



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Estudio de configuración óptima para sistemas de calefacción y refrigeración de distrito con bomba de calor en base a criterios económicos

Autor

María Luisa López Valero

Directora

Ana Lázaro Fernández

Escuela de Ingeniería y Arquitectura de la Universidad de Zaragoza
2017



DECLARACIÓN DE
AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

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

D./D^a. María Luisa López Valero

con nº de DNI 47092686W en aplicación de lo dispuesto en el art.

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

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster) Grado _____, (Título del Trabajo)

Estudio de configuración óptima para sistemas de calefacción y refrigeración de distrito con bomba de calor en base a criterios económicos

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

Zaragoza, 31 de Agosto de 2017

Fdo: María Luisa López Valero

Resumen

A través de su historia, el ser humano ha ido creciendo en dependencia energética. Hoy en día es inimaginable la vida sin provisión de energía. Iluminación, calefacción, refrigeración, transporte, comunicación... cada pequeña parte de nuestro mundo cotidiano está ligado a la energía. Así, la necesidad de reducir esta dependencia energética y las emisiones de gases de efecto invernadero junto con el progresivo agotamiento de los combustibles fósiles hacen urgente la búsqueda de alternativas de suministro y soluciones tecnológicas eficaces. Existen diversas formas de hacer frente a esta situación, este trabajo se orienta hacia la centralización de los sistemas de climatización para satisfacer las necesidades térmicas y de refrigeración de los consumidores de una forma más eficiente.

En este trabajo nos centraremos en el estudio y dimensionado de los sistemas de climatización de distrito para cubrir las necesidades térmicas de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria de los usuarios. La calefacción de distrito es un sistema de calefacción central como la de cualquier comunidad de vecinos, pero de grandes dimensiones para una ciudad o un barrio. Dispone de una instalación que produce el calor y se canaliza por sus calles para que llegue a todos los hogares, incrementando la eficiencia en el aprovechamiento del agua, energía, y disminución del impacto atmosférico. La producción del calor se basa, en general, en centrales de cogeneración, pero en nuestro caso estudiaremos la integración de esta tecnología con la bomba de calor. Con esto se pretende reducir el consumo gracias a la elevada eficiencia que poseen las bombas de calor.

Este trabajo está orientado a la optimización del diseño y operación de un distrito urbano de 500 viviendas ubicado en el barrio Parque Goya de Zaragoza (España). Para este distrito, se disponen de los valores de demanda de calefacción, refrigeración y ACS de todo un año, por lo que el sistema de climatización se dimensionará según estos datos. La función objetivo a minimizar, con el fin de optimizar el diseño, es el coste total anual del sistema de climatización de distrito.

En el primer capítulo se analizará la demanda del distrito a estudiar. Los componentes que se integrarán en el sistema de distrito se muestran en el segundo capítulo, y el modelado de optimización en el tercero. En el cuarto capítulo se implementa el modelo propuesto. En el quinto capítulo se exponen los resultados obtenidos a partir del modelo matemático de optimización implementado y resuelto en el entorno de la herramienta LINGO. Por último, el sexto capítulo saca las conclusiones a las que se ha llegado con este trabajo.

Índice

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	1
1.DEMANDA	4
1.1 Demanda de calefacción y ACS	5
1.2 Demanda de refrigeración	6
2. COMPONENTES A ESTUDIAR	7
2.1 BOMBAS DE CALOR	7
2.2 EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO.....	9
2.3 PANELES FOTOVOLTAICOS	11
3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN	16
3.1 MODELADO FÍSICO	16
3.2 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN.....	17
3.3 MODELADO ECONÓMICO	18
3.4 CRITERIOS DE OPTIMIZACIÓN.	18
4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO.....	19
4.1 MODELO PROPUESTO	19
4.1.1 Sistema de bombas de calor sin almacenamiento.....	19
4.1.2 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible	20
4.1.3 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible y panel fotovoltaico	20
4.2 SELECCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA	21
4.3 COSTES FIJOS.....	22
4.4 SELECCIÓN POTENCIA DE BOMBEO	23
4.5 EMISIONES DE CO ₂	25
5. RESULTADOS	27
5.1 SISTEMA DE CALEFACCIÓN Y ACS.....	27
5.1.1 Sistema de bomba de calor sin almacenamiento.	27
5.1.2 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible.	28
5.1.3 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible y panel fotovoltaico.	32
5.2 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN.....	37
5.2.1 Sistema de bomba de calor sin almacenamiento.	37
5.2.2 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible.	38

5.2.3 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible y panel fotovoltaico.....	40
6. CONCLUSIONES	46
BIBLIOGRAFÍA.....	48
LISTA FIGURAS.....	50
LISTA DE TABLAS.....	53
ANEXO I: DESCRIPCIÓN SISTEMAS DE DISTRITO Y BOMBA DE CALOR.....	54
CALEFACCIÓN DE DISTRITO	55
BOMBA DE CALOR	63
ANEXO II: SELECCIÓN DE BOMBA DE CALOR	67
ANEXO III: MODELO MATEMATICO DE OPTIMIZACIÓN.....	82
Calefacción y ACS	84
Refrigeración	93

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Con el cambio de siglo y especialmente a partir de la adopción del protocolo de Kioto, la conciencia en torno a la necesidad de reducir la emisión de dióxido de carbono a la atmósfera cobró importancia en los países del primer mundo. Pero, a pesar de que se han hecho esfuerzos significativos, lo cierto es que no se han reducido dichas emisiones en los niveles que cabría esperar. La Unión Europea, estando lejos de alcanzar lo pactado, sí ha conseguido lograr cierto descenso. Sin embargo, si se quiere llegar a una economía y un desarrollo sostenible, se tiene que seguir trabajando.

Satisfacer la demanda de los consumidores de una forma más eficaz, reduciendo el consumo de electricidad, es una de las formas de disminuir las emisiones de CO₂ y el consumo de combustibles fósiles. Así, en este trabajo se expone un planteamiento centrado en satisfacer estas necesidades mediante la centralización de sistemas de climatización.

Según la Red Española de Ciudades por el Clima en su informe sobre Climatización Urbana en las Ciudades Españolas, la calefacción y la refrigeración son responsables de más del 50% de la demanda de energía útil final en la Unión Europea, lo que evidencia la importancia del desarrollo de sistemas eficientes de generación y distribución de calor y frío para climatización. Aun así, España es un país con una escasa tradición en sistemas de climatización urbana, quizás debido a que la demanda de calefacción no es muy elevada en la mayoría de áreas climáticas del país.

Debido a la importancia de las necesidades energéticas en el sector residencial, este resulta clave, pues puede suponer un gran ahorro energético. Así, nos encontramos ante un sector complejo pero decisivo en el uso global de la energía.

Según datos del IDAE, en España, en términos de energía final, el sector residencial supone el 17 % del consumo final total y el 25 % de la demanda de energía eléctrica (IDAE, 2011). Diversos factores como el incremento del número de hogares y los hábitos de consumo que demandan un mayor confort y, por ello, un aumento de equipamientos, explican la representatividad y tendencia al alza del sector residencial en la demanda energética. Las estadísticas del MINETUR (Ministerio de Industria, Energía y Turismo) publicadas por el IDAE, indican que un 19 % de la energía consumida por el sector residencial se destina a la producción de agua caliente sanitaria (ACS), un 47 % a la producción de calefacción y tan solo un 0,8% se destina a refrigeración. Sin embargo, aunque actualmente la refrigeración representa una pequeña parte de la energía consumida en el sector residencial, se prevé que la proporción de edificios comerciales en Europa equipados con dispositivos de refrigeración aumente al menos un 60% en 2020. El impacto en el consumo de energía de la demanda de refrigeración es difícil de evaluar con precisión, ya que está oculto en los datos de la demanda de electricidad de los sectores residencial y de servicios. Sin embargo, sobre la base de la bibliografía existente y extrapolando los datos pertinentes de las bases de datos de estadísticas europeas, se han realizado estimaciones. Así, se ha visto por ejemplo que, se espera un aumento muy pronunciado de la demanda de enfriamiento para el año 2020, basándose en el hecho de que la cantidad de superficie útil que se enfría y / o aire acondicionado ha aumentado en los últimos años y esta tendencia continuará durante al menos los próximos diez años. De 2007 a 2020 suponemos un aumento del 82% de la demanda de refrigeración en el sector residencial y un aumento del 60% en el sector de servicios.

En este trabajo nos centraremos en el estudio y dimensionado de los sistemas de calefacción y refrigeración de distrito para cubrir las necesidades de climatización (calefacción, agua caliente sanitaria y refrigeración) de los usuarios mediante el uso de bomba de calor.

Según la guía básica de redes de distrito de calor y de frío (ADHAC, abril 2011) los sistemas centralizados de calefacción basados en redes de distrito disponen de una instalación que produce el calor (o frío) necesario y un sistema de tuberías aisladas que lo canaliza por las calles del distrito para que llegue a todos los hogares.

El transporte del fluido se realiza a través de muchos kilómetros con pérdidas mínimas de calor para los consumidores y por tanto se consigue incrementar la eficiencia en el aprovechamiento de la energía y disminuir el impacto ambiental. La extensión del sistema y el número de ramificaciones dependen de la situación de la planta de producción de energía, del número y distribución de los usuarios y de las pérdidas de energía en la red. La distancia de la central de producción de calor tiene un rango muy amplio, pudiendo ir por ejemplo desde los 4 km hasta los 54 km, como es el caso de Copenhague, en Dinamarca.

La principal ventaja en este sistema es que la producción del calor es mucho más eficiente pues se desperdicia menos y se contamina también menos. Según la directiva europea, los sistemas urbanos de suministro de calefacción y refrigeración son sistemas eficientes de suministro de servicios energéticos tal y como queda recogido en la directiva 2012/27UE relativa a la eficiencia energética. Esta directiva establece una serie de obligaciones a los estados miembros que permitan asegurar y medir el ahorro energético y comprometan alcanzar el objetivo de consumo de energía primaria fijado en el objetivo H2020 de 1474 MTEp en 2020. Así, dentro de esta directiva se promueven los sistemas de cogeneración de alta eficiencia y los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración como medidas de asegurar los objetivos planteados.

Sin embargo, como principal inconveniente encontramos la puesta en marcha de la central productora de calor y la red de tuberías, pues todo este sistema requiere una gran inversión inicial que se amortiza a largo plazo. Donde se puede encontrar la mayor implantación de la calefacción urbana o de distrito es en los países nórdicos, Rusia y Europa del Este, los cuales, especialmente a partir de la crisis del petróleo de 1979, han desarrollado redes de calefacción urbana para suministrar calor al sector residencial y comercial. En España la calefacción de distrito apenas supone una pequeña parte de las aportaciones energéticas al sector residencial, aunque según la asociación de empresas de redes de calor y frío ADHAC está en crecimiento (ADHAC, 2014).

En este trabajo, partiremos de los datos de demanda de calefacción, agua caliente sanitaria y refrigeración de un conjunto de 500 viviendas del barrio residencial Parque Goya de Zaragoza. Estos valores de demanda fueron obtenidos en anteriores estudios (Ramos, 2003) en la simulación de varios edificios residenciales de dicho barrio. Este trabajo se ha realizado bajo la dirección de Ana Lázaro en el Área de Máquinas y Motores Térmicos del Departamento de Ingeniería Mecánica de la Universidad de Zaragoza y se encuentra enmarcado dentro de un proyecto de integración en sistemas de calefacción y refrigeración de distrito del almacenamiento de energía térmica (TES) para aumentar la fracción solar y el uso de fuentes renovables (DISTRITES) (ENE2014-57262-R) financiado por el MINECO (2015-2017).

Así, como hemos mencionado anteriormente, el objetivo del proyecto es el estudio y dimensionado de los sistemas de calefacción y refrigeración de distrito para cubrir las necesidades de climatización (calefacción, agua caliente sanitaria y refrigeración) de los usuarios mediante el uso de bomba de calor.

Para poder desarrollar el trabajo y llevar a cabo estos objetivos, en una primera fase se obtienen los datos necesarios de la demanda de calefacción, ACS y refrigeración del distrito con los que calcularemos la dimensión de los equipos a instalar.

Durante la segunda fase se estudiarán los componentes que formarán el sistema. En esta parte, se escogerá a partir de los datos de demanda que hemos visto en la primera fase para calefacción,

ACS y refrigeración, la bomba de calor que mejor se adapte a las necesidades de climatización de nuestro sistema, así como el equipo de almacenamiento térmico y los paneles fotovoltaicos. Para ello, se usará el programa Engineering Equation Solver (EES) (EES, 2014) para analizar los diferentes equipos al modificar sus condiciones nominales.

En la tercera fase se mostrará el modelo de optimización que se ha seguido para poder implementar el sistema.

Posteriormente, en una cuarta fase se muestra las distintas configuraciones que se analizarán del sistema propuesto. Además, se analizarán otros factores que influyen en el modelado del sistema como la tarifa eléctrica o los costes fijos y variables, entre otros.

En la quinta fase analizamos los datos obtenidos en la simulación del sistema, derivadas de los resultados del modelado matemático, dependiendo del tipo de optimización que hayamos elegido.

Por último, en la sexta fase, se extraen las principales conclusiones derivadas de los resultados obtenidos en la fase anterior.

1.DEMANDA

El sistema se diseña con el objetivo de cubrir la demanda térmica de agua caliente sanitaria (ACS), calefacción y refrigeración de un conjunto de 500 viviendas de Parque Goya.

Parque Goya es un barrio de Zaragoza, situado al norte de la ciudad. Se trata de un barrio de reciente construcción caracterizado por edificios de pisos y por grupos de viviendas unifamiliares.

El distrito tiene una demanda anual de energía térmica (calefacción) de 2.929 MWh, de los que casi el 50% se consumen durante los meses de enero y diciembre. El agua caliente sanitaria mantiene una demanda más o menos constante, reduciendo sus valores en la época estival, en total se consumen 531 MWh/año en ACS. La calefacción, que se mantiene en funcionamiento desde octubre hasta abril, supone el mayor consumo de energía térmica, con 2.398 MWh/año, provocando el pico de consumo de los meses de enero y diciembre. El sistema de calefacción de distrito proyectado suministra agua caliente a una temperatura de entre 60°C y 63 °C. Se selecciona esta temperatura de trabajo para, por un lado, cumplir con la legislación sobre legionelosis (IDAE, 2010), y, por otro, maximizar la eficiencia al trabajar con temperaturas más bajas de lo habitual.

La demanda anual de energía para refrigeración es de 973MWh/año, dándose este consumo únicamente en los meses de junio a septiembre. El mayor pico de demanda lo encontramos en el mes de julio. En este caso, la temperatura suministrada al distrito es de 5°C debido a los sistemas de refrigeración de distrito de 4ª generación, en los que se busca bajar la temperatura de calefacción y subir la temperatura de frío

Para obtener la demanda se ha seleccionado un día tipo para cada mes, por lo que la demanda anual queda representada por 12 días tipo. Así pues, la demanda mensual corresponde a la multiplicación de la demanda diaria por el número de días del mes, y la demanda anual a la suma de las demandas mensuales.

Además, dividiremos en dos la demanda total de la que debe encargarse el sistema. Por un lado, la demanda de calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) y por otro, la demanda de refrigeración. La demanda que tomamos como referencia es la demanda horaria obtenida de la tesis doctoral “Optimización del Diseño y Operación de Sistemas de Cogeneración para el Sector Residencial-Comercial” de José César Ramos, Universidad de Zaragoza, julio de 2012

1.DEMANDA

1.1 Demanda de calefacción y ACS

Demanda de calefacción y ACS de 500 viviendas (kWh)												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
1	56	54	50	43	36	31	31	18	26	37	48	53
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1519	1230	849	341	36	31	31	18	26	208	969	1876
8	1491	1212	842	349	52	45	45	26	38	218	956	1834
9	1451	1187	836	366	81	69	69	41	59	238	941	1771
10	1429	1180	846	397	122	104	104	61	88	270	942	1724
11	1331	1094	778	355	96	81	81	48	69	236	871	1614
12	1249	1021	718	312	66	56	56	33	48	202	809	1526
13	1157	941	655	274	43	37	37	22	31	172	743	1422
14	1190	979	697	318	87	74	74	44	63	212	779	1443
15	1102	903	638	284	68	58	58	34	49	186	717	1341
16	1018	835	590	263	64	55	55	32	46	173	663	1239
17	1419	852	448	150	51	44	44	26	37	95	654	1256
18	1399	989	487	165	64	55	55	32	46	120	749	1270
19	1272	1042	587	225	87	74	74	44	63	146	814	1305
20	1304	1003	619	255	109	93	93	55	79	172	838	1324
21	993	762	416	195	87	74	74	44	63	108	523	973
22	1165	952	578	239	68	58	58	34	49	132	716	1151
23	80	78	72	61	51	44	44	26	37	53	68	76
24	56	54	50	43	36	31	31	18	26	37	48	53

Tabla 1.1. Datos de demanda anual de calefacción y ACS de las 500 viviendas de Parque Goya.

La duración de la demanda de calefacción va desde el mes de octubre hasta abril, siendo especialmente importante en diciembre y enero, los meses más fríos del año. Funciona entre las 7 de la mañana y las 10 de la noche. Podemos ver como la mayor demanda se registra durante la mañana, especialmente a primera hora. Los picos de la demanda, son de escasa duración, lo que nos hará dimensionar la instalación para cubrir una demanda que solo se va a requerir durante un pequeño periodo de tiempo.

La demanda de ACS dura todo el año, aunque en los meses más cálidos disminuye. Su período de consumo va desde las 7 de la mañana hasta la 1 de la madrugada, durante el resto de horas nocturnas la demanda es prácticamente nula.

