de Tánger y que 1/3 procede de la central de La Marina.
- Para el caso de la red de Ecoenergies, el precio de venta de la energía solar se considera igual al coste de generación, y el precio de autoconsumo igual al de compra de energía a la red.

El usuario recibe, a cambio, una reducción del precio de energía en el caso en que la rentabilidad de la ESE sea superior al 10%. En el caso de ser el gestor de la instalación el mismo usuario, éste se beneficia del 100% del ahorro. En el caso de ser la instalación gestionada por una ESE el usuario se despreocuparía de la gestión de la instalación solar, mantenimiento, etc.

Así pues, en este caso, los resultados serían los siguientes:

Tabla 28. Resultados gestión ESCO para Districlima

Nomenclatura	Total inversión (€)	Total mantenimiento (€)	Producción Autoconsumo (kWh/año)	Producción red (kWh/año)	Prod total (kWh/año)	Coste energía autoconsumo (c€/kWh)	Coste energía entregada a red (c€/kWh)	Retorno	TIR 20 años	VAN 20 años (€)
SCH1TIP1CAS1	38.042	246	24.605	25.769	50.374,08	5,12	1,76	16	3,20%	-8.966
SCH1TIP1CAS2	12.495	172	15.701	0	15.701,01	5,12	3,9	13	6,20%	281
SCH1TIP3CAS1	121.670	568	82.051	101.403	183.454,07	5,12	1,76	15	4,30%	-17.856
SCH1TIP3CAS2	23.535	356	55.036		55.036,22	5,12	3,9	8	14,60%	22.519
SCH2TIP1CAS1	43.384	246	0	41.106	41.105,60	5,12	1,76	--	-	-30.926
SCH2TIP1CAS2	18.495	172	0	12.812	12.812,13	5,12	3,9	24	-	-10.583
SCH2TIP3CAS1	125.919	568	0	160.152	160.152,28	5,12	1,76	25	-	-75.993
SCH2TIP3CAS2	29.535	356	0	48.046	48.045,68	5,12	3,9	13	6,30%	709
SCH3TIP1CAS1	38.042	246	12.224	28.882	41.106,00	5,12	1,76	22	-	-18.870
SCH3TIP1CAS2	12.495	172	12.812	0	12.812,26	5,12	3,9	15	3,90%	-2.249
SCH3TIP3CAS1	121.670	568	43.623	116.529	160.151,95	5,12	1,76	19	1,10%	-46.946
SCH3TIP3CAS2	23.535	356	48.046	0	48.045,58	5,12	3,9	9	12,50%	16.397

9.5.6 ANÁLISIS CRÍTICO DE LOS RESULTADOS

Fruto de los resultados anteriores, se hacen las siguientes observaciones:

- La mayor parte de instalaciones solares que pueden rehabilitarse presentan una interesante oportunidad de negocio, siendo rentables sin necesidad de subvención. Los precios considerados son precios de experiencias piloto en el campo de la rehabilitación de sistemas solares térmicos a los cuales se ha aplicado un factor reductor (0,85), ya que se han tenido en cuenta los precios más bajos de rehabilitación que se han tenido en las 15 instalaciones del IBE (Institut Barcelona Esports).
- Las instalaciones de gran tamaño ubicadas en grandes cubiertas con espacio disponible son económicamente más atractivas debido a la economía de escala.
- Las conexiones en serie al retorno y en paralelo tienen comportamientos muy parecidos, aunque si la red tomase la decisión de modular la temperatura de generación, reduciéndola en ciertas épocas del año, el resultado sería más favorable en caso de efectuar la conexión en serie con el retorno. Sin embargo, esta modalidad puede comportar una importante dificultad técnica a la hora de realizar la conexión, que no existiría en la conexión en paralelo.
- Los resultados económicos de cada solución dependerán de un análisis más exhaustivo que tenga en cuenta distintos criterios y que se elabora a continuación.

9.5.7 ANÁLISIS DE OPORTUNIDADES PARA LOS DISTINTOS ESQUEMAS

9.5.7.1 ESQUEMA 1

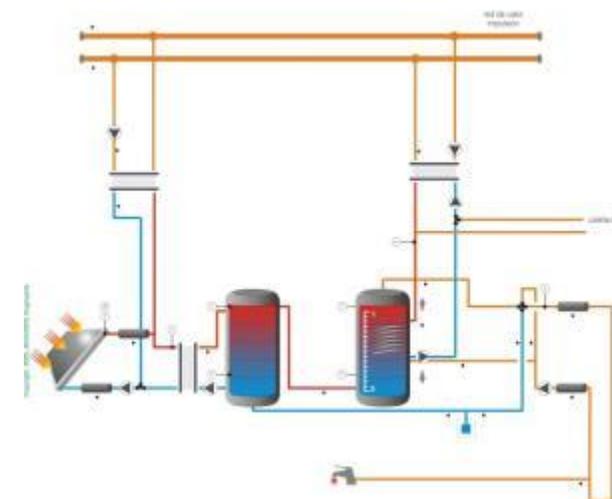
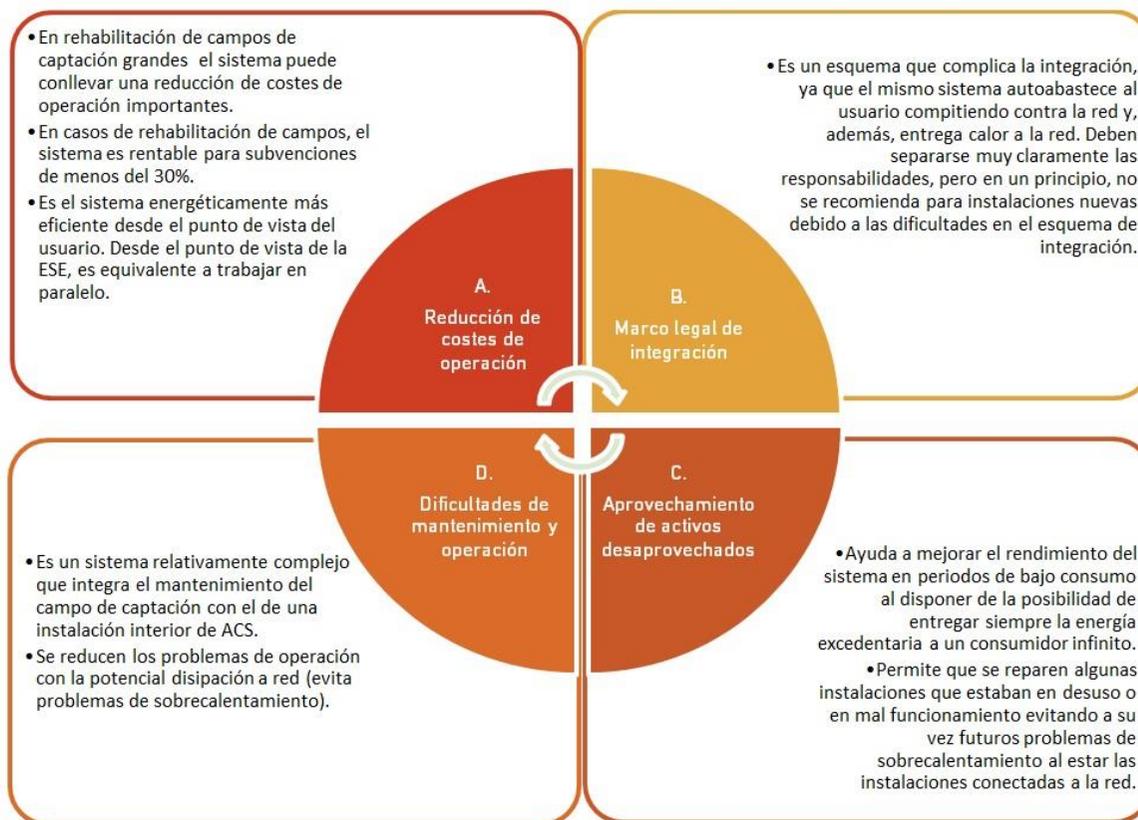


Ilustración 91. Esquema de principio conexión 1 (SCH1)

9.5.7.2 ESQUEMA 2

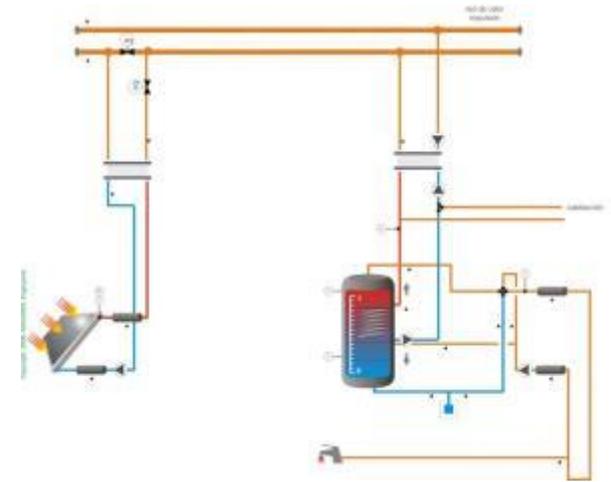


Ilustración 92. Esquema de principio conexión 2 (SCH2)

9.5.7.3 ESQUEMA 3

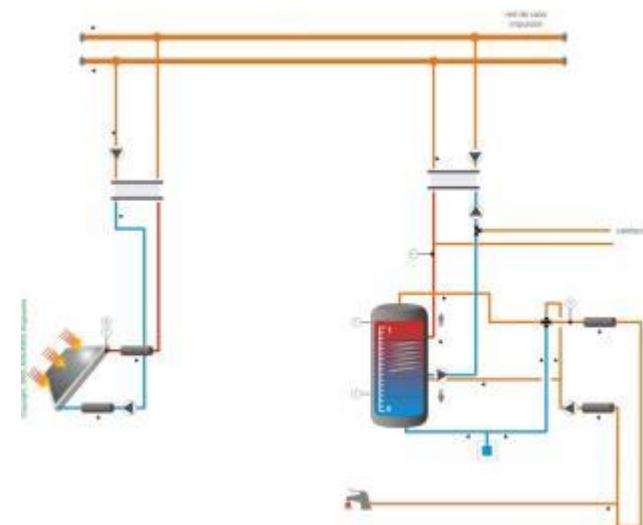
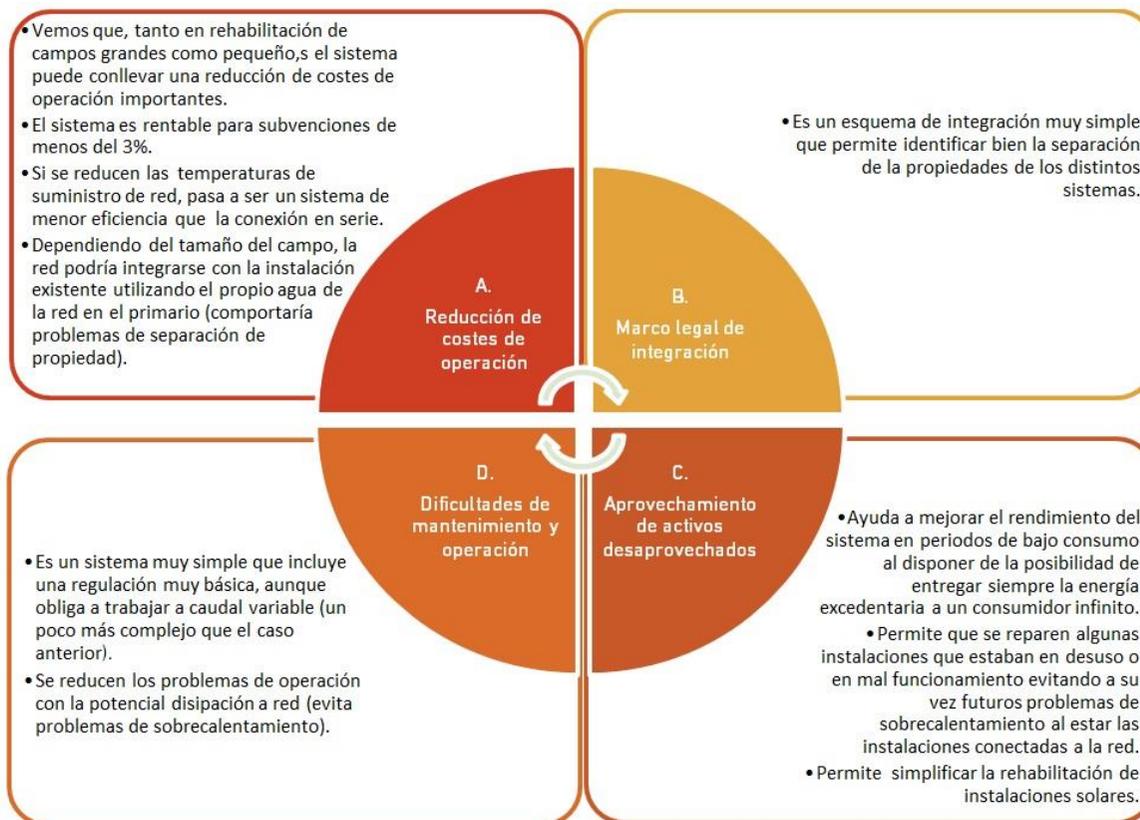