1.2 Demanda de refrigeración

Demanda de refrigeración de 500 viviendas (kWh)												
Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov	Dic
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	269,4	764,8	570,9	236,9	0	0	0
13	0	0	0	0	0	345,6	981,3	732,5	304	0	0	0
14	0	0	0	0	0	411,5	1168,2	872	361,9	0	0	0
15	0	0	0	0	0	619,4	1758,6	1312,7	544,8	0	0	0
16	0	0	0	0	0	1179,4	2285,8	2022,3	1099,6	0	0	0
17	0	0	0	0	0	1075,9	2014,2	1734,4	940,1	0	0	0
18	0	0	0	0	0	261,9	1110,1	702,5	201,1	0	0	0
19	0	0	0	0	0	192,9	950,2	576,2	118,8	0	0	0
20	0	0	0	0	0	114,3	768,2	470,7	75,4	0	0	0
21	0	0	0	0	0	95,6	781,9	460	66,2	0	0	0
22	0	0	0	0	0	102,5	606,6	355,1	56,1	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 1.2. Datos de demanda anual de refrigeración de las 500 viviendas de Parque Goya.

La demanda de refrigeración solo se da en los meses de junio a septiembre, siendo especialmente importante en julio y agosto, meses en los que encontramos la mayor demanda de refrigeración. Al igual que ocurría para el caso de calefacción y ACS, los picos de demanda son de corta duración, se producen únicamente durante los meses más cálidos, especialmente a la tarde (entre las 15 y las 17 horas). Nos encontramos, por tanto, en la misma situación que para el caso de calefacción, pues la instalación se dimensionará para una demanda que sólo se va a requerir durante un corto período de tiempo, pues los picos son de escasa duración.

2. COMPONENTES A ESTUDIAR

2.1 BOMBAS DE CALOR

Como se recoge con más detalle en el Anexo Teórico (Anexo I), una bomba de calor es una máquina térmica, sujeta por tanto a las leyes de la termodinámica, que transfiere el calor desde un foco frío a otro caliente con una gran eficiencia. La ventaja que poseen las bombas de calor frente a otros sistemas reside en su capacidad para aprovechar la energía existente en el ambiente, tanto en el aire como en el agua o en la tierra, para acondicionar las dependencias interiores con una aportación relativamente pequeña de trabajo en forma de energía generalmente eléctrica.

Además, en el sistema que se desarrolla en este trabajo, se propone acoplar la bomba de calor al terreno, consiguiendo por tanto una mayor reducción del consumo eléctrico debido a que el suelo posee condiciones de temperatura más favorables y estables que el aire. Las bombas que hemos considerado son bombas de calor por compresión.

En la Figura 2.1 se puede observar el esquema de la instalación. Se forma un circuito cerrado entre la bomba de calor y el distrito de viviendas. En el caso de calefacción, el agua caliente sale de la bomba de calor hacia las viviendas y retorna a una temperatura inferior tras haber intercambiado calor con ellas. El funcionamiento del sistema se basa en conectar la bomba de calor en los períodos que hay demanda y desconectarla en los momentos sin ella.

En el caso de refrigeración el funcionamiento es el contrario, el agua refrigerada sale hacia las viviendas y vuelve a una temperatura superior tras haber intercambiado frío con ellas.

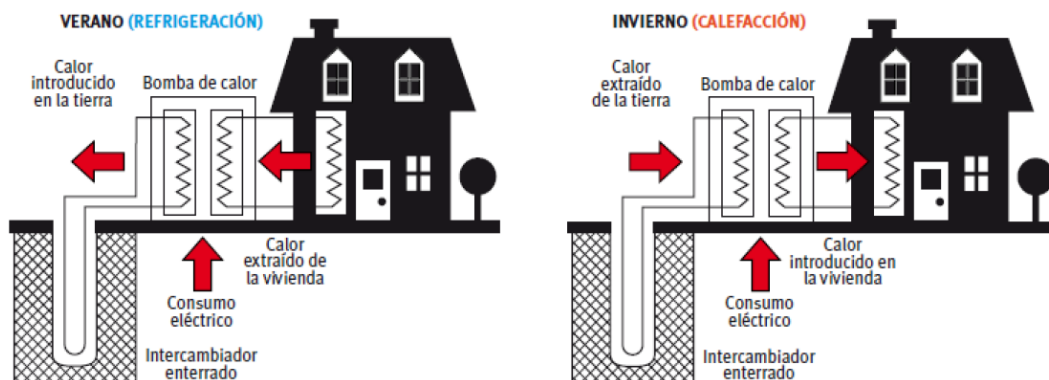


Figura 2.1 Esquema instalación bomba calor geotérmica. Fuente: Diseño de sistemas de bomba de calor geotérmica. IDAE.

La selección de los equipos de bomba de calor se ha realizado acorde al catálogo Carrier (2015) mostrado en el anexo II: Selección de bomba de calor. Para seleccionar la bomba de calor, nos hemos servido de los datos de la demanda de refrigeración pues, va a ser esta la que limite nuestro sistema ya que es en la refrigeración donde encontramos los picos más altos de demanda. Así, tras simular el funcionamiento de las bombas de calor tal y como se explica en el anexo II, obtenemos las siguientes graficas que nos muestran como varían el rendimiento y la potencia térmica de la bomba según la temperatura de los focos.

Estas variaciones serán diferentes dependiendo de si la bomba está funcionando en modo de refrigeración o en modo de calefacción.

Para el caso de refrigeración, obtenemos las siguientes gráficas:

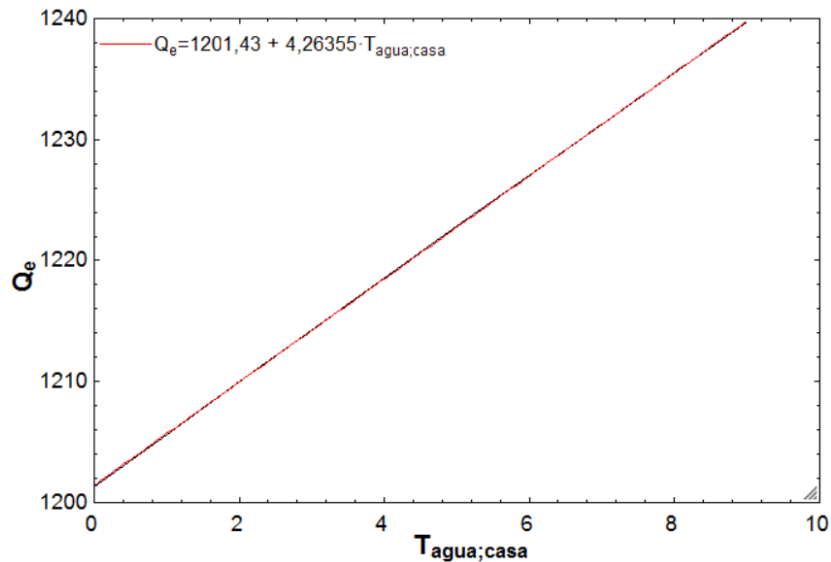


Figura 2.2 Evolución de la potencia térmica de la bomba (kW) en modo refrigeración en función de la temperatura.

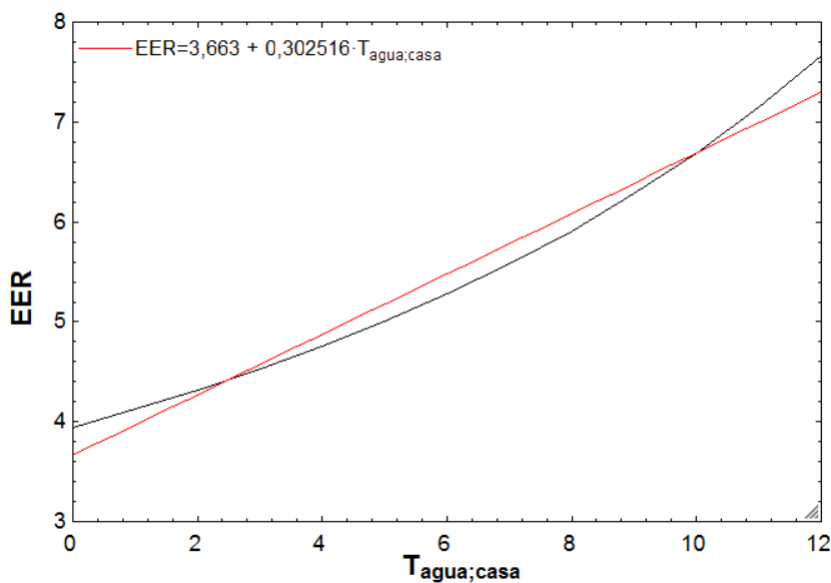


Figura 2.3 Evolución del EER de la bomba en modo refrigeración en función de la temperatura.

Por todo lo citado, los equipos de bomba de calor para el caso de refrigeración serán simulados a la hora de la optimización mediante las siguientes ecuaciones.

$$\dot{Q}_e = 1201,43 + 4,26355 \cdot T_{\text{agua,casa}} \quad (1)$$

$$EER = 3,663 + 0,302516 \cdot T_{\text{agua,casa}} \quad (2)$$

2. COMPONENTES A ESTUDIAR

Para el caso de calefacción y ACS tenemos que:

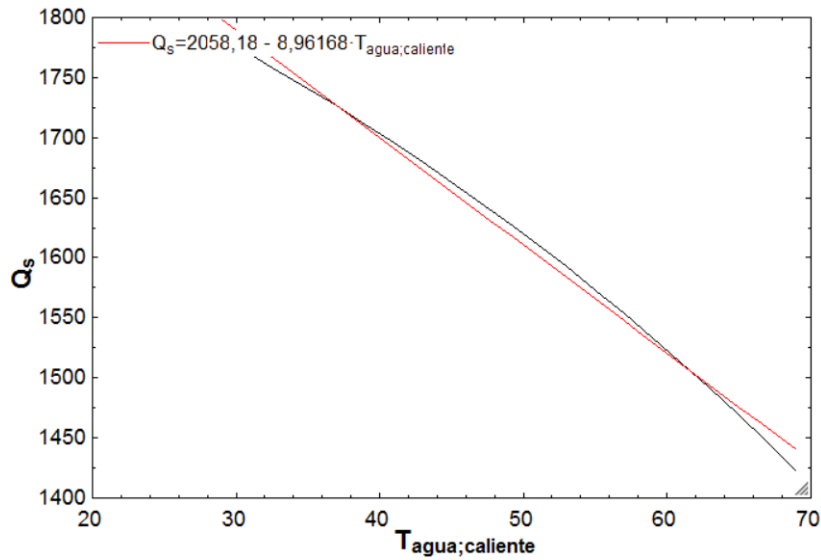


Figura 2.4 Evolución de la potencia térmica de la bomba (kW) en modo calefacción en función de la temperatura.

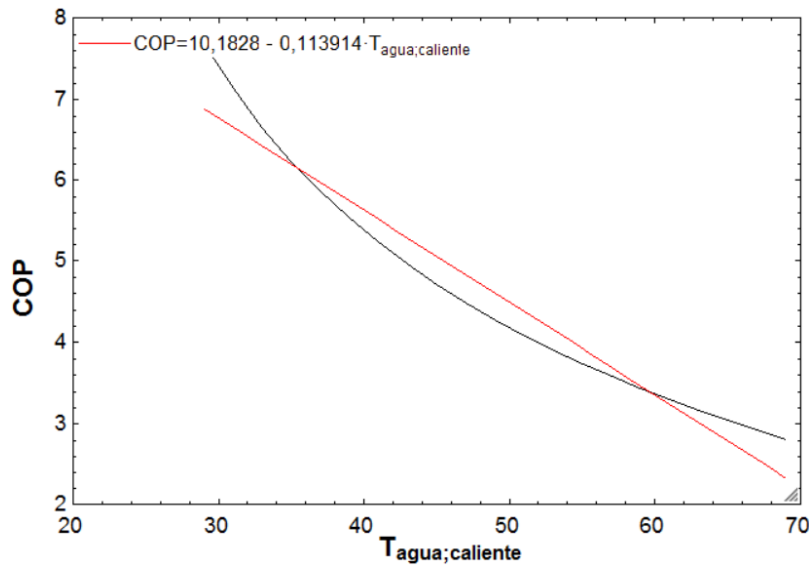


Figura 2.5 Evolución del COP de la bomba en modo calefacción en función de la temperatura.

Así, para el caso de calefacción los equipos serán simulados mediante las siguientes ecuaciones

$$\dot{Q}_s = 2058,18 - 8,96168 \cdot T_{\text{agua;caliente}} \quad (3)$$

$$\text{COP} = 10,1828 - 0,113914 \cdot T_{\text{agua;caliente}} \quad (4)$$

2.2 EQUIPOS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

El sistema de almacenamiento se estima con el fin de ser capaz de almacenar tanta energía como

sea necesaria para que, durante los meses de mayor demanda de energía, la bomba tenga un funcionamiento prácticamente constante. De esta manera, con el sistema de almacenamiento, la producción de la bomba de calor se acumula en el depósito o tanque de almacenamiento en los momentos en los que no hay demanda por parte del distrito o en los que, habiendo demanda, la bomba puede hacer frente tanto a la demanda como almacenar energía en el acumulador. Sin embargo, al almacenar esta energía se producen pérdidas, estimadas según “Ramos 2012” en un 5%. Por tanto, la demanda realmente será superior a la mostrada anteriormente pues habrá que producir mayor energía para compensar las pérdidas.

En la Figura 2.6 se muestra la curva de demanda de energía frigorífica del distrito para el mes de julio, mes de mayor demanda. En el mismo gráfico, se muestra también la curva de demanda que tiene en cuenta las pérdidas, así como la máxima energía que es capaz de producir la bomba de calor.

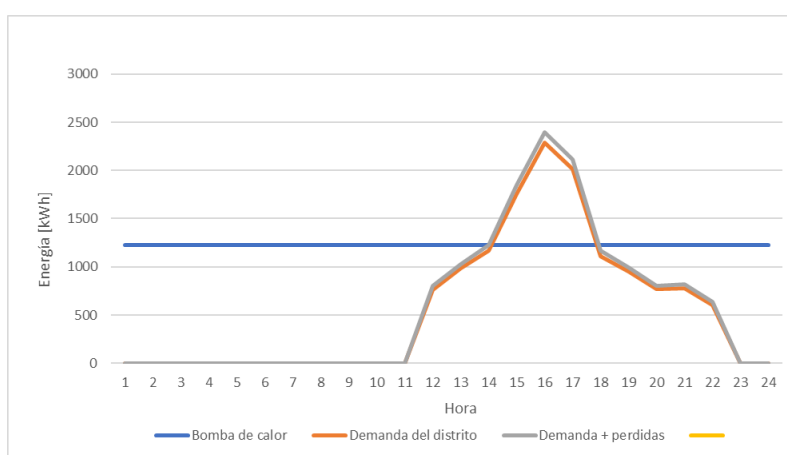


Figura 2.6 Curva de demanda frigorífica del distrito mes de julio

El consumo de energía por parte de la bomba será prácticamente el mismo, tanto si hay almacenamiento como si no. Sin embargo, la bomba tendrá un comportamiento más constante y sin picos.

De entre los diferentes tipos de equipos de almacenamiento térmico (calor sensible, calor latente o termoquímico) nos centraremos en el almacenamiento térmico por calor sensible. El almacenamiento de calor sensible se lleva a cabo mediante transferencia de calor a un elemento que lo almacena sin cambiar de estado (en nuestro caso agua). Es el sistema más común y directo de almacenamiento de energía térmica. Sin embargo, el mayor inconveniente es el gran tamaño requerido y las pérdidas de calor. Por tanto, este tanque debe de estar dimensionado para ser capaz de, junto con la bomba de calor, suministrar hasta el mayor pico de la demanda.

El medio de almacenamiento puede clasificarse como líquido o sólido. El almacenamiento de calor sensible en un líquido es, con muy pocas excepciones, llevado a cabo siempre con agua en aplicaciones con temperaturas inferiores a 90 °C (por encima de esa temperatura no es posible y se usan sólidos y otros fluidos como las sales fundidas en alta temperatura).

Para estimar la dimensión necesaria del acumulador se estudiará el caso para la refrigeración pues, aunque el acumulador también se empleará para el caso de calefacción y ACS, es la

2. COMPONENTES A ESTUDIAR

refrigeración la que nos va a limitar la dimensión del acumulador ya que da el mayor pico de demanda anual.

En la fase de carga del almacenamiento, el agua le llega desde la bomba de calor a 5 °C de temperatura. En la fase de descarga, el agua sale del depósito a unos 5 °C de temperatura (valor que varía según se encuentre más o menos cargado) y retorna del distrito a 13 °C tras haber absorbido el calor de las viviendas. La temperatura de salida del depósito va aumentando conforme se va descargando.

Para determinar la capacidad del acumulador se integra la diferencia entre la potencia demandada por el distrito y la potencia nominal de la bomba de calor durante el periodo de tiempo en el que la potencia demandada es superior a la de la bomba. Esto se puede ver más claramente en la figura 2.6 mostrada anteriormente. Podemos ver como la bomba de calor no es capaz de suministrar toda la potencia demandada en el periodo que va desde las 15 hasta las 17 horas, periodo en el que se produce el pico de la demanda. Esa potencia demandada es la que debe ser suministrada por el acumulador, que se cargará en los periodos anteriores.

Así, el tanque debe tener capacidad para almacenar hasta 2640 kWh lo que, para el caso de calor sensible, equivale a disponer de unos 295 m³ de agua como medio de almacenamiento. Esta equivalencia se obtiene a partir de la siguiente ecuación:

$$Q = m \cdot c_p \cdot \Delta T \quad (5)$$

Dónde m y c_p corresponden a la masa (kg) y el calor específico (kJ/kg·K) de la sustancia y ΔT (K) es la diferencia de temperatura inicial y final. El depósito se encontrará completamente descargado cuando se encuentre a la temperatura de retorno de la red de distrito (13°C) y completamente cargado cuando se encuentre a la temperatura de consigna de la bomba de calor (5°C).

Una vez obtenido el valor de agua en masa se pasa a volumen mediante la relación de la densidad. Los 295 m³ de agua calculados corresponden con una temperatura de salida del agua del acumulador de 5 °C. Debido a que, durante algunos períodos de tiempo, este valor de temperatura va a ser inferior, es necesario aumentar la cantidad de agua. Se toman 350m³ de agua, que se comprueba que son suficientes.

2.3 PANELES FOTOVOLTAICOS

El sistema que se propone en este trabajo se centra, entre otras cosas, en la producción de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos, que sirva como fuente de alimentación de las bombas de calor que empleamos para climatizar nuestro distrito.

Los paneles fotovoltaicos funcionan por el efecto que tiene la luz del sol en ellos. Este efecto se denomina efecto fotoeléctrico, nombre que surge de que mediante fotones que contiene la luz solar, se genera electricidad.

Los átomos de cualquier materia están formados de electrones, protones y neutrones. Los electrones por su naturaleza llevan asociada una carga de energía eléctrica negativa, los protones

llevan asociada una carga de energía eléctrica positiva, y los neutrones no llevan asociada carga eléctrica. Una corriente eléctrica está formada por electrones en movimiento que saltan de un átomo a otro del material conductor por el que viajan, y que se desplazan desde el polo negativo al polo positivo, ya que al tener los electrones carga negativa se ven atraídos por el polo positivo. Los paneles fotovoltaicos están formados por varias células fotovoltaicas, y cada una de ellas está compuesta por lo menos por dos láminas delgadas de silicio, separadas entre ellas por una capa de un elemento semiconductor.

Una de estas láminas está formada con elementos con menor carga de electrones que el silicio, o sea con menor carga negativa, y por tanto esta lámina es la positiva (P), y otra formada con elementos con mayor carga de electrones que el silicio, o sea con mayor carga negativa, y por tanto esta lámina es la negativa (N).

Por otra parte, los fotones que proceden del sol y que contienen la energía adecuada, inciden sobre la superficie de la lámina P, que al interactuar con el material de dicha capa liberan electrones de los átomos de silicio, y éstos atraviesan la capa de semiconductor para llegar a la lámina N, y una vez en la lámina N no pueden volver por sí solos a la lámina P. Al acumularse electrones en la lámina N se crea una diferencia de potencial o tensión respecto a la P. Y si se unen las dos láminas (N y P) mediante dos cables conductores, unidos éstos a su vez a una carga o elemento que consume electricidad, se crea una corriente eléctrica continua que fluye desde el polo negativo al positivo. El esquema de funcionamiento lo podemos observar en la figura 2.7.

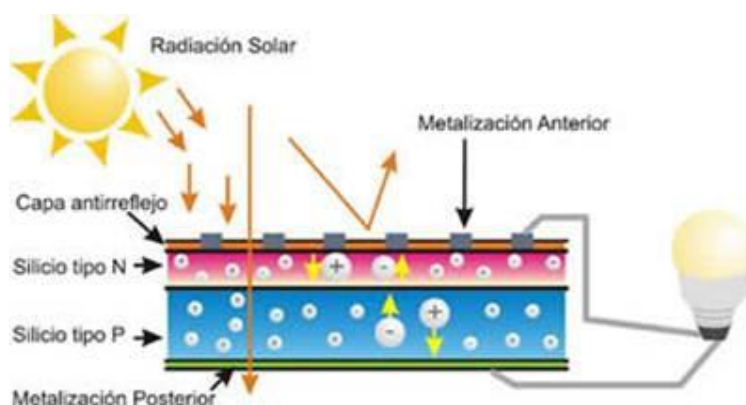


Figura 2.7. Funcionamiento panel fotovoltaico. Fuente: Trabajo de investigación: Tendencias actuales de precios y tecnologías en plantas de generación fotovoltaica. Pontificia Universidad Católica de Chile.

Hay que tener en cuenta que la corriente que se genera en un panel solar es del mismo tipo que la que podemos conseguir mediante pilas o baterías, y que la gran mayoría de electrodomésticos normales necesitan de corriente eléctrica alterna para funcionar. Para conseguir pasar de corriente continua a corriente alterna se usan unos aparatos eléctricos llamados inversores de corriente. (Prieto Moreno, Raúl. *Energía Solar Fotovoltaica*)

A la hora de modelar los paneles fotovoltaicos, así como los rendimientos asociados, hemos empleado los datos del trabajo de fin de grado "Estudio comparativo de sistemas solares de calefacción de distrito con bomba de calor y almacenamiento de energía térmica para una urbanización en Parque Goya (Zaragoza)" de Alfonso Bernad Montenegro. Tal y como se muestra en el trabajo de Alfonso, el rendimiento de un panel fotovoltaico en condiciones estándar de ensayo (1000 W/m^2 , $25 \text{ }^\circ\text{C}$, relación AM 1,5) viene dado por la ecuación 6.

$$\eta_{\text{panel}} = \frac{P_{\text{max}}}{1000 \cdot A_{\text{pv}}} \quad (6)$$

Siendo P_{max} la potencia máxima obtenida en condiciones estándar de ensayo con área la superficie de captación del panel. Para este estudio, se ha seleccionado el panel P6Y-245, de la compañía SumSol (2016), cuyo rendimiento es del 16.7 %. En el trabajo de Alfonso, se tienen en cuenta distintas pérdidas asociadas a conexiones, equipos y otros elementos de la instalación, por lo que hay que tener en cuenta otros rendimientos.

El rendimiento del panel mostrado en la ecuación 6 supone se supone para unas condiciones determinadas, sin embargo, cuando la radiación sobre el panel no coincide con las condiciones estándar de ensayo se produce una reducción del rendimiento en torno al 2%, lo que hace:

$$\eta_{\text{MP}} = 0.98 \quad (7)$$

Puesto que los módulos fotovoltaicos no son homogéneos, se producen pérdidas por distorsión. Este valor es proporcionado por el fabricante y toma el valor de:

$$\eta_{\text{distor}} = 0.97 \quad (8)$$

La suciedad también influye en el rendimiento de los paneles. Para este estudio se decide tomar un valor medio del 5%:

$$\eta_{\text{suciedad}} = 0.95 \quad (9)$$

A la hora de estudiar las conexiones con la red, se pueden estimar unas pérdidas por inversores, por cableado y por transformadores. Sus valores respectivos para este estudio son:

$$\eta_{\text{inversor}} = 0.98 \quad (10)$$

$$\eta_{\text{trafo}} = 0.97 \quad (11)$$

$$\eta_{\text{cableado}} = 0.985 \quad (12)$$

En el modelo de Alfonso, para simplificar el modelo, se eligieron paneles solares con una posición fija, lo que implica que no siempre recibirán la radiación máxima, lo que supone unas pérdidas por reflexión:

$$\eta_{\text{ref}} = 0.97 \quad (13)$$

El rendimiento también se ve afectado por la temperatura, como se ve en la siguiente ecuación:

$$\eta_{\text{term}} = \frac{P_{\text{max}}}{V_{\text{ca}}(T_{\text{pv}}) \cdot I_{\text{SC}}(T_{\text{pv}})} \quad (14)$$

Así, el rendimiento final del panel se verá afectado por los diferentes rendimientos que hemos definido de la ecuación 7 hasta la 13. Por ello, se puede estimar que el rendimiento se verá afectado por el Performance Ratio (PR), que viene dado por la ecuación 15.

$$PR = \eta_{\text{MP}} \cdot \eta_{\text{distor}} \cdot \eta_{\text{suciedad}} \cdot \eta_{\text{cableado}} \cdot \eta_{\text{trafo}} \cdot \eta_{\text{inversor}} \cdot \eta_{\text{ref}} \cdot \eta_{\text{term}} \quad (15)$$

Así pues, la producción del campo de paneles fotovoltaicos a nivel horario va a venir dada por la ecuación 16.

$$W_{\text{solar}}(d, h) = PR \cdot \eta_{\text{panel}} \cdot \frac{I_{\text{solar}}(d, h)}{1000} \cdot A_{\text{PV}} \quad (16)$$

Al modelar los paneles fotovoltaicos, estimaremos el área que optimizará nuestro sistema. Para poder estimar el área, hemos obtenido dos valores de referencia a lo largo de los cuales obtendremos el valor óptimo. Estos se corresponden, por un lado, con el área que debería de tener el parque fotovoltaico para ser amortizado (115m²) y, por otro lado, con el área que sería necesaria para que solo con la energía fotovoltaica la bomba de calor pueda cubrir el mayor pico anual de la demanda (4500m²).

Al variar el área entre esos valores, obtenemos diferentes resultados para los costes fijos y los costes variables (estos costes se explican con más detalle a continuación en la fase 3). Los costes variables son los que dependen del trabajo de red consumido, por lo que cuanto mayor sea el área de los paneles fotovoltaicos, menor será el trabajo de red que necesitará nuestro sistema, pues el trabajo solar que proporcionarán los paneles será mayor. Por otro lado, los costes fijos están relacionados con la inversión y mantenimiento necesarios que implica la instalación de los paneles fotovoltaicos. A mayor área, mayores serán los costes fijos. Por tanto, el área óptima será aquella en la que el precio de uno y otro coste estén equilibrados. Esto se refleja en la figura 2.8, que como podemos ver, los costes variables bajan al aumentar el área mientras que los costes fijos aumentan al aumentar el área.

2. COMPONENTES A ESTUDIAR

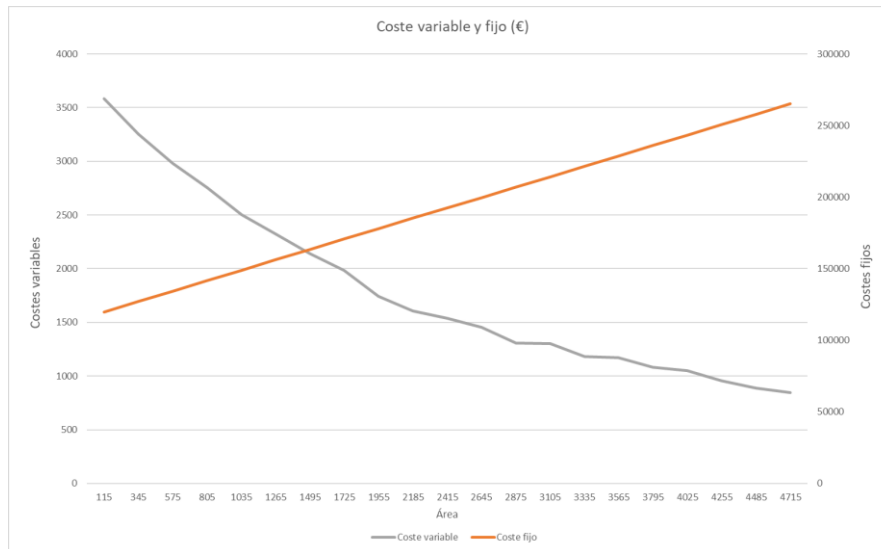


Figura 2.8. Variación de los costes fijos y variables según el área del parque fotovoltaico

Como vemos, el valor del área que hace que ambos costes se encuentren en equilibrio es de 1495 m². Será este valor del área con el que trabajaremos en este proyecto.

3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN

3.1 MODELADO FÍSICO

Para poder realizar el modelo de optimización de las distintas configuraciones de las que puede estar formado nuestro sistema de climatización de distrito, los distintos elementos que la componen se han definido de la siguiente forma:

- Bomba de calor. El funcionamiento de la bomba de calor seleccionada (el proceso de selección de la bomba se muestra en el anexo II: Selección de bomba de calor) estará regido por las ecuaciones 1 y 2 para refrigeración y 3 y 4 para calefacción, obtenidas en la fase anterior, las cuales nos mostraban como varían el rendimiento y la potencia térmica de la bomba según la temperatura de los focos. Puesto que la temperatura de los focos la vamos a suponer constante durante todo el año, el valor del COP, EER y la potencia disponible capaz de proporcionar la bomba de calor se mantendrá constante a lo largo del año. Además, no está penalizada la carga parcial, por lo que el rendimiento de la bomba no se verá afectado por la carga con la que la bomba está trabajando.
- Acumulador. Para el acumulador, a diferencia de la bomba de calor que mantiene su potencia disponible constante a lo largo del año, se ha tenido en cuenta el balance de energía horario. La capacidad máxima del acumulador, la que corresponde a cuando el acumulador está completamente cargado, queda definida por el volumen del acumulador obtenido en la ecuación 5 y la temperatura de los focos, que corresponde con la temperatura máxima y mínima.
Por otro lado, el acumulador no se encuentra en todo momento cargado al máximo, por lo que la energía disponible de carga o descarga del acumulador estará relacionada con la energía utilizada de carga o descarga mediante un factor de utilización del acumulador. El disponible de carga y descarga lo hemos relacionado, a su vez, con la cinética del acumulador. Los caudales (\dot{m}) tanto de entrada como de salida del acumulador se corresponden con el caudal máximo de la bomba de calor, de la cual se alimenta (estos caudales serán diferentes según estemos en modo refrigeración o en modo calefacción). La temperatura dentro del acumulador en cada periodo horario ($T(d, h)$) también la definiremos para poder determinar el disponible de carga y descarga. Todo esto se relacionará mediante balances de energía.
- Consumo de la bomba de agua. A la hora de diseñar la instalación, hay que tener en cuenta el análisis de la potencia correspondiente al bombeo del agua hacia la zona del distrito que queremos abastecer, pues el modelo podría no funcionar correctamente si la potencia de bombeo no fuese suficiente. Para ello, realizaremos una aproximación que nos permita estimar la potencia necesaria que requerirá la bomba. Esta estimación se desarrolla en la siguiente fase en el apartado “4.4 Selección de la potencia de bombeo”.
El funcionamiento de esta bomba de agua estará limitado, no solo por la potencia de bombeo necesaria, si no que deberá de ser limitada de tal forma que no se encuentre funcionando las 24 horas del día, sino únicamente cuando se requiera de ella. Así, será necesario que la bomba de agua funcione bien si se está usando la bomba de calor, o bien

si se está usando el acumulador para su descarga, por lo que el uso de la bomba de agua quedará definido por los factores de utilización de ambos elementos.

- Panel fotovoltaico. El trabajo solar que pueden proporcionar los paneles fotovoltaicos se definirá horariamente, igual que el acumulador. El trabajo que los paneles fotovoltaicos son capaces de entregar dependerá del área del campo fotovoltaico, del rendimiento de los paneles y de la radiación solar. Definiremos un factor de utilización solar que nos relacione el trabajo solar disponible con el utilizado, para asegurarnos de que se use todo el trabajo solar posible.

3.2 RESTRICCIONES DE OPERACIÓN

En este apartado mostramos las diferentes restricciones que se han definido en el sistema de optimización del distrito para que funcione correctamente y ajustarse a las limitaciones del sistema.

- Satisfacción de la demanda. Satisfacer la demanda es una de las condiciones básicas para que el modelo funcione y optimice los resultados. La satisfacción de la demanda quedará definida de forma diferente dependiendo de si en la configuración usamos el almacenamiento térmico o no. Así, en el caso de que no usemos almacenamiento, la satisfacción de la demanda se define como la energía utilizada de la bomba de calor igual a la energía demandada por el distrito. En el caso de integrar el acumulador, la satisfacción de la demanda cambiaría, de tal forma que la energía utilizada de la bomba de calor más la energía de descarga utilizada del acumulador sea igual a la energía demandada por el distrito más la energía que se usa para cargar el acumulador. Esto es debido a que, habrá momentos en que la bomba sola no pueda satisfacer la demanda del distrito, por lo que se apoyará en el acumulador y lo descargará para poder satisfacer la demanda. Por otro lado, habrá momentos en que la energía utilizada por la bomba de calor no se use para satisfacer la demanda, sino para cargar el acumulador.
- Factores de utilización. Para poder definir el correcto funcionamiento de la bomba de calor, del acumulador, de los paneles solares y de la bomba de agua, se definirán unos factores de utilización que, entre los valores de 0 y 1 (0 es que no se usa y 1 que se está usando al 100%) el programa decidirá que porcentaje es necesario que use cada elemento de la instalación. Esto es debido a que habrá momentos en que, por ejemplo, no se requiera de la energía máxima que la bomba de calor es capaz de entregar, por lo que con los factores de utilización se ajusta la energía entregada con la que se está necesitando en cada momento, para así no desperdiciar energía.
- Acumulador. En el acumulador se han usado varias restricciones para mejorar su funcionamiento y ajustarlo al modelo. Así, se ha definido el acumulador de forma que la energía acumulada al final de cada día sea cero, obligando al acumulador a descargar toda la energía que ha acumulado en un mismo día. Por otro lado, para el correcto funcionamiento se ha definido que el producto de los factores de utilización de carga y descarga sea cero pues, así hacemos que bien cargue el acumulador o que lo descargue, y evitar que intente hacer ambas operaciones a la vez.

3.3 MODELADO ECONÓMICO

Para poder realizar la optimización de la operación en base a criterios económicos, se realiza un modelo económico del sistema. El coste total anual se divide en costes fijos y costes variables. En el modelado económico se estudiarán y analizarán los datos correspondientes a los costes fijos y a los costes variables derivados de la instalación, los equipos que la forman y el coste de la energía eléctrica. La optimización económica del sistema se ha modelado y resuelto con la herramienta LINGO(LINDO,2012), siguiendo el ejemplo desarrollado por Ana Lázaro (Lázaro,2006).