Ilustración 93. Esquema de principio conexión 3 (SCH3)

9.5.8 ANÁLISIS GLOBAL DE LA RED Y RECOMENDACIONES A FUTURO

9.5.8.1 LÍMITES DE CONEXIÓN

Los resultados anteriores son muy positivos, principalmente debido a que la red urbana se puede considerar como un sumidero de energía infinito. Esto quiere decir que toda la energía que se produzca en las instalaciones solares existentes será consumida por la red.

No obstante, habría que tener en cuenta que la conexión de las instalaciones rehabilitadas existentes podría, a partir de un cierto volumen, empezar a saturar la red.

En el caso de nuevas instalaciones o de instalaciones existentes donde exista todavía espacio, habría que cubrir el máximo espacio disponible, incluso superando el estrictamente necesario para satisfacer el consumo del edificio en el que se encuentren, con el fin de compensar la insuficiencia de espacio disponible en otras construcciones que impida la instalación de los sistemas correspondientes. Sin embargo, tiene que vigilarse especialmente la estacionalidad del consumo, considerando que los sistemas solares instalados tendrán que tener una cierta proporcionalidad con el consumo de ACS.

El incremento de la superficie de captación conectada a la red supondrá una merma en el rendimiento de las instalaciones solares por los motivos anteriormente mencionados, y afectará a la eficiencia económica de estos sistemas. Por ello es necesario analizar cómo evoluciona el rendimiento de las instalaciones solares en función de la superficie solar conectada a la red acumulada.

Tabla 29. Producción específica en función del campo solar conectado para Districlima

Campo solar	Producción (kWh/m ²)
750	543
1.000	500
1.500	452
2.000	355

Vemos, por ejemplo, cómo evoluciona la rentabilidad de la mejor configuración analizada (consistente en la rehabilitación de una instalación solar grande, conectada en paralelo a la red, SCH3TIP3CAS2): a medida que incorporamos superficie solar a la red, se aprecia cómo afectan, tanto las limitaciones del sistema en cuanto a la eficiencia del campo de captación se refiere, como los problemas de sobrecalentamiento de los diferentes sistemas.

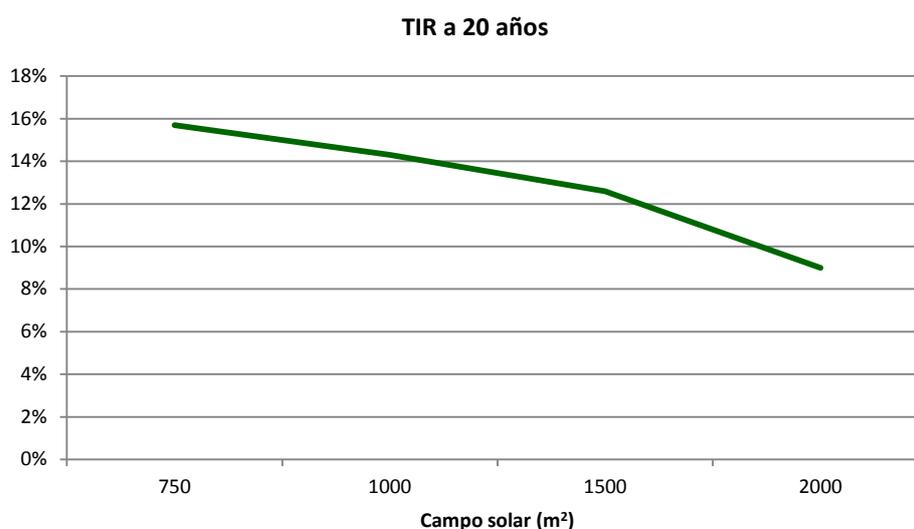


Ilustración 94. TIR a 20 años de la instalación óptima (rehabilitación de instalación grande, conectada en paralelo a la red, SCH3TIP3CAS2 en Districlima)

La menor producción que observamos viene dada por el aumento de la temperatura de retorno ya que, un aumento de la temperatura de entrada a un captador o a un campo de captación solar, disminuye su eficiencia.

9.5.8.2 RECOMENDACIONES A FUTURO

El interés técnico y económico de recuperar y ampliar instalaciones solares existentes distribuidas es indudable. Permitiría producir localmente la energía demandada y evitaría pérdidas en la red en los casos en los que la energía generada fuese vertida a la red.

Sin embargo, tendrían que realizarse algunos análisis más en profundidad.

- Realizar un análisis de campos solares existentes en las proximidades del trazado de las redes de distribución que se encuentren funcionando de manera poco óptima o no funcionando.
- Preparación de un proyecto tipo o especificación técnica, por parte de las operadoras de red, de las condiciones técnicas que las instalaciones solares tendrían que cumplir para su conexión a la red, siendo explotadas por ESEs. Habría que realizar, así mismo, una valoración del precio asumible de alquiler de cubierta dependiendo del número de instalaciones realizado.
- Preparación de una guía o especificación técnica de conexión de las operadoras, de acuerdo con los criterios mencionados en el presente documento, teniendo en cuenta el límite de conexiones, cercano a los 1.000 m².

10 IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES

La Agència d'Energia de Barcelona ha desarrollado un mapa solar de la ciudad, en el que ha cuantificado la energía solar incidente libre de sombras en todas las cubiertas de la ciudad. Esta información se integra en una base de datos asociada a la dirección postal y referencia catastral, así como a los parámetros geométricos de la finca. La base de datos, por tanto, se convierte en una herramienta referenciada geográficamente ideal para trabajos como el que nos ocupa: detectar cubiertas cercanas a las redes con potencial de ubicar instalaciones solares de cierto tamaño y con cierta radiación solar.