- Costes fijos. Los costes fijos son aquellos que se derivan de la inversión inicial y que, por tanto, se mantienen invariables durante el año. Estos costes fijos estarán compuestos por la inversión de los diferentes elementos que forman el sistema, esto es, la bomba de calor, el acumulador y los paneles fotovoltaicos. Los costes fijos se calcularán siguiendo el método aplicado por José Ramos en su Tesis Doctoral (Ramos, 2012). Su cálculo se muestra en el apartado “4.3 Costes fijos”.
- Costes variables. Los costes variables dependen del precio de la electricidad, que varía según se consuma en periodo valle, llano o punta. Para los costes variables se utilizarán los datos proporcionados en la tabla 3.4 “Periodos horarios calefacción y refrigeración”. A la hora de estudiar los costes variables anuales, nos centramos en los consumos de la red eléctrica y los periodos horarios de la tarifa eléctrica escogida, por lo que se necesita primero hallar cual es la cantidad de la energía total que se consume de ella, y luego, la multiplicamos por el coste de cada periodo. El proceso de selección de la tarifa eléctrica que nos define los costes variables se muestra en el apartado “4.2. Selección de la tarifa eléctrica”.

3.4 CRITERIOS DE OPTIMIZACIÓN.

El sistema de estudio podrá optimizarse de acuerdo a dos criterios, bien según mínimos costes o bien según mínimas emisiones de CO₂. Por ello, el modelo se comportará de manera diferente según elijamos un tipo de optimización u otra.

- Mínimos costes. El modelo se fija minimizar el coste total anual de la instalación. Puesto que los costes fijos se mantendrán invariables durante todo el año, lo que el sistema intentará optimizar son los costes variables, que están relacionados a su vez con el consumo de la red eléctrica y el precio de este consumo. Por ello, el modelo de optimización se encargará de decidir en que periodos horarios y cuanto consumir de la red eléctrica, para minimizar el coste.
- Mínimas emisiones de CO₂. Las emisiones de CO₂ también están relacionadas con el consumo de energía de la red, pero no con el precio de ese consumo. Por tanto, cuando optimizamos para mínimas emisiones de CO₂ el modelo no se centra tanto en qué periodos consumir de la red eléctrica para reducir costes, sino en consumir la mínima energía eléctrica.

4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

4.1 MODELO PROPUESTO

En este trabajo nos centramos en la combinación de equipos de producción tanto de calor como de frío para analizar la configuración óptima que satisfaga la demanda de nuestro distrito. Esto incluye combinar bombas de calor, almacenamiento térmico y paneles fotovoltaicos. A su vez, compararemos este sistema con los resultados obtenidos en el proyecto de fin de grado de Rubén Royo Millán “Sistemas de calefacción de distrito con bomba de calor y almacenamiento térmico”, en el cual se simulaba, para la misma demanda y el mismo distrito, configuraciones diferentes a las escogidas en este proyecto.

Para ello, se plantea un sistema de climatización de distrito el cual se irá modificando para analizar los siguientes casos:

- Equipo de dos bombas de calor sin sistema de almacenamiento de apoyo.
- Equipo de una bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible
- Equipo de una bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible y panel fotovoltaico.

4.1.1 Sistema de bombas de calor sin almacenamiento.

En primer lugar, vamos a plantear un sistema de calefacción y refrigeración con dos bombas de calor. Las dos bombas de calor funcionan directamente frente a la demanda como únicas proveedoras de la energía térmica requerida, sin ningún apoyo auxiliar como podría ser un sistema de almacenamiento. Por ello, deben estar dimensionadas para ser capaces de suministrar hasta el mayor pico de la demanda. El sistema que se plantea optimizará en función a criterios económicos y escogerá la mejor opción entre una bomba de mayor potencia o dos de menor potencia.

La configuración del sistema se puede ver, de forma simplificada, en la figura 3.1.

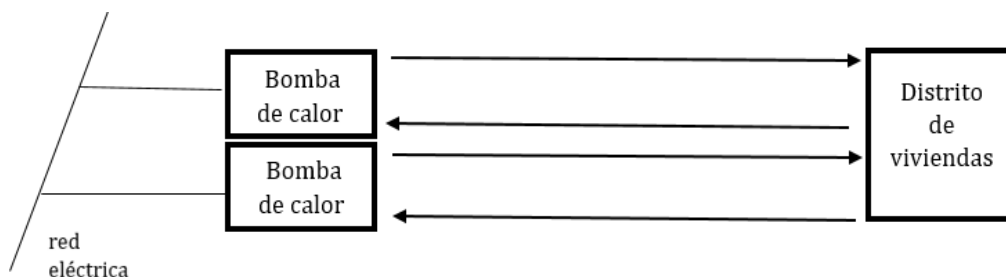


Figura 4.1 Esquema del sistema de climatización del sistema propuesto. Bombas de calor.

4.1.2 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible

En segundo lugar, plantearémos un sistema de climatización para la misma instalación, sin embargo, en lugar de disponer de dos bombas como únicas proveedoras de la energía térmica requerida como en el caso anterior, emplearemos una única bomba a la que acoplaremos un sistema de almacenamiento de energía térmica por calor sensible. Así, en los periodos de mayor demanda en los que la bomba no pueda hacer frente ella sola a la energía requerida, se ayudará de la energía almacenada en el acumulador.

Este almacenamiento de calor sensible se lleva a cabo mediante transferencia de calor a un elemento que lo almacena sin cambiar de estado (en nuestro caso agua). Es el sistema más común y directo de almacenamiento de energía térmica. Sin embargo, el mayor inconveniente es el gran tamaño requerido y las pérdidas de calor. Este tanque, por tanto, debe de estar dimensionado para ser capaz de, junto con la bomba de calor, suministrar hasta el mayor pico de la demanda.

El sistema que se plantea se optimizará en función a criterios económicos, escogiendo cuando cargar el acumulador, dependiendo de la tarifa eléctrica.

La configuración del sistema se puede ver, de forma simplificada, en la figura 3.2.

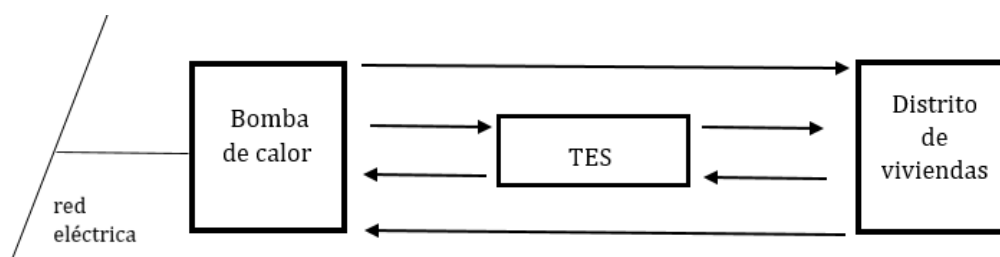


Figura 4.2 Esquema del sistema de climatización del sistema propuesto. Bomba de calor y almacenamiento térmico.

4.1.3 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible y panel fotovoltaico

Por último, plantearémos un sistema de climatización para la misma instalación en el que además del sistema de bomba de calor y almacenamiento de energía, incluiremos un sistema de paneles fotovoltaicos para alimentar la bomba de calor durante las horas en las cuales haya capacidad de producción solar.

Así, en los momentos en los que haya producción solar, el consumo de la red eléctrica por parte de la bomba se reducirá, lo que se traduce en una reducción de los costes. Al igual que en los casos anteriores, el sistema que se plantea se optimizará en función a criterios económicos, escogiendo cuando cargar el acumulador, dependiendo de la tarifa eléctrica.

4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

La configuración del sistema se puede ver, de forma simplificada, en la figura 3.3.

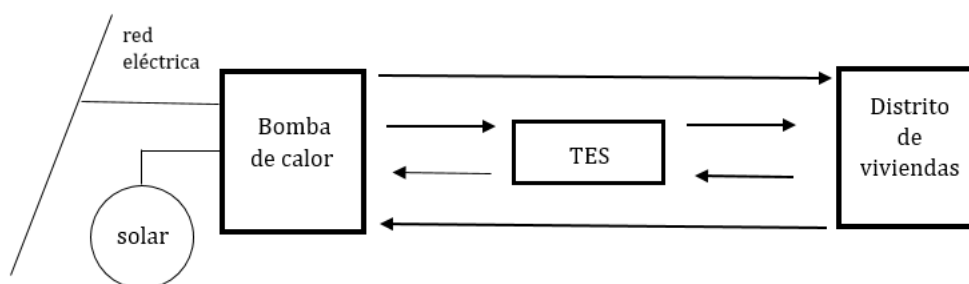


Figura 4.3 Esquema del sistema de climatización del sistema propuesto. Bomba de calor, almacenamiento térmico y sistema fotovoltaico.

4.2 SELECCIÓN DE LA TARIFA ELÉCTRICA

El modelo matemático de optimización tiene como objetivo minimizar el coste total anual, que es la suma de los costes fijos y costes variables. Los costes fijos son los que derivan de la inversión inicial de los equipos junto con el factor de amortización, mientras que los variables dependen del precio de la electricidad, que varía según el periodo en el que se consume.

Los costes variables van a depender, por tanto, del tipo de tarifa eléctrica que escojamos. La selección de un tipo u otro de tarifa dependerá de la potencia que las bombas de calor requieren para su funcionamiento.

Dependiendo del modelo que escojamos (satisfacción de la demanda con dos bombas de calor o bomba de calor más almacenamiento) deberíamos de escoger una tarifa u otra, pues, aunque la demanda va a ser la misma, en el caso de las dos bombas de calor estaremos necesitando unos 490 kW (244 kW por bomba), mientras que, en el caso con el almacenamiento térmico, tan solo necesitaremos 244 kW.

Por ello, se opta por la Tarifa 3.1.A, tarifa de alta tensión para potencias menores o iguales a 450 kW, cuyos precios de suministro eléctrico se muestran en la Tabla 3.2. A pesar de que se supere la potencia máxima de esta tarifa, se realiza la simulación de ambos casos con estos datos para poder comparar, ya que no difieren mucho. En caso de ser necesaria una mayor precisión habría que seleccionar una tarifa de mayor potencia

Respecto a los períodos de la tarifa seleccionada, son diferentes según sea horario de invierno o de verano. Así, para el caso de calefacción tomaremos como referencia el horario de invierno pues el mayor consumo va a realizarse durante los meses de invierno (87 % del consumo en invierno frente al 13 % que supone el de verano). Para el caso de refrigeración tomaremos como referencia el horario de verano. Al seleccionar un día tipo de cada mes, se supone laborable. Así, dependiendo de si calculamos calefacción y ACS o refrigeración, los periodos horarios quedan repartidos de la siguiente manera.

Horario	0-8	8-10	10-16	16-17	17-23	23-24
Invierno (calefacción)						
Verano (Refrigeración)						

Figura 4.4 Periodos horarios calefacción y refrigeración. Fuente: Tarifa-eléctrica.es

Valle
 Llano
 Punta

El precio del suministro eléctrico para la tarifa 3.1.A de Endesa que emplearemos para nuestro modelado económico es el siguiente:

Periodo	Valle	Llano	Punta
Termino potencia (€/kW y año)	8,367731	36,490689	59,173468
Termino energía (€/kWh)	0,007805	0,012754	0,014335

Tabla 4.1 Precio de suministro eléctrico para la Tarifa 3.1.A. Fuente: "INFORME DE PRECIOS ENERGÉTICOS REGULADOS. Datos enero de 2016. IDAE".

4.3 COSTES FIJOS

Los costes fijos son los costes asociados a la inversión de los equipos y al mantenimiento los mismos. El coste fijo viene definido como:

$$C_{\text{FIJO}} = f_{\text{AM}} \cdot (1 + \text{FCi}) \cdot (\text{Coste}_{\text{Inversión}}) \quad (17)$$

donde f_{AM} es el factor de amortización y mantenimiento de los equipos, FCi el factor de costes indirectos de la instalación y $\text{Coste}_{\text{Inversión}}$ es el coste derivado de la instalación de los equipos, que cambiará según calculemos un tipo de configuración u otra.

El factor de amortización y mantenimiento (f_{AM}) es la suma del factor de gastos concernientes a la operación y mantenimiento de los equipos ($f_{\text{O\&M}}$), que representan el 3,25 % del coste total de inversión ($0,0325 \text{ año}^{-1}$) (Ramos, 2012), y del factor de recuperación de capital (f_{RC}) que se obtiene según la ecuación 18:

$$f_{\text{RC}} = \text{int} \cdot \frac{(1 + \text{int})^n}{(1 + \text{int})^n - 1} \quad (18)$$

siendo int el tipo de interés anual y n el número de años de vida útil de los equipos.

Considerando una tasa de interés anual $\text{int} = 0,03 \text{ año}^{-1}$, y una vida útil de los equipos de 20 años, $n = 20$ años, el factor de recuperación de capital es de $0,1175 \text{ año}^{-1}$. Por tanto, el factor de amortización y mantenimiento toma el valor de $0,15 \text{ año}^{-1}$.

4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

Por otro lado, el coste específico de inversión de cada equipo ($\text{Coste}_{\text{Inversión}}$) se calcula utilizando la expresión:

$$\text{Coste}_{\text{Inversión}} = \text{Inv}_{\text{TES}} + \text{Inv}_{\text{BC}} + \text{Inv}_{\text{FOTOVOLTAICO}} \quad (19)$$

siendo Inv_{TES} el coste de inversión del sistema de almacenamiento térmico, Inv_{BC} el coste de inversión derivado de la bomba de calor y $\text{Inv}_{\text{FOTOVOLTAICO}}$ la inversión de los paneles fotovoltaicos. Para determinar el valor de Inv_{TES} se seguirá el planteamiento de Guadalfajara (2016), aplicando las ecuaciones y valores que se usan en su tesis, siendo los costes de inversión del tanque

$$\text{Inv}_{\text{TES}} = \alpha \cdot 4660 \cdot \text{Vol}^{0.615} \quad (20)$$

siendo α un factor de corrección de costes económicos de inversión de diferentes tecnologías de almacenamiento estacional que ha sido definido en de Guadalfajara (2016) y que toma el valor de 1 si se tiene un TES. Puesto que el volumen del acumulador lo hemos estimado en las fases anteriores, el valor de Inv_{TES} será el mismo independientemente del tipo de optimización que escojamos.

El valor de Inv_{BC} se calcula como el coste de inversión por unidad de potencia de la bomba de calor por la potencia nominal de la bomba de calor. En la Tabla 4.2 se recogen los costes de inversión de los equipos que se incluyen en el estudio de este sistema de climatización urbana.

Equipo	Coste de inversión	Referencias
Bomba de calor Wesper	279 €/kWt	Wesper (2014)
Bomba de calor Carrier	105 €/kWt	Bahnfleth and Peyer (2004)
Intercambiador geotérmico	603 €/kWt	IDAE (2011)
Panel fotovoltaico	264 €/m ²	Pina et al, (2016)

Tabla 4.2 Coste de inversión de los equipos

El valor de $\text{Inv}_{\text{FOTOVOLTAICO}}$, lo obtenemos como el coste de inversión del panel fotovoltaico por metro cuadrado por el área del campo fotovoltaico. Al igual que ocurría con el almacenamiento térmico, el área de los paneles se ha estimado en las fases anteriores por lo que, el valor de la inversión y mantenimiento relacionada con los paneles será independiente del tipo de optimización escogida.

4.4 SELECCIÓN POTENCIA DE BOMBEO

A la hora de diseñar la instalación, hay que tener en cuenta el análisis de la potencia correspondiente al bombeo del agua hacia la zona del distrito que queremos abastecer, pues el modelo podría no funcionar correctamente si la potencia de bombeo no fuese suficiente.

Así, realizaremos un modelado aproximado del modelo que nos permita estimar la potencia necesaria que requerirá la bomba. Para ello, supondremos una longitud de tubería recta de

aproximadamente 1000 metros. Con este valor calcularemos las pérdidas de presión asociadas al transporte del agua desde la instalación productora hasta el distrito. Además, se aplicará un factor de seguridad que nos permita asegurarnos de que la potencia de bombeo no sea insuficiente. A la hora de calcular la potencia, se ha tenido en cuenta el 'Anexo C' de Marín et al (2007)

De acuerdo con Marín (2007) las pérdidas de carga en función de la longitud de la tubería recta, suponiendo que el proceso es isotermo y despreciando el factor de pérdidas, se calculan de acuerdo a la ecuación 21.

$$\frac{\Delta\rho}{L} = -f \cdot \frac{1}{2} \cdot \rho \frac{V^2}{D_H} \quad (21)$$

Los datos que nos faltan son el factor de fricción de Darcy (f) y el diámetro hidráulico (D_H). La velocidad del fluido caloportador (agua) en el interior de las tuberías se va a suponer igual a 1,2 metros por segundo según la Universidad de Granada (2017).

Para poder determinar el resto de valores que desconocemos de la ecuación, es necesario determinar el diámetro hidráulico mediante la ecuación 22. Al tener tuberías de sección circular el diámetro hidráulico coincide con el diámetro de la tubería:

$$D_H = D \quad (22)$$

Con la definición de caudal volumétrico mostrada en la ecuación 23 se obtiene el área transversal de la tubería y con ella el diámetro necesario, que es igual a 0.2397 m.

$$\frac{\dot{q}_{max}}{3600} = V \cdot A_{tuberias} \quad (23)$$

A continuación, se calcula el valor del número de Reynolds, el cual nos permitirá determinar el factor de fricción de Darcy (f) pues depende del régimen del flujo. Utilizando el valor de la viscosidad del agua a 5 °C y por medio de la ecuación 24 se obtiene el número de Reynolds.

$$Re = \frac{\rho \cdot V \cdot D_H}{\mu(5^\circ C)} \quad (24)$$

El valor del número de Reynolds es 189236,84, por lo que el fluido tiene un comportamiento turbulento. Así, utilizando la relación de Filonenko mostrada en la ecuación 25, se obtiene el valor de f .

$$f = (0.790 \cdot \ln Re - 1.64)^{-2} \quad (25)$$

Una vez obtenido f , ya podemos obtener el valor de las pérdidas por unidad de longitud mediante la ecuación 21. Así tenemos que:

$$\frac{\Delta\rho}{L} = 47,41 \quad (26)$$

4. IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO PROPUESTO

Por último, para obtener la potencia de bombeo necesaria para que la bomba sea capaz de impulsar el caudal de agua, aplicaremos la ecuación 27 con la que obtenemos la potencia necesaria para cubrir las pérdidas de presión en el sistema

$$W_{p\acute{e}rdidas} = \frac{\Delta\rho \cdot m_{max}}{\rho} \quad (27)$$

De donde obtenemos que la bomba necesaria debe tener una potencia mínima de 2567 W. Estos cálculos solo han tenido en cuenta las secciones de tuberías rectas. Para aproximarse al sistema real, que tendrá codos, cambios de dirección, y además los serpentines de los intercambiadores de calor, se va a aplicar un coeficiente de seguridad de 1.3, para poder asegurar el funcionamiento de la instalación. Con todo esto, la potencia de bombeo del sistema va a ser de 4 kW.

El tiempo de operación de esta bomba se modela en el sistema por medio de los factores de utilización de la carga y de la descarga del depósito de almacenamiento de energía térmica, ya que lo que hace es limitarnos el hecho de que la instalación funcione correctamente.

4.5 EMISIONES DE CO₂

Para poder determinar las emisiones de CO₂ que emite nuestro sistema, es necesario definir una serie de valores que han de tenerse en cuenta para calcularlas. El cálculo de las emisiones totales anuales se compone de emisiones fijas y emisiones variables.

$$CO_{2_ANUAL} = CO_{2_FIJO} + CO_{2_VARIABLE} \quad (28)$$

Para calcular las emisiones fijas, se usarán los datos de las emisiones unitarias de los equipos (Pina et al,2016) que se muestran en la tabla 4.3.

Tecnología	Emisión unitaria
Bomba de calor	160 kg CO ₂ /kWel
Panel fotovoltaico	285 kgCO ₂ /m ²

Tabla 4.3 Información emisiones unitarias. Fuente: Pina et al, (2016).

Para calcular las emisiones del acumulador se seguirá el planteamiento de Guadalfajara (2016), por lo que aplicando las ecuaciones y valores que se usan en su tesis, las emisiones fijas quedan como se muestra en la siguiente ecuación.

$$EU_{TES} = 211 \cdot \left(\frac{KgCO_2}{m^3} \right) \cdot Vol \quad (29)$$

Para calcular las emisiones fijas se dividirán los datos de la tabla 4.3 entre la vida útil de la tecnología que estemos usando, siendo para el acumulador 50 años y para la bomba de calor y el panel fotovoltaico 20 años.

$$CO_{2_FIJO} = \frac{Vol \cdot EU_{TES}}{50} + \frac{EU_{equipo} \cdot C.I_{equipo}}{20} \quad (30)$$

Por otro lado, para las emisiones variables nos basaremos en el trabajo de Carvalho (2011), y su estudio del ciclo de vida del producto acerca de las emisiones de CO₂ para cada fuente energética. En este trabajo se obtiene que las emisiones de CO₂ de la red eléctrica española corresponden a 0.385 kgCO₂/kWh. Para la energía eléctrica que se obtiene de los paneles fotovoltaicos las emisiones de CO₂ son 0. Así, las emisiones variables de CO₂ se calculan según la ecuación 31.

$$CO_{2_VARIABLE} = \sum(W_{TOTAL_RED} \cdot EMISIONES_{RED}) \quad (31)$$

5. RESULTADOS

5.1 SISTEMA DE CALEFACCIÓN Y ACS.

En este apartado mostraremos los resultados obtenidos para las diferentes configuraciones diseñadas del sistema de calefacción y ACS del distrito que estamos estudiando.

5.1.1 Sistema de bomba de calor sin almacenamiento.

En primer lugar, hemos modelado el sistema de climatización para el caso de calefacción en el que se compara la mejor alternativa a elegir entre la bomba de calor Wesper seleccionada en el proyecto de fin de grado “Sistemas de calefacción de distrito con bomba de calor y almacenamiento térmico” realizado por Rubén Royo Millán y las dos bombas Carrier seleccionadas en este proyecto.

En el siguiente gráfico podemos ver la energía consumida por cada bomba, bien con la configuración del sistema formada por las dos bombas Carrier, o bien por la formada por la bomba Wesper usada en el proyecto de Rubén Royo Millán.

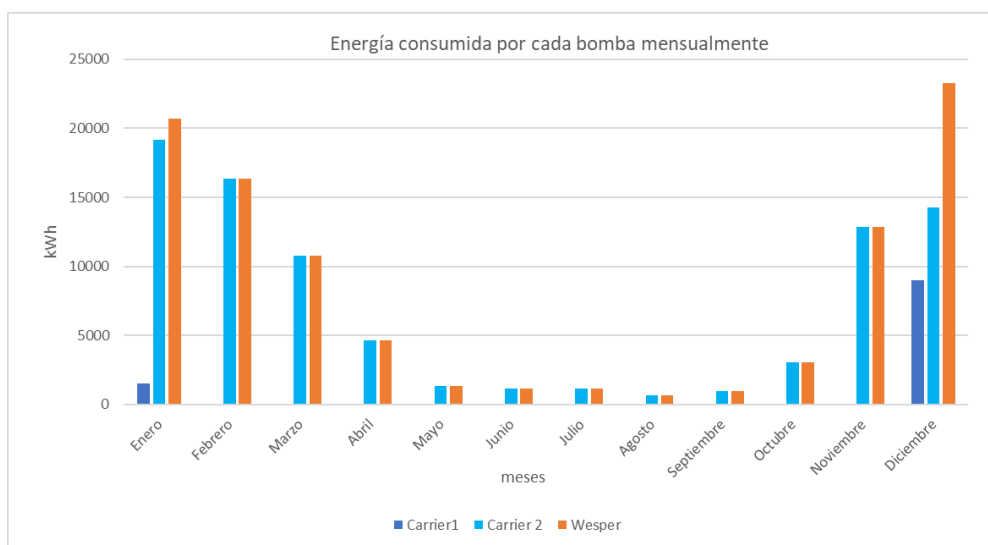


Figura 5.1. Consumo mensual bombas para calefacción y ACS

Como podemos ver, la bomba Wesper se encuentra funcionando todo el año. En el caso de las bombas Carrier, una de ellas si funciona durante todo el año mientras que el uso de la otra queda limitado a los meses de mayor demanda que son enero y diciembre.

En el siguiente gráfico se muestra el consumo de energía mensual de todo un año de cada una de las configuraciones.

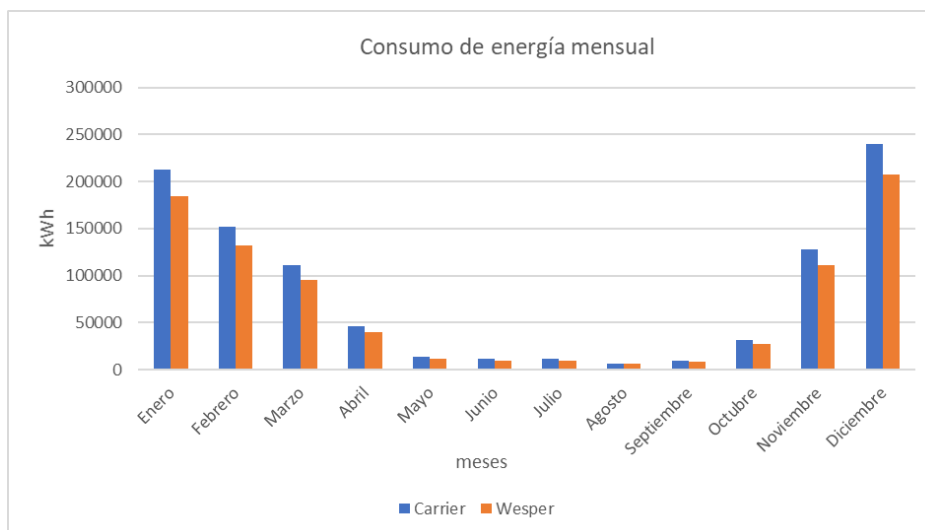


Figura 5.2 Consumo total mensual para calefacción

En primer lugar, vemos que, como ya habíamos señalado, la demanda de energía térmica se concentra casi toda en los meses de enero y diciembre, siendo diciembre el de mayor demanda. Como podemos ver, el consumo de energía para el sistema formado por la bomba Wesper es, durante todo el año, menor que el sistema formado por las bombas Carrier. Esto se debe a que la energía consumida se obtiene como resultado de la energía utilizada de la bomba de calor y el rendimiento de cada bomba:

$$\text{Energía consumida} = \frac{Q_{bc_utilizado}}{COP} \quad (32)$$

El rendimiento anual de la bomba Wesper con el que hemos trabajado es de 3,48 mientras que el de las bombas Carrier es de 3,156. Así, la energía consumida será menor cuanto mayor sea el COP.

5.1.2 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible.

En el siguiente sistema, hemos quitado una de las bombas Carrier y en su lugar, hemos incluido un sistema de almacenamiento térmico por calor sensible. Las diferencias con el sistema anterior a la hora de implementar el modelado económico radican en que:

- En el sistema anterior, al no haber almacenamiento, no incluíamos tarifa horaria, pues el sistema no tenía que usar este tipo de discriminación. Ahora, sin embargo, el sistema tendrá que elegir cuando cargar el acumulador y se basará, entre otras cosas, en esta tarificación horaria.
- Ahora el sistema se optimizará de acuerdo a dos parámetros: o bien según mínimos costes o bien según mínimas emisiones de CO₂. Esto no influirá sobre los costes fijos, sin embargo, los costes variables si que se verán afectados.

En las siguientes gráficas hemos representado los meses de enero y diciembre, pues son los únicos meses en los que la bomba de calor debe hacer uso del sistema de almacenamiento para poder hacer frente a la demanda. En las gráficas hemos representado el funcionamiento del acumulador,

5. RESULTADOS

tanto la energía que carga (Q_{alm_c}), como la energía que descarga (Q_{alm_d}) como la energía total acumulada ($Acum$). También hemos representado la energía calorífica usada por la bomba de calor en cada hora (Q_{bc}), así como la demanda del día tipo del mes representado (Q_{dem}).

Mostraremos los resultados obtenidos tanto para la optimización según mínimos costes como para la optimización según mínimas emisiones de CO_2 .

-Mínimos costes.

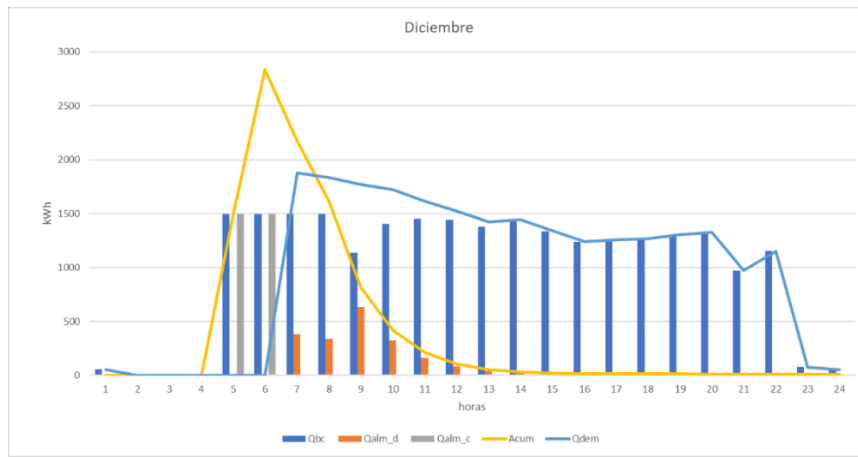


Figura 5.3. Bomba calor y almacenamiento diciembre mínimos costes.

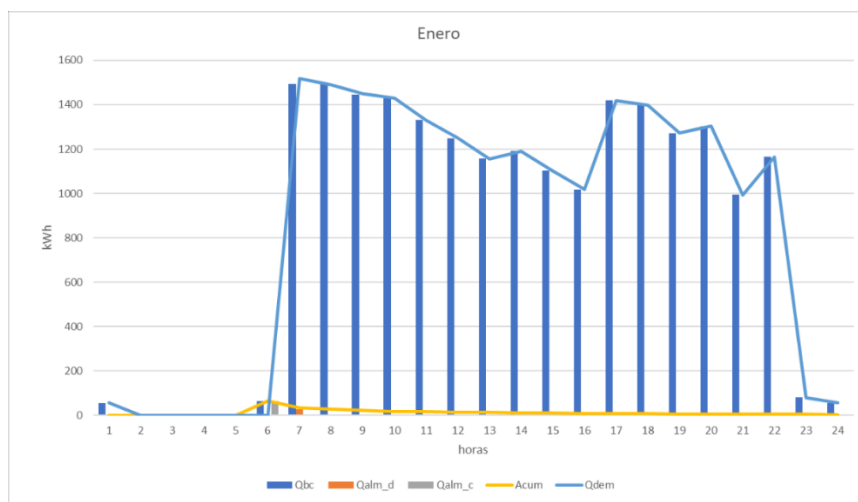


Figura 5.4. Bomba calor y almacenamiento enero mínimos costes.

-Mínimas emisiones de CO₂.

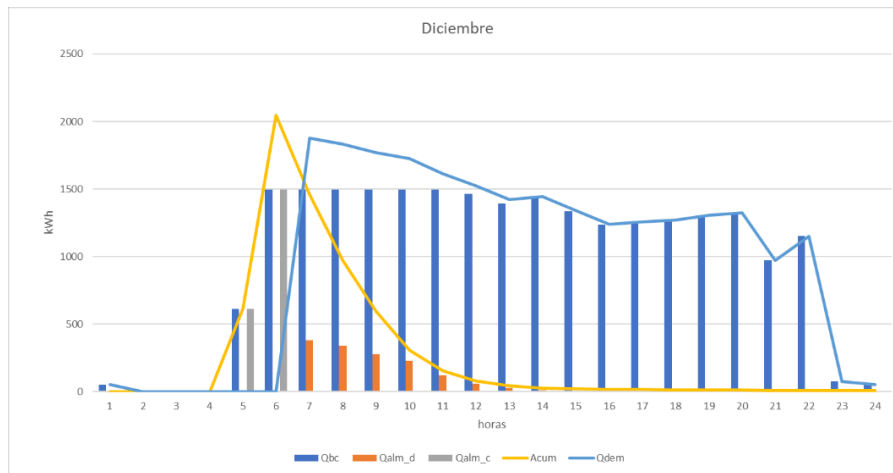


Figura 5.5. Bomba calor y almacenamiento diciembre mínimas emisiones.

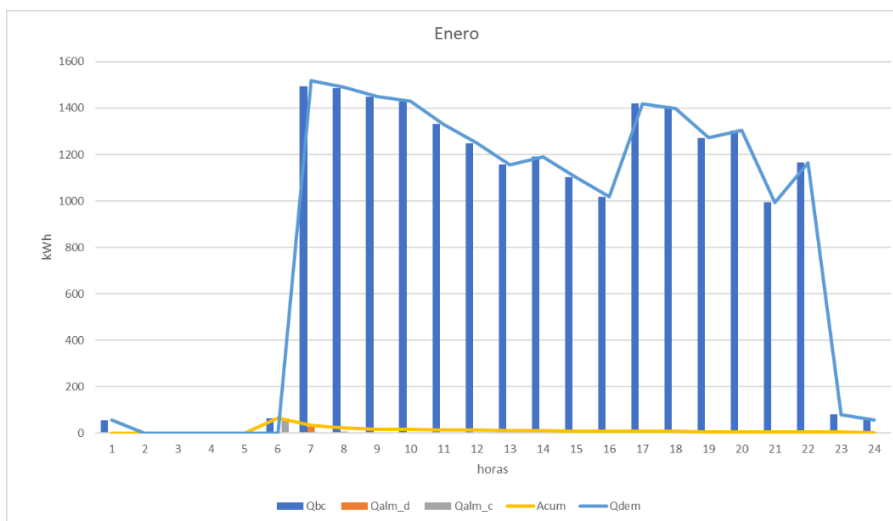


Figura 5.6. Bomba calor y almacenamiento enero mínimas emisiones.

Analizaremos el sistema para el mes de diciembre, pues en el mes de enero la energía suministrada por el acumulador es tan pequeña que el sistema funciona igual si optimizamos para mínimos costes o para mínimas emisiones.

Así, en el mes de diciembre, en ambas configuraciones el sistema tiene que usar el acumulador desde las 7 hasta las 12 horas. Luego lo gasta hasta las 16 horas. Como podemos ver, para ambas configuraciones acumula en los mismos periodos horarios, solo que con algunas diferencias. Para el caso de mínimos costes, acumula más energía para así utilizar menos la bomba de calor en los periodos donde el coste de la energía es mayor pues, como no está penalizada la carga parcial, a la hora de usar la bomba, le sale más rentable no usar la bomba al 100% y tirar del acumulador.