No obstante, a la fecha de finalización de este trabajo, esta herramienta no estaba todavía operativa, por lo que la determinación del potencial de superficie disponible ha tenido que realizarse mediante otros medios, trabajando sobre un programa de información y visualización geográfica y sobre la web del catastro online, siguiendo los siguientes pasos:

1. Inserción del mapa de la red sobre las imágenes geográficas de la zona.
2. Detección visual de parcelas y cubiertas con superficies interesantes.
3. Identificación de parcelas y edificios mediante catastro online.
4. Medición de superficie sobre el programa de información geográfica y/o sobre catastro online.
5. Medición de la distancia a troncal de red más cercano.
6. Determinación visual del tipo de cubierta y del nivel de dificultad de cubierta.
7. Elaboración de tabla de características de espacios disponibles.

No se han analizado determinadas instalaciones existentes con potencial de conexión, por quedar fuera del alcance del proyecto al constituir una tarea pormenorizada y singular.

Tabla 30. Parcelas y cubiertas identificadas en el ámbito de Ecoenergías

Nombre	Espacio (m ²)	Tipo	Estado	Existe	Latitud	Longitud	Dist. (m)
1 Fira	27.000	cubierta plana	diáfana	sí	41°21'26,47"N	2° 7'55,07"E	0
2 Gran Via 2	3.000	cubierta plana	cuasi diáfana	sí	41°21'28,63"N	2° 7'43,96"E	90
3 Ikea	10.600	cubierta plana	diáfana	sí	41°21'17,24"N	2° 7'26,17"E	240
4 Porcelanosa	7.000	cubierta plana	diáfana	sí	41°21'12,70"N	2° 7'31,36"E	180
5 Astra Tech	5.000	cubierta plana	diáfana	sí	41°21'7,34"N	2° 7'22,39"E	570
6 Pepe Car	6.700	4x dos aguas	diáfana	sí	41°21'6,05"N	2° 7'34,69"E	650
7 Grohe	2.310	2x dos aguas	cuasi diáfana	sí	41°21'3,36"N	2° 7'41,27"E	720
8 Unknown01	3.100	2x dos aguas	diáfana	sí	41°21'5,36"N	2° 7'40,81"E	740
9 Tourline Express	4.000	2x dos aguas	diáfana	sí	41°21'3,33"N	2° 7'29,64"E	760
10 Unknown02	5.700	4x dos aguas	diáfana	sí	41°20'59,83"N	2° 7'10,23"E	933
11 Caprabo	13.900	plana	diáfana	sí	41°20'53,63"N	2° 7'6,39"E	1.000
12 Unknown03	15.000	diente de sierra	diáfana	sí	41°20'18,25"N	2° 7'36,72"E	100
13 Correos	8.100	diente de sierra	diáfana	sí	41°20'23,32"N	2° 7'43,32"E	0
14 Indoor Sky BCN	-	inclinada	-	no	41°21'2,00"N	2° 8'33,74"E	0
15 Suelo 00	324.634	parcela	sin edificar	-	41°20'15,84"N	2° 7'46,74"E	0
16 Suelo 01	4.502	parcela	sin edificar	-	41°21'4,78"N	2° 7'32,21"E	670
17 Suelo 02	9.762	parcela	sin edificar	-	41°21'8,62"N	2° 7'30,46"E	650
18 Suelo 03	6.495	parcela	sin edificar	-	41°21'11,33"N	2° 7'35,57"E	380
19 Suelo 04	6.229	parcela	sin edificar	-	41°21'1,73"N	2° 7'36,44"E	750
20 Suelo 05	15.000	parcela	sin edificar	-	41°21'0,01"N	2° 7'31,82"E	850
21 Suelo 06	37.500	parcela	sin edificar	-	41°20'53,80"N	2° 7'19,55"E	880
22 Suelo 07	14.403	parcela	sin edificar	-	41°20'53,60"N	2° 7'56,60"E	0

11 DESARROLLO DE PROPUESTAS

En el presente capítulo se desarrollan las opciones viables más interesantes, para las que se ha identificado un espacio disponible que cumple las condiciones mínimas de viabilidad calculadas para las instalaciones nuevas. No se incluye en este apartado la detección de instalaciones existentes para su reparación y/o ampliación, y posterior conexión a la red.

Como hemos visto, las soluciones que ofrecen las rentabilidades más aceptables a futuro son sistemas con LFC instalados en suelo o sistemas FPC, con o sin acumulación estacional, ubicados sobre cubierta, como consecuencia de la expansión de la red y del aumento de la demanda.

Cruzando los requerimientos de espacio de cada una de las soluciones viables con la disponibilidad de espacio en el entorno de Ecoenergíes, se identifican varias combinaciones posibles, pero aparece como factor limitante la distancia a los ramales principales de la red. Este dato se desconoce puesto que no está definido el crecimiento de la red en todas las zonas consideradas y por tanto, las distintas opciones sólo pueden evaluarse en función de la distancia a los troncales. Se han seleccionado aquellas oportunidades en las que dicha distancia es prácticamente nula

Captador solar Fresnel, en operación a partir de 2014				
General		Suelo		
Código	LFC01.2014	Explotación	15 años	
Año	2014	Régimen	Alquiler o compra	
Tipo	Suelo	Compensación	75.000 €	
Distancia a tubo	0 m	Financiero		
Ubicación	Suelo 00	Inversión	329.000 €	
Coordenadas	Latitud	41° 20' 15,84" N	TIR	10,63%
	Longitud	2° 7' 46,74" E	LEC	0,0429 €/kWh



Técnico	
Tecnología	Colector Linear Fresnel
Superficie	1.606 m ²
Fracción solar	26%
Producción	771 MWh/año
Producción	480 kWh/m ² año
Vida Útil	25 años

Descripción

En las proximidades de la Central de Zona Franca existe una parcela de 324.634 m² que actualmente no contiene ninguna construcción. Esta parcela cuenta con acceso a la red de Ecoenergías, por lo que no requiere de inversión extra para acometer su conexión.

Se plantea la ocupación de unos 2.000 m² para la instalación en suelo de 1.606 m² de Captadores Lineales de Fresnel de gran formato durante un período de explotación de 15 años prorrogable. La concesión de este uso del suelo se debe conseguir a cambio de un pago total de 75.000 €, que corresponde a 2,5 €/m² anuales, sea en modo de alquiler, de concesión o de compra-venta. La actual situación del mercado de suelo industrial hace pensar que esta posibilidad no quede muy lejos de la realidad.

La instalación de los 1.606 m² de LFC ya en 2014 hubiera permitido la inyección a la red de calor de 0,7 GWh anuales, correspondientes a una fracción solar del 26% de la demanda de calor, de forma económicamente viable sin ningún tipo de subvención pública.

La operación se llevaría a cabo por parte de una Empresa de Servicios Energéticos (ESE) solar que realizaría la inversión, vendiendo el calor a Ecoenergías por un precio inferior al coste actual de generación de la red. Ecoenergías o Dalkia podrían participar de la sociedad explotadora de la instalación.

La disponibilidad de suelo y el previsible incremento de la demanda permitirían la ampliación de la instalación hasta más de 6.000 m² en 2020.

Captador solar plano con Acumulación Estacional, en operación a partir de 2018

General		Cubierta	
Código	FPCSS01.2018	Explotación	25 años
Año	2018	Régimen	Convenio
Tipo	Cubierta	Compensación	0 €
Distancia a tubo	0 m		
Ubicación	Fira	Técnico	
Coordenadas	Latitud	Tecnología	FPC con A
	Longitud	Superficie	5.412 m ²
		Fracción solar	30%
		Volumen	8.330 m ³
		Producción	2.435 kWh/m ² año
		Vida Útil	25 años
		Financiero	
		Inversión	1.592.000 €
		TIR	4,45%
		LEC	0,0585 €/kWh



Descripción

La Fira de Barcelona dispone de dos pabellones cuya superficie asciende a un total de 27.000 m² en dos cuerpos. Esta parcela cuenta con acceso a la red de Ecoenergíes, por lo que no requiere realizar una inversión extra para su conexión a la red. La ubicación del AE, la parte más compleja, requiere de un espacio con un diámetro cercano a los 30 m, aspecto que habría que analizar con mayor detalle más adelante.

Se plantea la ocupación de unos 10.000 m² sobre uno de los pabellones para la instalación de 5.412 m² de FPC de gran formato durante un período de explotación de 25 años prorrogables. La concesión de este uso de la cubierta se podría conseguir sin contraprestaciones económicas directas si se cediese su uso por parte de la administración pública correspondiente o mediante un acuerdo comercial con Ecoenergíes en el suministro de calor y frío.

La instalación en 2018 permitirá la inyección a la red de calor de 2,4 GWh anuales correspondientes a una fracción solar del 30% de la demanda de calor, de forma económicamente viable sin ningún tipo de subvención pública.

La operación se llevaría a cabo por parte de una ESE solar que realizaría la inversión, vendiendo el calor a Ecoenergíes por un precio inferior al coste actual de generación. Ecoenergíes o Dalkia podrían participar de la sociedad explotadora de la instalación.

12 CONCLUSIONES

Las redes de calor y frío se basan en la premisa de que disponen de sistemas de generación o recuperación de energía suficientemente competitivos a nivel económico como para compensar la gran inversión asociada a las redes de distribución a ejecutar. Partiendo de esta base, competir con dichos sistemas de generación centralizada no es tarea fácil. Aun así, el hecho de que se trate de inversiones intensivas en capital y a muy largo plazo, entre 20 y 40 años, hace que las características financieras a tener en cuenta sean muy cercanas a las propias de la energía solar.

Desde el punto de vista técnico encontramos el otro punto crítico para la integración de los sistemas solares: las temperaturas de operación. Es bien sabido, y se muestra claramente en este trabajo, que el rendimiento de los sistemas solares térmicos es altamente sensible a la temperatura de operación y al salto térmico entre la temperatura de trabajo del captador y el ambiente. Un sistema DHC concebido desde un principio como DHC solar, con temperaturas más bajas, adecuadas a la operación de esta tecnología, será siempre, sin lugar a dudas, un entorno más favorable y de rentabilidad segura para la explotación de estos sistemas, muy por encima de lo que podamos llegar a encontrar en un DHC tradicional.

Dicho esto, ubicados en la peor casuística posible, hemos podido determinar que existe un espacio y un papel que pudiera llegar a ser importante para los sistemas solares en los DHC existentes. Y además, no a través de un único y frágil camino, sino a través de tres soluciones distintas basadas en la tecnología, la escala y el modelo de negocio. A corto y medio plazo, existe una oportunidad de negocio vinculada a la introducción de energía solar térmica en las redes de calor de Barcelona que pasa por:

- A. La instalación de captadores de concentración del tipo LFC de gran formato en suelos industriales no explotados y en lucro cesante debido a la falta de actividad motivada por la crisis.
- B. La reparación, ampliación y conexión de sistemas solares existentes de tamaño medio que se encuentren en mal estado o en desuso.
- C. La instalación de grandes sistemas, del orden de miles de metros cuadrados, con captadores tipo FPC en cubiertas industriales y de grandes equipamientos terciarios, con o sin acumulación estacional.

Los desarrollos de tipo A y B tendrían cabida ya desde el año 2015 y únicamente requieren de trabajos relativamente sencillos e inmediatos para su concreción.

- En el caso de las instalaciones LFC, se requiere la identificación y negociación de condiciones con los propietarios de las parcelas ya identificadas.
- En el caso de los sistemas averiados a reparar, se requiere de su identificación y diagnóstico, tarea en la que la Agència d'Energia de Barcelona tendrá un rol principal.

El desarrollo de grandes plantas de captadores planos deberá esperar algunos años, hasta 2018, según las previsiones de crecimiento de Ecoenergías, y siempre que las instalaciones LFC en suelo no hayan saturado en exceso la demanda disponible. Sólo para entonces, la demanda será lo suficientemente grande como para permitir la instalación de sistemas de un tamaño tal que puedan competir con los bajos costes de los sistemas de concentración en suelo, y colonizar las cubiertas.