Para el caso de mínimas emisiones de CO₂, acumula la energía justa para cubrir los picos, usando la bomba al máximo en los periodos de mayor demanda, pues el CO₂ no depende de periodos horarios, solo del trabajo total de la red. Ya no vuelve a cargar el acumulador porque le sale más

5. RESULTADOS

rentable usar la bomba directamente (aunque sea en periodo punta) que cargar el acumulador, debido a las pérdidas.

En las siguientes gráficas podemos ver el consumo de electricidad por parte de la bomba de calor y los periodos horarios en que se usa:

Optimización según mínimos costes.

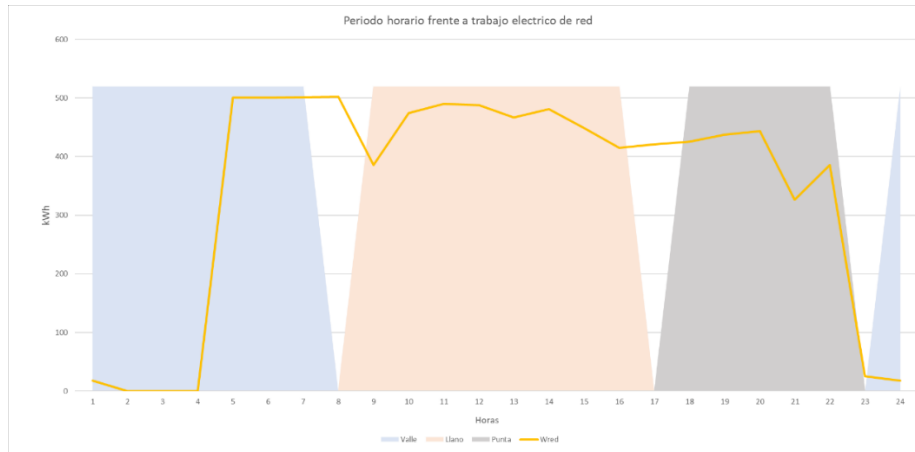


Figura 5.7. Representación consumo red eléctrica diciembre según periodos horarios para mínimos costes.

Optimización según mínimas emisiones de CO₂.

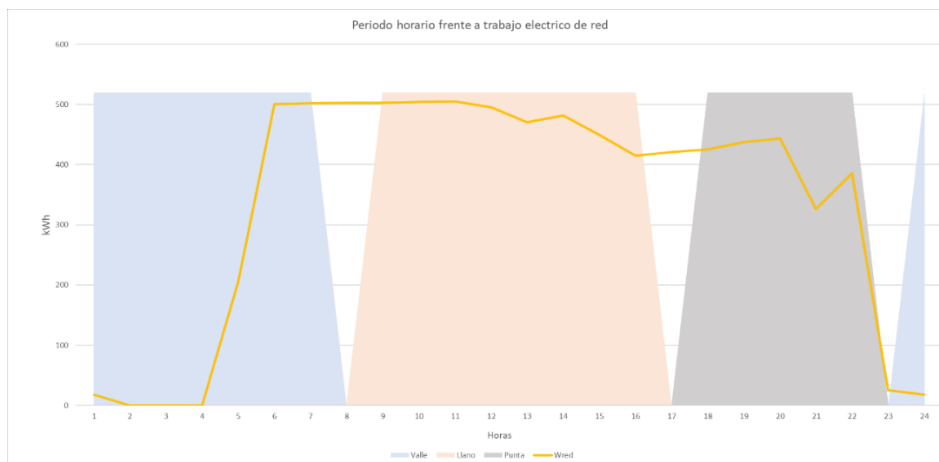


Figura 5.8. Representación consumo red eléctrica diciembre según periodos horarios para mínimas emisiones de CO₂.

La demanda por parte del distrito comienza a las 7 de la mañana. Como vemos, en ambos casos empieza a cargar el acumulador a las 5 de la mañana, en periodo valle. Sin embargo, para el caso de mínimos costes carga más energía en el acumulador que para el caso de mínimas emisiones de CO₂, por lo que ya hemos comentado anteriormente.

5.1.3 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible y panel fotovoltaico.

Para este caso, le hemos añadido al sistema anterior la posibilidad de alimentar a la bomba de calor no solo con la red eléctrica, si no también con paneles fotovoltaicos que suministren electricidad. Al igual que en el caso anterior, el sistema puede optimizarse para minimizar costes o bien para minimizar emisiones de CO₂.

En las siguientes gráficas hemos representado los meses de enero y diciembre, pues son los únicos meses en los que la bomba de calor debe hacer uso del sistema de almacenamiento para poder hacer frente a la demanda.

Mostraremos los resultados obtenidos tanto para la optimización según mínimos costes como para la optimización según mínimas emisiones de CO₂.

-Mínimos costes

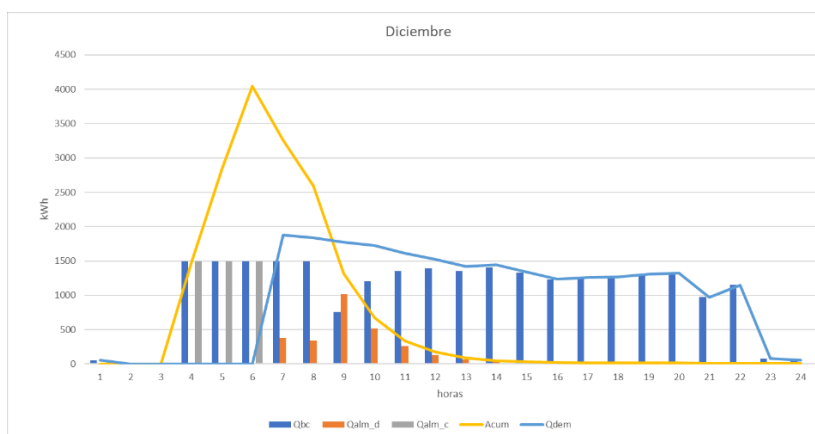


Figura 5.9. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico diciembre mínimos costes.

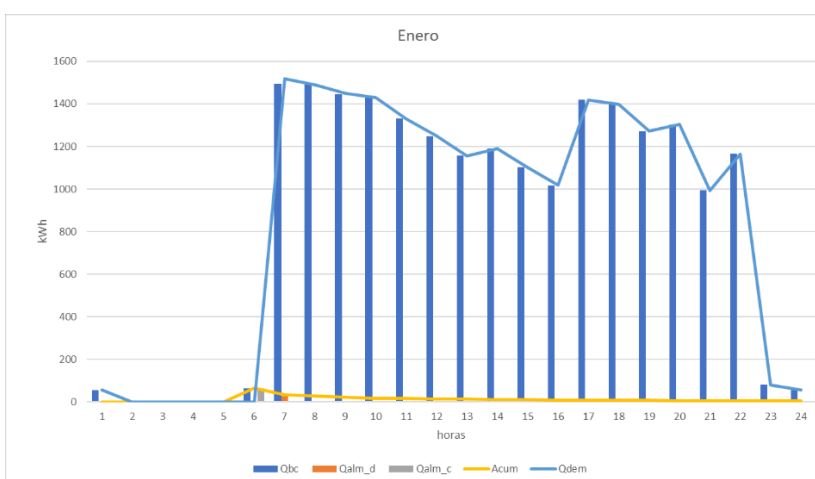


Figura 5.10. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico enero mínimos costes.

-Mínimas emisiones

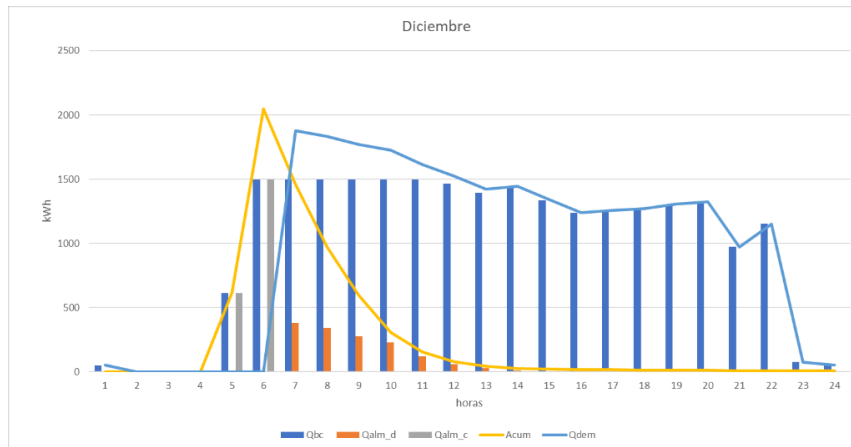


Figura 5.11. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico diciembre mínimas emisiones de CO₂.

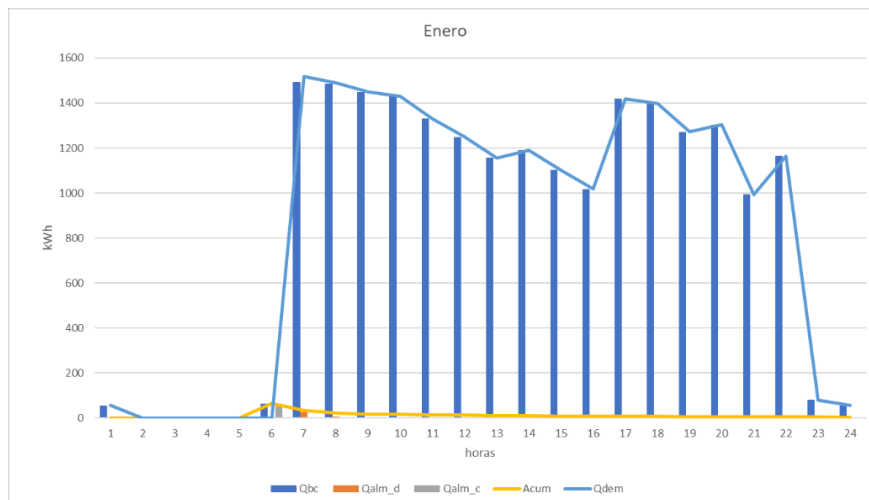


Figura 5.12. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico enero mínimas emisiones de CO₂.

Igual que en el caso anterior, analizaremos el sistema para el mes de diciembre. A diferencia de antes, en el mes de diciembre, carga el acumulador en distintos periodos horarios según optimicemos para mínimos costes o mínimas emisiones. Para el caso de mínimos costes, carga más el acumulador (ahora carga hasta unos 4000kW y antes hasta unos 2700kW). Para el caso de mínimos costes empieza a cargar el acumulador antes para en los periodos más caros, usar más el acumulador junto con el panel solar, por lo que el uso de la red eléctrica se reduce. Para el caso de menores emisiones de CO₂, carga igual que antes, lo justo para cubrir los picos.

En las siguientes gráficas mostramos el uso del panel solar (W_{solar}) y de la red eléctrica (W_{red}) en el mes de diciembre, tanto para mínimos costes como para mínimas emisiones de CO₂.

-Mínimos costes

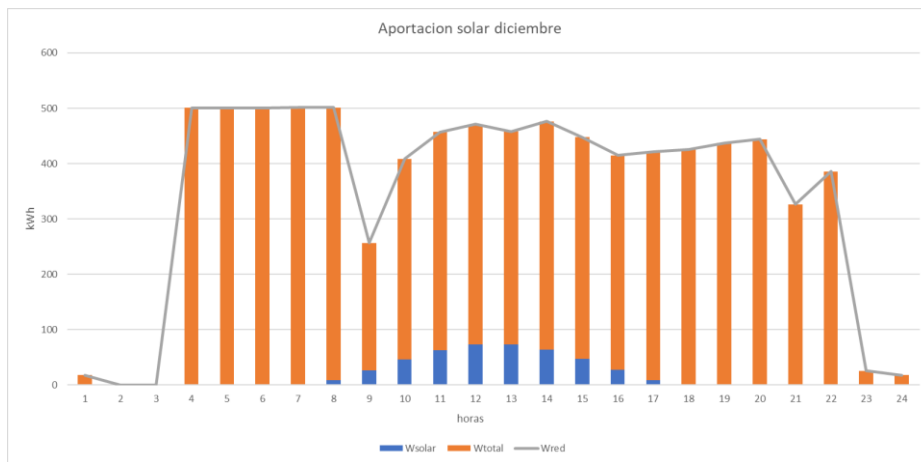


Figura 5.13 Uso trabajo eléctrico y trabajo solar para calefacción y ACS diciembre mínimos costes.

-Mínimas emisiones de CO₂

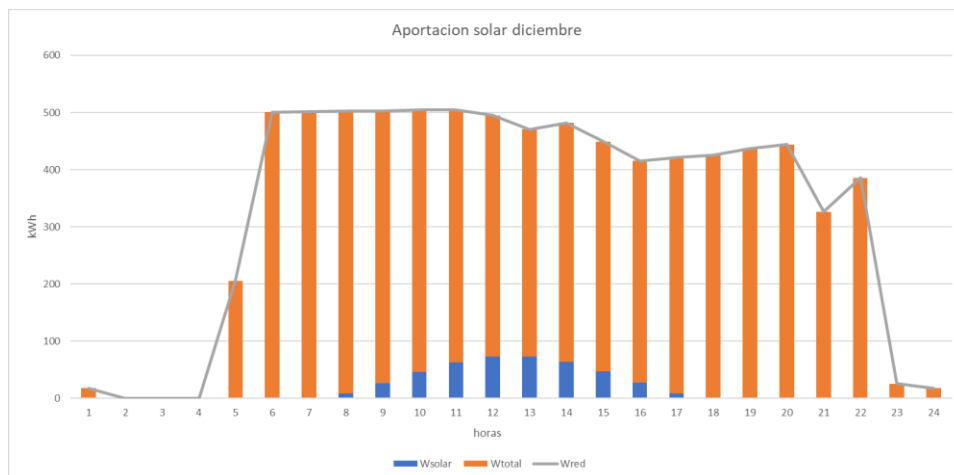


Figura 5.14 Uso trabajo eléctrico y trabajo solar para calefacción y ACS enero mínimos costes.

Como podemos ver, independientemente del tipo de optimización que elijamos, el trabajo solar del que hace uso la instalación es el mismo, pues aprovecha todo el trabajo eléctrico que pueda obtener del sol.

En las siguientes gráficas podemos ver el consumo de electricidad por parte de la bomba de calor y los periodos horarios en que se usa. En las gráficas están representados el trabajo de red que la bomba de calor demanda (Wred) y el trabajo eléctrico total que se consume de la red (Wtotal) que la bomba está usando realmente, teniendo en cuenta el trabajo eléctrico que aportan los paneles fotovoltaicos.

5. RESULTADOS

-Mínimos costes

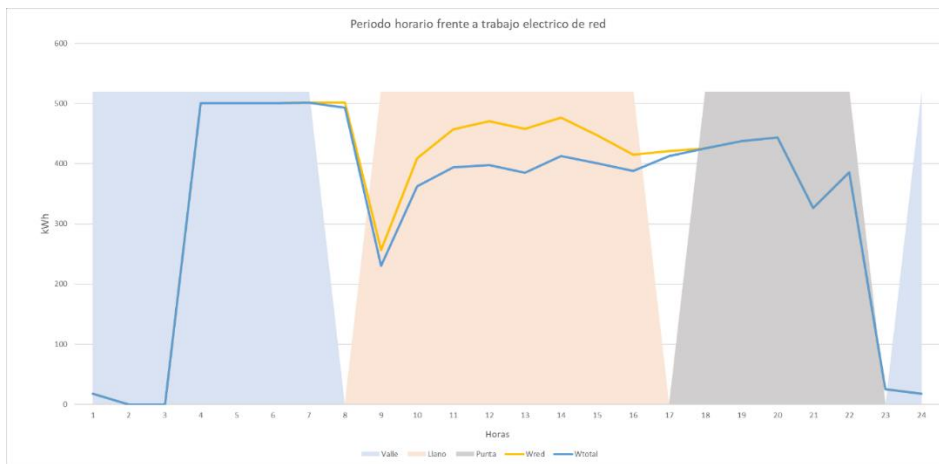


Figura 5.15. Representación consumo red eléctrica diciembre según periodos horarios para mínimos costes con panel fotovoltaico.

-Mínimas emisiones

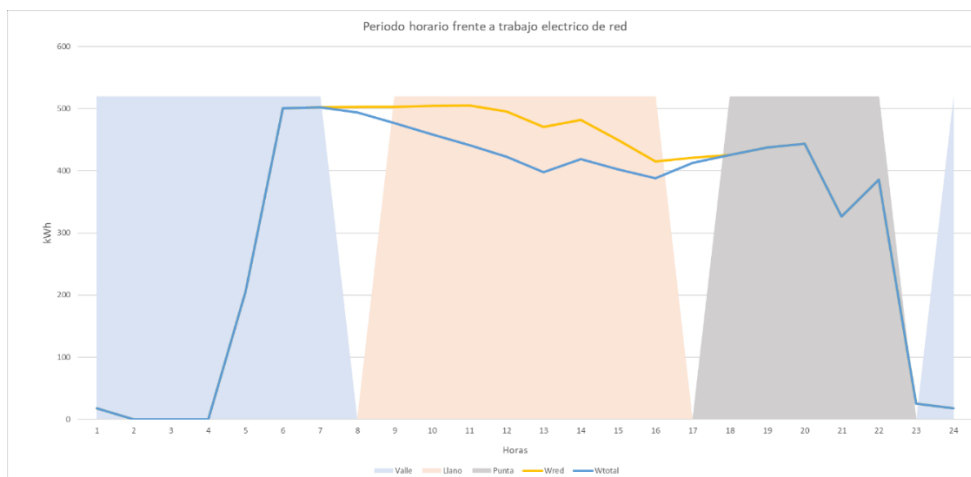


Figura 5.16. Representación consumo red eléctrica diciembre según periodos horarios para mínimas emisiones CO₂ con panel fotovoltaico.