De hecho, la pronta viabilidad de los LFC en suelo se debe a una cuestión coyuntural derivada de la disponibilidad de suelo en desuso, que debería superarse en los próximos años si la economía recupera su pulso. Para entonces, los sistemas solares deberán volver a las cubiertas, donde los captadores planos de gran formato, por sus menores requerimientos mecánicos y cargas derivadas, parece que debieran seguir siendo más competitivos que los sistemas de concentración.

De esta manera, disponemos de:

- Un mercado de pequeñas instalaciones a recuperar, con rentabilidades importantes en operaciones pequeñas, sólo pendiente de una tarea de identificación y de un establecimiento de método y estructura de negocio.
- Una tecnología de transición basada en el aprovechamiento de suelos industriales baldíos por períodos de entre 10 y 15 años.
- Una viabilidad real, a 5 años vista, de la instalación de grandes plantas de captadores planos de gran formato en las cubiertas de edificios industriales y terciarios.

Y finalmente, desde el punto de vista del potencial estatal, los resultados de este trabajo no sólo aportan luz, sino una clara esperanza de potencial real en muchas otras ciudades con condiciones objetivas mucho más adecuadas que las de Barcelona, con mayores demandas de calor e incluso con mayores radiaciones solares, donde seguro que los resultados mejorarán los del presente trabajo.

13 REFERENCIAS

- a) High solar fraction heating and cooling systems with combination of innovative components and methods,(2008), EU Project High-Combi, Workpackage WP 2.2, Deliverable D6, www.highcombi.eu
- b) Solar District Heating Guidelines. Collection of fact sheets. (2012). EU Project IEE SDH. Solar District Heating
- c) Evaluación del potencial de climatización con energía solar térmica en edificios (2011). Plan de Energías Renovables. AIGUASOL-IDAE
- d) Klein, S.A. et al, 2010, TRNSYS 17: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA, <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>).
- e) Saltelli, A., Ratto, M., Andres, T., Campolongo, F., Cariboni, J., Gatelli, D. Saisana, M., and Tarantola, S., 2008, Global Sensitivity Analysis. The Primer, John Wiley & Sons
- f) R Core Team (2012). R: A language and environment for statistical computing. R Foundation for Statistical Computing, Vienna, Austria. ISBN 3-900051-07-0, <http://www.R-project.org/>)
- g) IDAE. Evolucion tecnológica y prospectiva de costes de las energias renovables. PER: 2011-2020. Madrid, Abril 2011
- h) Meteonorm 6.0, www.meteotest.com
- i) La nova central de generació d'energies de la Zona Franca, un edifici singular que produirà 2,9 milions de MWh anuals d'energia (2010) Ajuntament de Barcelona
- j) <http://www.district clima.com/>
- k) <http://www.ecoenergies.cat>

14 ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Tasas Internas de Retorno en función de la fracción solar para una instalación de FPC..	9
Ilustración 2. Tasas Internas de Retorno en función de la fracción solar para una instalación de FPC con AE	10
Ilustración 3. Tasas Internas de Retorno en función de la fracción solar para una instalación de LFC	10
Ilustración 4. Esquema de la metodología	11
Ilustración 5. Evolución del LEC [c€/kWh] en función de la producción específica [kWh/m ²].....	11
Ilustración 6. Distribución de potencias en función del uso.....	18
Ilustración 7. Distribución de sistemas y potencias por uso y CA.....	19
Ilustración 8. Distribución de sistemas por tecnologías y fuentes energéticas	20
Ilustración 9. Distribución de las fuentes de energía empleadas	21
Ilustración 10. Esquema de la metodología.....	24
Ilustración 11. Producción de los sistemas solares simulados en Ecoenergías.....	27
Ilustración 12. LEC a 15 años para Ecoenergías de los casos simulados. La línea roja indica el LEC a 15 años de la energía actual en el escenario base	28
Ilustración 13. TIR a 20 años de los casos simulados para el esquema 1 instalado en Ecoenergías ...	29
Ilustración 14. Evolución de la demanda prevista para la red de Ecoenergías	30
Ilustración 15. Imagen Google Earth con indicaciones de ubicaciones potenciales y trazado de red ...	31
Ilustración 16. Ejemplo esquemático de una red de distribución de calor y frío.....	32
Ilustración 17. Instalación del trazado de transmisión de fluido térmico.....	37
Ilustración 18. Sección lateral de un colector solar plano (izquierda). Detalle de un colector solar plano (derecha). Fuente: VIESSMANN	43
Ilustración 19. Captadores planos selectivos con cubierta antirreflectante en instalación de climatización solar. Edificio Peracamps. Barcelona. Fuente: Aiguasol.....	44
Ilustración 20. Captador de tubo de vacío. Fuente: APRICUS-SOLAR.....	45
Ilustración 21. Ejemplos de captador de tubo de vacío con flujo directo vidrio-metal: concéntrico (izquierda) y tubos separados (derecha). Fuente: Fraunhofer ISE	45
Ilustración 22. Tipos colectores de flujo directo: tubos de vacío vidrio-vidrio (glass-glass pipes, en inglés). Fuente: APRICUS-SOLAR	46
Ilustración 23. Colector tipo Sydney con reflector CPCP (izquierda). Fuente: MICROTHERM Energietechnik GmbH. Colector de tubos concéntricos con reflector en el interior del tubo (derecha). Fuente: SCHOTT	47

Ilustración 24. Colector de tubo de vacío Heat pipe. Fuente: APRICUS-SOLAR	48
Ilustración 25. Detalle de la conexión entre el heat pipe y el circuito de agua. Fuente: VIESSMANN....	48
Ilustración 26. Instalación de tubos de vacío Fuente. SPF	49
Ilustración 27. Diseño de un colector CPC con absorbedor tubular.....	49
Ilustración 28. Colectores cilindro-parabólicos con un eje de orientación este-oeste (izquierda). Aplicación de colectores cilindro-parabólicos en un proceso industrial (derecha)	50
Ilustración 29. Trazado de rayos y vista general de un Captador Lineal de Fresnel.....	52
Ilustración 30. Instalación de 3.000m ² de LFC en MAFRICA	53
Ilustración 31. Rendimiento de distintos captadores en función de la diferencia de temperatura con el ambiente	55
Ilustración 32. Rendimientos típicos de captadores de energía bruta como función de la temperatura de salida del captador, calculados para instalaciones en Barcelona y Huelva, España	56
Ilustración 33. Acumulación estacional en red de distrito (Fuente: Solites)	57
Ilustración 34. Tecnologías de acumulación estacional en redes de calefacción (Fuente: Solites).....	58
Ilustración 35. Tanque de almacenamiento de energía térmica (TTES en inglés)	60
Ilustración 36. Almacenamiento de energía térmica en pozo (PTES en inglés)	61
Ilustración 37. Sección transversal de los 75.000 m ³ PTES en Marstal. (Fuente: PlanEnergi).....	62
Ilustración 38. Almacenamiento de energía térmica con sondeos (BTES en inglés).....	63
Ilustración 39. Tipos más comunes y la sección vertical de sondas geotérmicas. (Fuente: ITW, Universidad de Stuttgart).....	64
Ilustración 40. Almacenamiento de energía térmica en acuíferos (ATES en inglés).....	65
Ilustración 41. Diseño de un pozo para carga y descarga. (Fuente: Geothermie Neubrandenburg GmbH)	67
Ilustración 42. Ejemplos de costes para cada concepto, sin IVA ni ingeniería (Fuente: IEE SDH Guidelines).....	68
Ilustración 43. Costes específicos de proyectos de demostración sin IVA. Referencias sin código son Alemania. (Fuente: IEE SDH Guidelines)	69
Ilustración 44. Esquemas generales de conexión a red urbana.....	70
Ilustración 45. Esquemas puntuales de funcionamiento dentro del campo solar	70
Ilustración 46. Sistema solar de Crailsheim. Fuente : Task 45 IEA SHC	71
Ilustración 47. Esquema general en Graz. Fuente : SOLID/Nahwaerme	71
Ilustración 48. Esquema hidráulico de una red distribuida, con doble red. Fuente : Solites	73
Ilustración 49. Captura de pantalla del catastro solar de Graz. Fuente : www.gis.graz.at.....	74

Ilustración 50. Coste de circuito primario instalado considerado en el estudio.....	75
Ilustración 51. Coste de acumuladores de gran tamaño instalados considerado en el estudio.....	76
Ilustración 52. Red Districlima en 2012.....	80
Ilustración 53. Red Ecoenergíes en pleno desarrollo.....	82
Ilustración 54. Perfil horario de demanda de calor en Districlima (1 de enero).....	84
Ilustración 55. Perfil horario de demanda de calor en Districlima (1 de agosto).....	84
Ilustración 56. Perfil horario de demanda de calor en Ecoenergíes (1 de enero).....	85
Ilustración 57. Perfil horario de demanda de calor en Ecoenergíes (1 de agosto).....	86
Ilustración 58. Perfil horario de demanda de calor 2012 vs 2016 en Districlima (1 de enero).....	87
Ilustración 59. Previsión demanda de calor 2011 a 2020 en Ecoenergíes.....	88
Ilustración 60. TIR en función de la fracción solar para el SST de gran escala con FPC instalado en Ecoenergíes.....	90
Ilustración 61. TIR en función de la fracción solar para el SST de gran escala con FPC instalado en Ecoenergíes.....	91
Ilustración 62. TIR en función del área de campo de captación para el SST de gran escala con FPC instalado en Ecoenergíes.....	92
Ilustración 63. TIR en función de la demanda simulada para el SST de gran escala con FPC instalado en Ecoenergíes.....	92
Ilustración 64. TIR en función de la fracción solar para el SST de gran escala con FPC instalado en Districlima.....	94
Ilustración 65. TIR en función de la fracción solar para el SST de FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergíes.....	95
Ilustración 66. LEC en función de la fracción solar para el SST de FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergíes.....	96
Ilustración 67. TIR en función del área de captación para el SST de FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergíes.....	96
Ilustración 68. TIR en función de la fracción solar para el SST de FPC con acumulación estacional instalado en Districlima.....	98
Ilustración 69. TIR en función de la fracción solar para el SST de con LFC instalado en Ecoenergíes.....	99
Ilustración 70. TIR en función de la demanda anual para el SST de con LFC instalado en Ecoenergíes.....	100
Ilustración 71. TIR en función del área de captación para el SST de con LFC instalado en Ecoenergíes.....	100
Ilustración 72. TIR en función de la demanda anual para el SST de con LFC instalado en Districlima.....	101

Ilustración 73. TIR en función de la fracción solar para el SST con FPC instalado en Ecoenergías bajo distintas hipótesis de evolución del precio de la energía.....	103
Ilustración 74. TIR en función de la fracción solar para el SST con FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergías bajo distintas hipótesis de evolución del precio de la energía	104
Ilustración 75. TIR en función de la fracción solar para el SST con FPC con acumulación estacional instalado en Ecoenergías bajo distintas hipótesis de evolución del precio de la energía	105
Ilustración 76. Concepción general del análisis propuesto.....	106
Ilustración 77. Niveles de análisis técnico-económico	106
Ilustración 78. Planta cubierta edificio existente.....	107
Ilustración 79. Esquema de principio conexión 1 (SCH1)	108
Ilustración 80. Optimización del campo solar SCH1 TIP1	109
Ilustración 81. Aportación calor a la red e interior SCH1 TIP1	112
Ilustración 82. Aportación calor a la red e interior SCH1 TIP3.....	116
Ilustración 83. Esquema de principio conexión 2 (SCH2)	117
Ilustración 84. Esquema de principio conexión 2 alternativo (SCH2).....	120
Ilustración 85. Esquema de principio conexión 3 (SCH3)	120
Ilustración 86. Precio reparación instalación por superficie. Fuente: AIGUASOL	125
Ilustración 87. Esquema de detalle conexión 1 (SCH1) con gestión solar red de distrito.....	127
Ilustración 88. Esquema de detalle conexión 2 (SCH2).....	128
Ilustración 89. Esquema de detalle conexión 3 (SCH3).....	128
Ilustración 90. Esquema de detalle conexión 1 (SCH1) y límite de gestión de la instalación entre la ESCO y la red.....	131
Ilustración 91. Esquema de principio conexión 1 (SCH1)	135
Ilustración 92. Esquema de principio conexión 2 (SCH2)	136
Ilustración 93. Esquema de principio conexión 3 (SCH3)	137
Ilustración 94. TIR a 20 años de la instalación óptima (rehabilitación de instalación grande, conectada en paralelo a la red, SCH3TIP3CAS2 en Districlima).....	139
Ilustración 95. Imagen Google Earth con indicaciones de ubicaciones potenciales y trazado de red .	141