Como podemos ver, tanto para mínimas emisiones de CO₂ como para mínimos costes, el consumo del trabajo total de red es menor que el trabajo de red que las bombas están demandando, debido al trabajo eléctrico aportado por el campo fotovoltaico. También podemos ver como para ambas optimizaciones, la bomba comienza a cargar el acumulador en periodo valle, aprovechando los momentos en los que la energía eléctrica es más barata.

Por último, los resultados económicos para las distintas configuraciones se ven reflejados en las tablas 5.1, 5.2 y 5.3.

-Sistema formado por las dos bombas Carrier:

Costes variables (€/año)	16.414
Costes fijos (€/año)	191.431
Costes totales (€/año)	207.847
Emisiones CO₂ (kgCO₂/año)	401.556
Trabajo red (kWh/año)	973.892

Tabla 5.1 Resultados económicos sistema de calefacción y ACS sin almacenamiento

-Sistema formado por bomba de calor Carrier y almacenamiento térmico:

Mínimos costes	Sin panel solar	Con panel solar
Costes variables (€/año)	16.547	13.904
Costes fijos (€/año)	116.176	163.403
Costes totales (€/año)	132.723	177.308
Emisiones CO₂ (kgCO₂/año)	397.254	361.054
Trabajo red (kWh/año)	993.437	844.075

Tabla 5.2 Resultados económicos sistema de calefacción y ACS con almacenamiento según mínimos costes.

Mínimas emisiones CO₂	Sin panel solar	Con panel solar
Costes variables (€/año)	16.560	13.926
Costes fijos (€/año)	116.177	163.403
Costes totales (€/año)	132.736	177.330
Emisiones CO₂ (kgCO₂/año)	395.833	356.022
Trabajo red (kWh/año)	989.745	831.005

Tabla 5.3 Resultados económicos sistema de calefacción y ACS con almacenamiento según mínimas emisiones CO₂.

En resumen, para el sistema de calefacción y ACS vemos como para el caso en que lo optimizamos para el mínimo coste, la mejor opción en cuanto a costes finales es aquella en la que instalamos una única bomba y el almacenamiento térmico. Los costes variables son menores en el momento en el que instalamos el panel fotovoltaico, pues nos reduce el uso de trabajo eléctrico de la red (16.547€ de costes variables sin panel frente a los 13.904€ con panel). Sin embargo, los costes fijos aumentan cuando instalamos el panel (116.176 € sin panel frente a los 163.403 € con el panel fotovoltaico) pues el coste de inversión de los paneles supone un gran gasto. Por tanto, aunque los costes variables son menores con el panel, el coste total de la instalación sale más rentable sin el panel fotovoltaico.

En el caso en el que optimizamos para las mínimas emisiones de CO₂, las emisiones son menores en el momento en el que instalamos el panel fotovoltaico (395.833 kgCO₂/año sin panel frente a las 356.022 kgCO₂/año), sin embargo, al igual que antes, la instalación del panel requiere de una gran inversión por lo que el coste final de la instalación es más rentable sin panel fotovoltaico (132.736 €) que con el panel fotovoltaico (177.330 €).

5. RESULTADOS

5.2 SISTEMA DE REFRIGERACIÓN.

En este apartado mostraremos los resultados obtenidos para las diferentes configuraciones diseñadas de refrigeración del distrito que estamos estudiando.

5.2.1 Sistema de bomba de calor sin almacenamiento.

En este apartado se muestran los resultados obtenidos del sistema desarrollado para el caso de refrigeración. En este modelado únicamente hemos incluido las bombas de calor Carrier pues no se disponían de los datos necesarios para poder hacer la comparación con la bomba de calor Wesper como en el modelado para calefacción.

En la siguiente figura podemos ver, por un lado, la energía total demandada de refrigeración a lo largo de todo un año y, por otro lado, como las bombas Carrier se encargan de satisfacer esta demanda. Vemos como el uso de las dos bombas se da en julio y agosto, mientras que para junio y septiembre es suficiente con una única bomba.

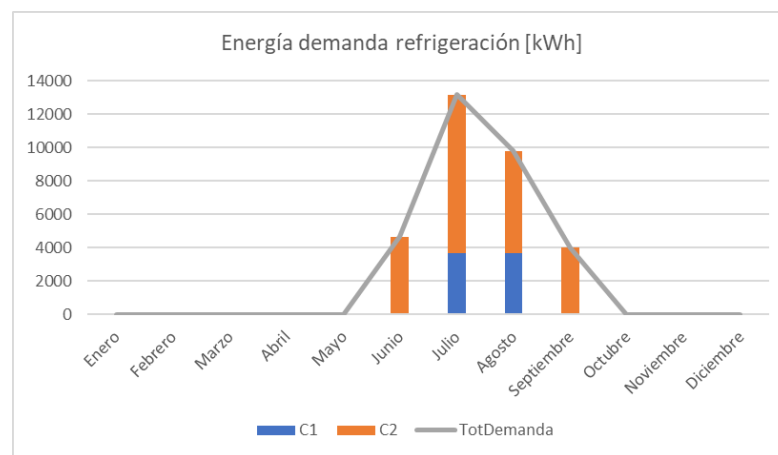


Figura 5.17. Energía refrigeración anual bombas Carrier

En la siguiente figura podemos ver el factor de utilización de las bombas en un día tipo del mes de julio para refrigeración.

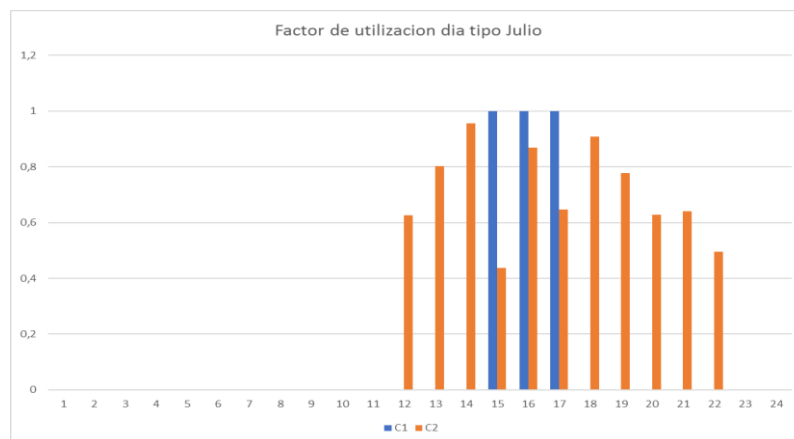


Figura 5.18 Factor de utilización día tipo julio para refrigeración

Como podemos ver, la demanda de refrigeración va desde las 12 hasta las 22 horas. El resto del día la demanda es nula. En el mes de julio vemos como de 11 horas que el sistema demanda refrigeración, únicamente durante 3 horas es necesario el uso de las dos bombas Carrier para satisfacer esta demanda, lo mismo ocurre en agosto. En los meses de junio y septiembre como ya hemos visto, no es necesario el uso de ambas bombas, con una única bomba el sistema es capaz de cubrir la demanda.

5.2.2 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible.

En el siguiente sistema, hemos quitado una de las bombas Carrier y en su lugar, hemos incluido un sistema de almacenamiento térmico por calor sensible. Las diferencias con el sistema anterior, son las mismas que para el caso de calefacción y ACS, y es que a la hora de hacer el modelado económico:

- En el sistema anterior, al no haber almacenamiento, no incluíamos tarifa horaria, pues el sistema no tenía que usar este tipo de discriminación. Ahora, sin embargo, el sistema tendrá que elegir cuando cargar el acumulador y se basará, entre otras cosas, en esta tarificación horaria.
- Ahora el sistema se optimizará de acuerdo a dos parámetros: o bien según mínimos costes o bien según mínimas emisiones de CO₂. Esto no influirá sobre los costes fijos, sin embargo, los costes variables si que se verán afectados.

En las siguientes gráficas hemos representado los meses de julio y agosto, pues son los únicos meses en los que la bomba de calor debe hacer uso del sistema de almacenamiento para poder hacer frente a la demanda. En las gráficas hemos representado el funcionamiento del acumulador, tanto la energía que carga (Qalm_c), como la energía que descarga (Qalm_d) como la energía total acumulada (Acum). También hemos representado la energía calorífica usada por la bomba de calor en cada hora (Qbc), así como la demanda del día tipo del mes representado (Qdem).

Mostraremos los resultados obtenidos tanto para la optimización según mínimos costes como para la optimización según mínimas emisiones de CO₂. Sin embargo, los resultados para este tipo de configuración para refrigeración son iguales optimicemos para mínimos costes o para mínimas emisiones de CO₂.

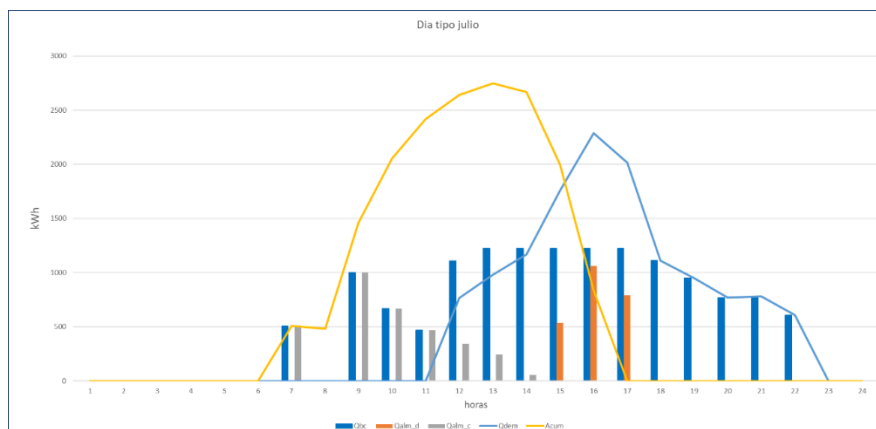


Figura 5.20. Bomba calor y almacenamiento julio mínimos costes.

5. RESULTADOS

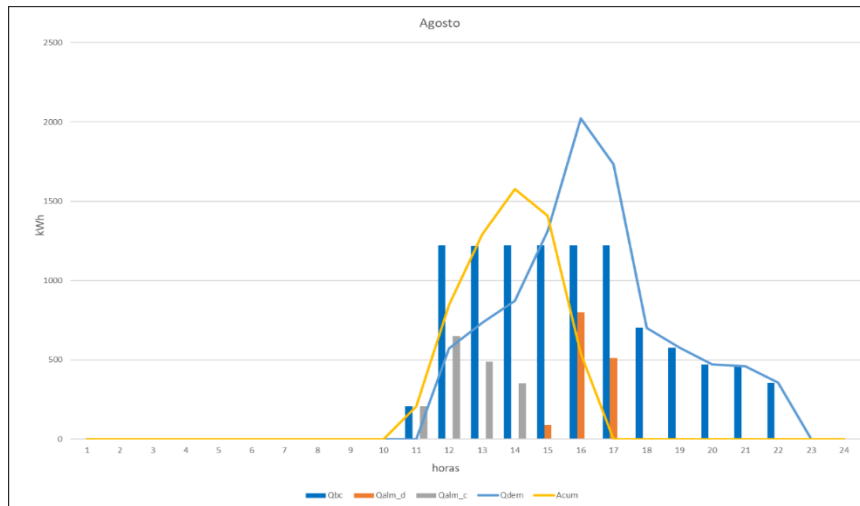


Figura 5.21. Bomba calor y almacenamiento agosto mínimos costes.

En las siguientes gráficas podemos ver el consumo de electricidad por parte de la bomba de calor y los periodos horarios en que se usa:



Figura 5.22. Representación consumo red eléctrica julio según periodos horarios.

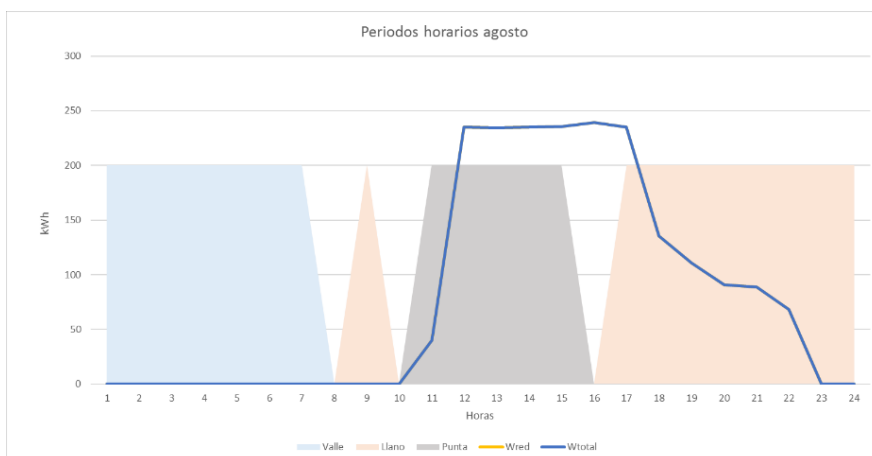


Figura 5.23. Representación consumo red eléctrica agosto según periodos horarios.

Tanto en el mes de julio como en el mes de agosto la demanda energética comienza a las 12 horas y termina a las 22. En el mes de julio (mes de mayor demanda) vemos como empieza a acumular al final de la hora valle (7 de la mañana) pues acumular antes no le renta debido a las perdidas. Después, continúa acumulando en el periodo llano, para no tener que acumular tanto en el periodo punta. A partir de las 12 horas comienza a usar la bomba de calor tanto para suplir la demanda como para cargar el acumulador, y descargará el acumulador desde las 15 hasta las 17 horas, que es cuando la bomba necesitará apoyarse en él. A partir de las 17 horas, la bomba puede hacer frente a la demanda ella sola, y no volverá a cargar el acumulador.

En el caso del mes de agosto, la demanda es menor por lo que necesitará cargar el acumulador menos. Por ello, no empieza a cargar hasta un par de horas antes de que vaya a necesitarlo. Pues entre lo que necesita cargar y las pérdidas al tenerlo cargado, con ese par de horas antes le compensa, aunque sea en periodo punta.

5.2.3 Sistema de bomba de calor con almacenamiento térmico por calor sensible y panel fotovoltaico.

Para este caso, le hemos añadido al sistema anterior la posibilidad de alimentar a la bomba de calor no solo con la red eléctrica, si no también con paneles fotovoltaicos que suministren electricidad. Al igual que en el caso anterior, el sistema puede optimizarse para minimizar costes o bien para minimizar emisiones de CO₂.

En las siguientes gráficas hemos representado los meses de julio y agosto, pues son los únicos meses en los que la bomba de calor debe hacer uso del sistema de almacenamiento para poder hacer frente a la demanda. Mostraremos los resultados obtenidos tanto para la optimización según mínimos costes como para la optimización según mínimas emisiones de CO₂.

-Mínimos costes;

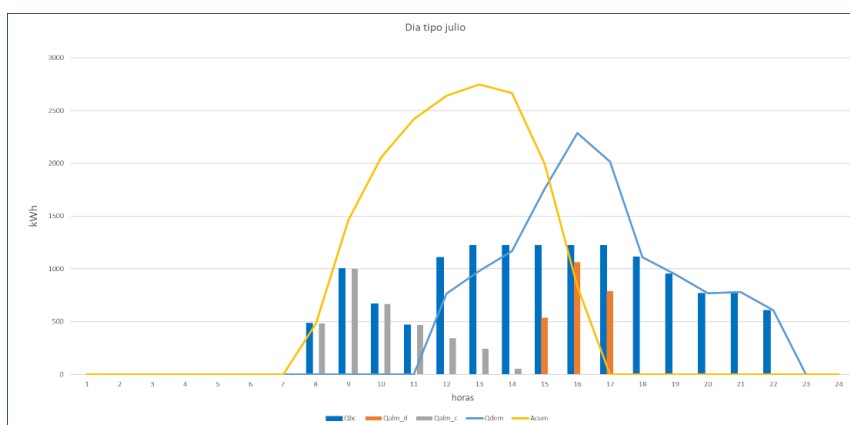


Figura 5.24. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico julio mínimos costes.

5. RESULTADOS

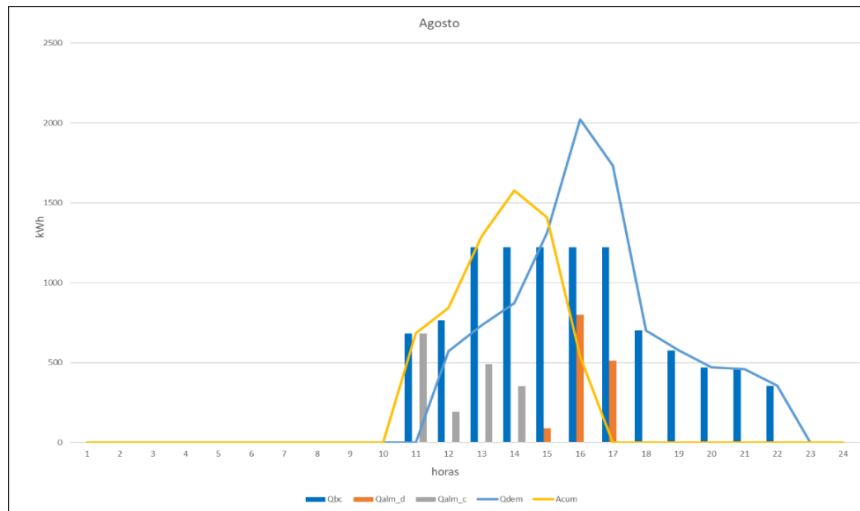


Figura 5.25. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico agosto mínimos costes.