15 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Capacidades anuales según tecnologías y años en Ecoenergías.....	9
Tabla 2. Mayores plantas solares del mundo en redes de calefacción (febrero 2010).....	17
Tabla 3. Distribución de potencias en función del uso. Fuente: ADHAC.....	17
Tabla 4. Distribución de redes y potencias por uso y CA. Fuente: ADHAC.....	18
Tabla 5. Distribución de sistemas por tecnologías y fuentes energéticas. Fuente: ADHAC.....	19
Tabla 6. Distribución de las fuentes de energía empleadas. Fuente: ADHAC.....	20
Tabla 7. Variables analizadas y rango para el esquema 1.....	26
Tabla 8. Evolución de precios para escenarios analizados.....	27
Tabla 9. Comparativa de tecnologías de acumulación estacional respecto a la capacidad térmica y requisitos geológicos (Fuente: Solites).....	59
Tabla 10. Ventajas e inconvenientes de sistemas de acumulación empleando agua y grava-agua.....	62
Tabla 11. Valores típicos de un sistema BTES para aplicación de calor de almacenamiento.....	65
Tabla 12. Principales características técnicas de las redes de de Crailsheim (Alemania), Wels y Graz (Austria).....	72
Tabla 13. Datos técnicos principales.....	83
Tabla 14. Temperaturas de retorno en Districlima.....	83
Tabla 15. Superficie de captación a instalar en función del año para Ecoenergías para FS=12%.....	93
Tabla 16. Superficie de captación a instalar en función del año para Ecoenergías para FS=30%.....	97
Tabla 17. Superficie de captación a instalar en función del año para Ecoenergías.....	101
Tabla 18. Parámetros descriptivos Esquema 1 para Residencial con ampliación de campo solar....	109
Tabla 19. Producción SCH1 TIP1.....	112
Tabla 20. Parámetros descriptivos Esquema 1 para Equipamiento con ampliación de campo solar	113
Tabla 21. Producción SCH1 TIP2.....	116
Tabla 22. Producción SCH2 TIP1.....	118
Tabla 23. Producción SCH2 TIP2.....	119
Tabla 24. Producción SCH3 TIP1.....	121
Tabla 25. Producción SCH3 TIP2.....	122
Tabla 26. Resumen producciones específicas por tipologías y esquemas.....	122
Tabla 27. Resultados gestión red de distrito para DISTRICLIMA.....	130

Tabla 28. Resultados gestión ESCO para Districlima	133
Tabla 29. Producción específica en función del campo solar conectado para Districlima	138
Tabla 30. Parcelas y cubiertas identificadas en el ámbito de Ecoenergías.....	142
Tabla 31. Esquema FPC acumulación diaria.....	157
Tabla 32. Esquema FPC acumulación estacional.....	157
Tabla 33. Esquema Media temperatura.....	158

16 ÍNDICE DE SIGLAS

ACS, Agua Caliente Sanitaria.....	22
ADHAC, Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío.....	16
AE, Acumulación Estacional.....	8
AMB, Área Metropolitana de Barcelona.....	81
ATES, Acuífer Thermal Energy Storages (Almacenamiento de energía térmica en acuíferos).....	57
BTES, Borehole Thermal Energy Storages (Almacenamiento de energía térmica en sondeos).....	57
C, Caldera.....	17
cas, Caso.....	123
CHP, Combined Heat and Power (Cogeneración).....	17
CPC, Compound Parabolic Collector (Concentrador cilindro-parabólico compuesto).....	42
DH, District Heating (Red de calefacción urbana).....	17
DHC, District Heating and Cooling (Redes de calor y frío).....	21
EFP, Evacuated Flate Plate Collector (Captador plano de vacío).....	55
ETC, Evacuated Tube Collector (Captador de tubo de vacío).....	55
FPC, Flat Plate Collector (Captador solar plano).....	8
GN, Gas Natural.....	17
IBE, Institut Barcelona Esports.....	134
ICAEN, Institut Català d'Energia (Instituto Catalán de Energía).....	81
IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.....	2
IEE, Intelligent Energy Europe.....	75
LEC, Levelized Energy Cost (Coste de generación de la energía).....	11
LFC, Linear Fresnel Collector (Captador de concentración lineal Fresnel).....	8
LHS, Latin Hypercube Sampling.....	11
m, caudal.....	33
PTC, Parabolic Trough Collector (Captador cilindro-parabólico).....	55
PTE, Pit Thermal Energy Storage (Almacenamiento de energía térmica en pozo).....	57
SCH, Esquema.....	108

SDH, Solar District Heating (Red solar de calefacción urbana) 75

Ti, Temperatura de impulsión 33

TIR, Tasas Internas de Retorno 9

TRNSYS, Transient System Simulation Tool 11

TTES, Tank Thermal Energy Storage (Almacenamiento de energía térmica en tanque)..... 57

17 ANEXO 1: DETALLE DE VARIABLES Y RANGOS PARA CADA SISTEMA

Tabla 31. Esquema FPC acumulación diaria

Variable	Máximo	Mínimo	Comentarios
Área de captación	92.600	463	m ² de absorbedor
Ratio de acumulación	0,18	0,06	m ³ /m ² de absorbedor
Inclinación	50	30	
Orientación	30	-30	Sur ≡ 0
Control caudal primario	1	0	1≡Caudal variable, 0≡Caudal fijo
Captadores en serie	4	1	
Multiplicador demanda	30	1	

Tabla 32. Esquema FPC acumulación estacional

Variable	Máximo	Mínimo	Comentarios
Área de captación	92.600	463	m ² de absorbedor
Ratio de acumulación	1,5	2,5	m ³ /m ² de absorbedor
Inclinación	50	30	
Orientación	30	-30	Sur ≡ 0
Control caudal primario	1	0	1 ≡ Caudal variable, 0 ≡ Caudal fijo
Captadores en serie	4	1	
Multiplicador demanda	30	1	

Tabla 33. Esquema Media temperatura.

Variable	Máximo	Mínimo	Comentarios
Área de captación	18.000	3000	m ² de absorbedor
Multiplicador demanda	30	1	