Mínimas emisiones de CO₂:

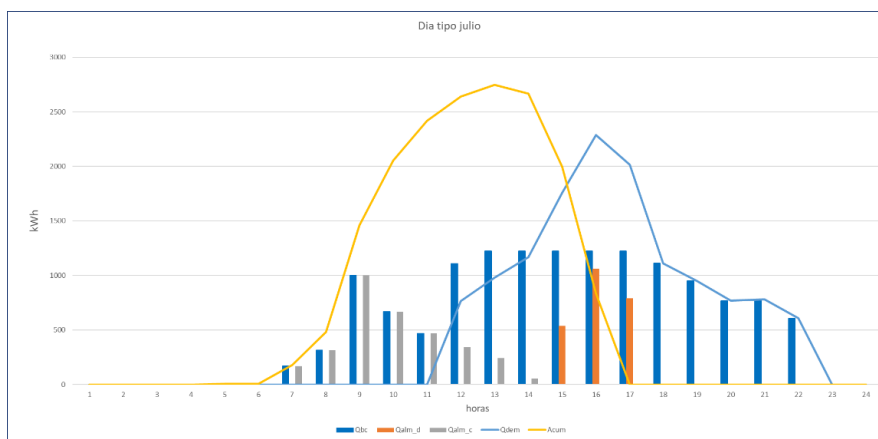


Figura 5.26. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico julio mínimas emisiones CO₂.

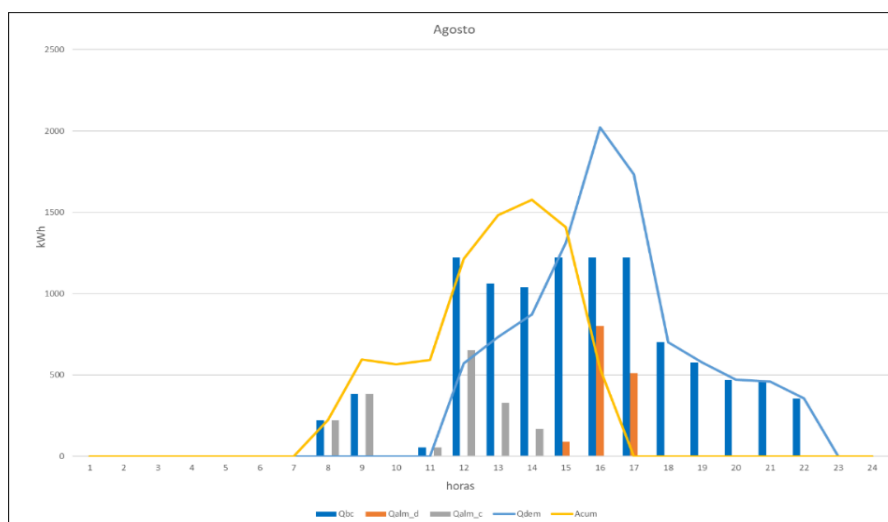


Figura 5.27. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico agosto mínimas emisiones CO₂.

A diferencia de antes (caso en el que no había paneles fotovoltaicos), carga el acumulador en distintos periodos según optimicemos para mínimos costes o para mínimas emisiones. En las siguientes gráficas mostramos el uso del panel solar y de la red eléctrica en el mes de julio tanto para mínimos costes como para mínimas emisiones de CO₂.

-Mínimos costes

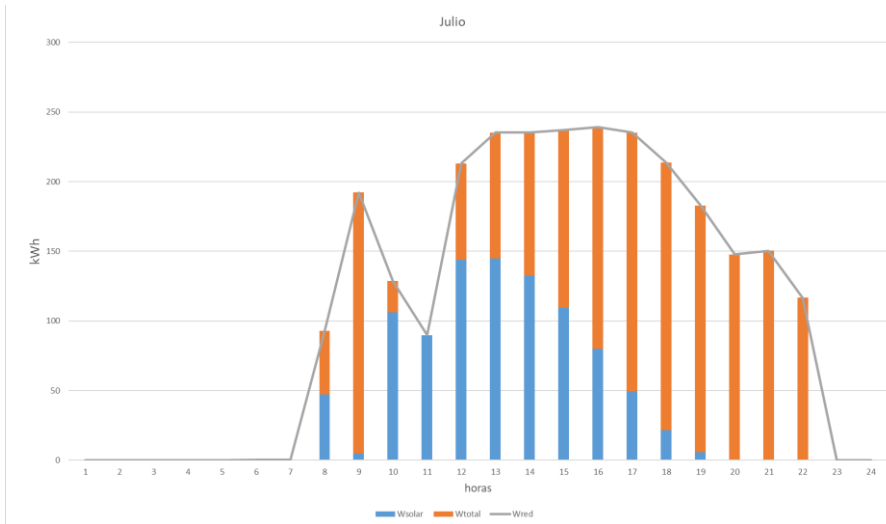


Figura 5.28 Uso trabajo eléctrico y trabajo solar para refrigeración mínimos costes.

-Mínimas emisiones de CO₂

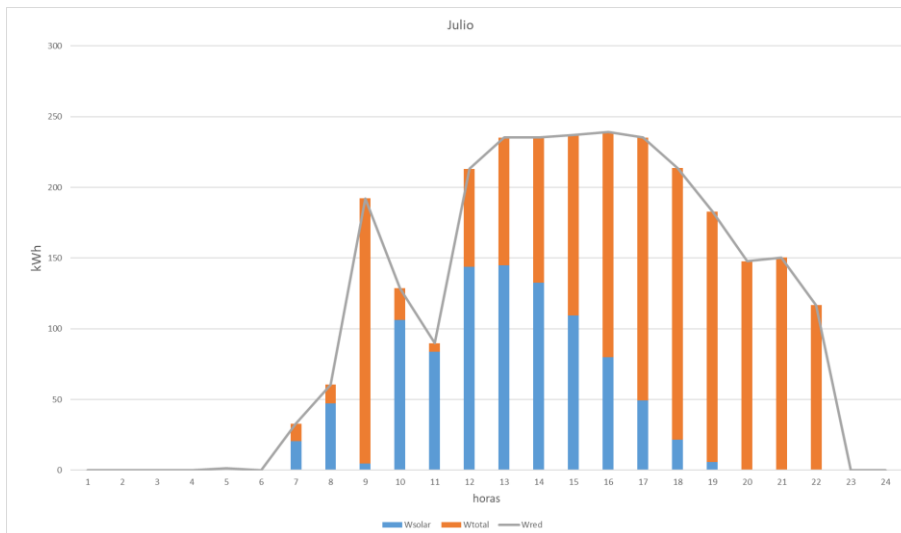


Figura 5.29 Uso trabajo eléctrico y trabajo solar para refrigeración mínimas emisiones CO₂.

Como podemos ver, el trabajo solar (Wsolar) utilizado por el sistema es diferente dependiendo del tipo de optimización que usemos, pues el trabajo de red que necesitamos es diferente, por lo que se usará el trabajo solar necesario según el sistema.

Por último, en las siguientes gráficas podemos ver el consumo de electricidad por parte de la bomba de calor y los periodos horarios en que se usa:

5. RESULTADOS

-Mínimos costes

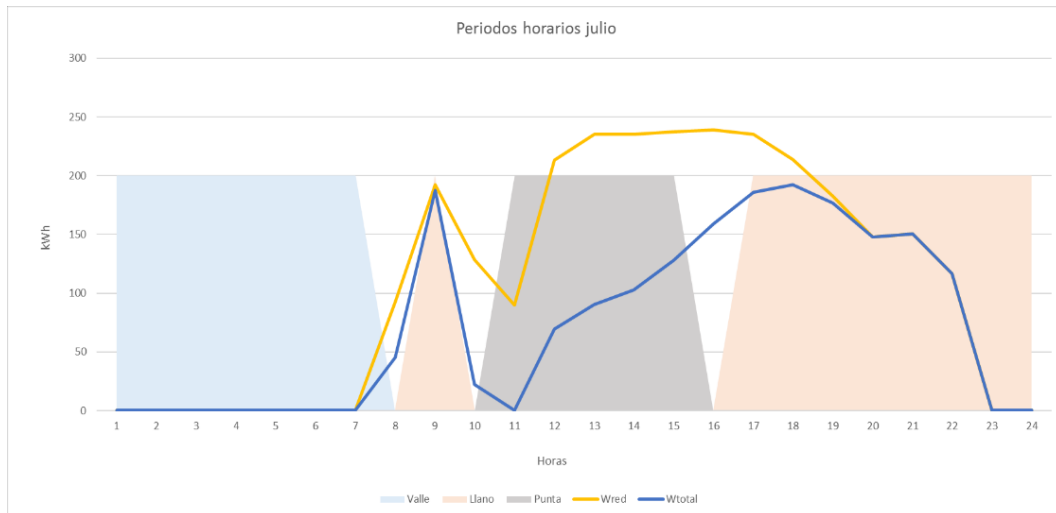


Figura 5.30. Representación consumo red eléctrica julio según periodos horarios para mínimos costes con panel fotovoltaico.

Mínimas emisiones CO₂

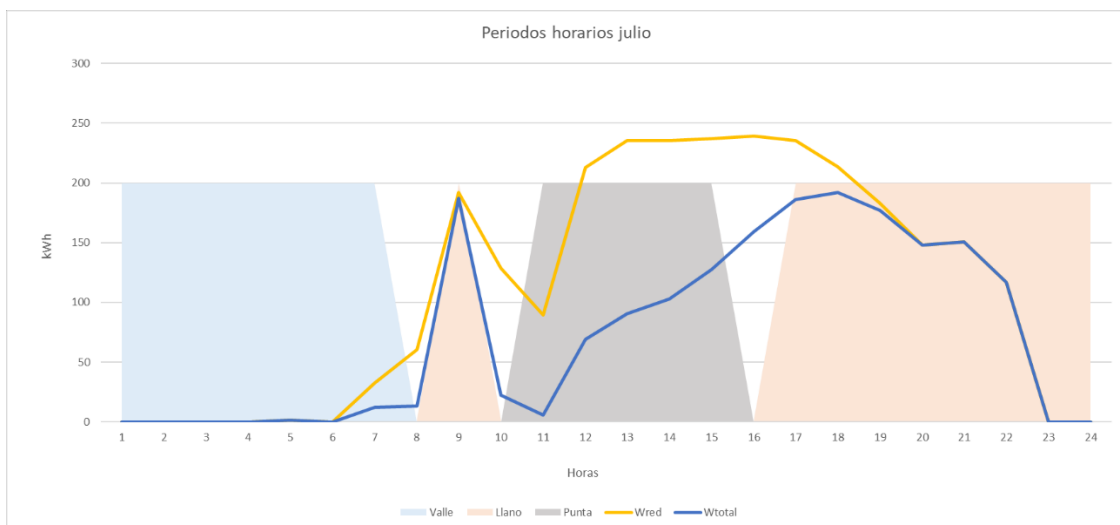


Figura 5.31. Representación consumo red eléctrica julio según periodos horarios para mínimas emisiones de CO₂ con panel fotovoltaico.

Para este caso, en que disponemos de panel solar, vemos como el trabajo de red demandado por la bomba (W_{red}) y el trabajo total que consume (W_{total}) son diferentes pues, al usarse el trabajo solar, hace que el trabajo de red se reduzca. Así por ejemplo vemos como aunque cargue el acumulador en hora punta (a las 11 horas) el consumo de energía eléctrica de la red es nulo pues se está valiendo del trabajo solar. La ventaja de usar los paneles fotovoltaicos para refrigeración en los meses de verano es que los mayores picos de la demanda, suelen darse cuando mayor trabajo eléctrico solar podemos obtener.

Como ya hemos mencionado anteriormente, en este caso el sistema se comportará de manera diferente dependiendo de si optimizamos para mínimos costes o mínimas emisiones.

En el mes de julio a partir de las 9 de la mañana ambas optimizaciones se comportarán exactamente igual, son los periodos a primera hora donde difieren. En el mes de agosto, no será hasta las 15 horas (momento en que empieza a usar el acumulador) cuando ambas configuraciones se comporten de la misma forma.

Por último, los resultados económicos para las distintas configuraciones se ven reflejados en las siguientes tablas.

-Sistema formado por las dos bombas Carrier:

Costes variables (€/año)	3.460,
Costes fijos (€/año)	167.142
Costes totales (€/año)	170.602
Emisiones CO₂ (kgCO₂/año)	95.625,
Trabajo red (kWh/año)	188.035

Tabla 5.4 Resultados económicos sistema de refrigeración sin almacenamiento.

-Sistema formado por bomba Carrier y almacenamiento térmico:

MIN COSTES	Sin panel solar	Con panel solar
Costes variables	3.716	2.126
Costes fijos	116.177	163.403
Costes totales	119.893	165.530
Emisiones CO₂	89.701	81.188
Wtotalred	194.597	117.153

Tabla 5.5 Resultados económicos sistema de refrigeración con almacenamiento según mínimos costes.

MIN CO₂	Sin panel solar	Con panel solar
Costes variables	3.716	2.139
Costes fijos	116.177	163.404
Costes totales	119.893	165.543
Emisiones CO₂	89.700	80.854
Wtotalred	194.597	116.683

Tabla 5.6 Resultados económicos sistema de refrigeración con almacenamiento según mínimas emisiones de CO₂.

En resumen, para el sistema de refrigeración vemos como para el caso en que optimizamos para el mínimo coste, la mejor opción en cuanto a costes finales es aquella en la que instalamos una única bomba y el almacenamiento térmico. En el caso que no tenemos panel solar, al minimizar tanto costes como emisiones los resultados son iguales, pues como nosotros le damos el volumen del acumulador y la dimensión del panel solar (lo que supone que las emisiones fijas sean iguales en un caso y en otro), lo que buscará minimizar son las emisiones variables que depende del trabajo total de red.

Por otro lado, cuando instalamos panel solar, ahora tendrá en cuenta no solo la tarifa horaria, sino la cantidad de trabajo eléctrico que puedes obtener del sol. Así, ahora los resultados serán diferentes si elegimos optimizar según mínimos costes o mínimas emisiones de CO₂, ya que cargará el acumulador más o menos según le convenga

Como vemos, al instalar el panel solar, los costes variables son menores, sin embargo, los costes fijos son mucho mayores. La diferencia que vemos entre optimizar para mínimos costes o mínimas

5. RESULTADOS

emisiones de CO₂ es que, los costes variables para la optimización según mínimo coste son menores, sin embargo, consume mayor trabajo de red para cargar el acumulador y así usar menos la bomba en los periodos más caros. En el caso de menores emisiones de CO₂, consume menos trabajo de red (por lo que las emisiones son menores) pero los costes variables son algo mayores.

6. CONCLUSIONES

Este trabajo plantea un acercamiento a algunas de las distintas configuraciones que pueden encontrarse en la generación térmica de los sistemas de climatización de distrito.

Este trabajo supone una continuación del trabajo desarrollado por Rubén Royo Millán “Sistemas de calefacción de distrito con bomba de calor y almacenamiento térmico”, en el que ya se planteaba una aproximación a los sistemas de calefacción de distrito, concretamente para el mismo distrito estudiado en este trabajo, situado en Parque Goya en la ciudad de Zaragoza. Así, en este trabajo se plantea una opción alternativa en la configuración del sistema para la climatización del distrito a las planteadas por Rubén, y su correspondiente estudio para elegir la configuración más económica.

A lo largo del trabajo se han estudiado los fundamentos sobre los sistemas de climatización de distrito y las bombas de calor necesarias para su integración, así como los sistemas de almacenamiento térmico y los paneles fotovoltaicos. Se han analizado los datos referentes a la demanda de calefacción, ACS y refrigeración para poder realizar así el dimensionado de los equipos de bomba de calor empleados en el sistema. Además, se desarrolla también un modelo matemático de optimización para analizar el sistema completo y obtener la configuración óptima que minimiza el coste total anual, objetivo principal del trabajo, así como la configuración óptima que minimiza las emisiones de CO₂.

Tras analizar los resultados en el apartado 5, pueden extraerse diferentes conclusiones sobre los sistemas de climatización de distrito con bomba de calor, almacenamiento térmico y paneles fotovoltaicos planteados:

- En primer lugar, vemos que, al no estar penalizada la carga parcial, el rendimiento de las bombas de calor siempre era el mismo, independientemente de si la bomba funcionaba al 100% o no. Sin embargo, si se tuviera penalizada la carga se podría ver si es óptimo que el acumulador cargue, ya que hay momentos en los que la bomba no trabaja a máxima potencia para trabajar junto con el acumulador.
- A lo largo de todo el trabajo vemos que es la demanda de refrigeración la que limita el dimensionado de todos los equipos, tanto de la bomba de calor, como del acumulador y de los paneles fotovoltaicos. Esto es porque en la refrigeración encontrábamos el mayor pico de la demanda. Se ha visto que, para poder cubrir el pico de la refrigeración, el sistema de calefacción quedaba sobredimensionado, por lo que los costes fijos y variables eran mayores que si hubiésemos diseñado el sistema para la optimización del sistema de calefacción.
- En este proyecto se ha dimensionado tanto el volumen del acumulador como el área de los paneles fotovoltaicos. La inclusión de estos parámetros como variables a obtener como resultado de la optimización del sistema se ha planteado para futuros trabajos.
- Desde el punto de vista económico, el sistema es más rentable con una única bomba de calor y el sistema de almacenamiento térmico. El sistema formado por las dos bombas de calor hacía que la instalación quedase sobredimensionada, haciendo que tanto los costes fijos aumentasen. Por otro lado, el sistema formado por bomba de calor, almacenamiento y panel fotovoltaico reducía las emisiones de CO₂ y los costes variables, sin embargo, el ahorro relacionado con los costes variables comparado con el coste de la inversión de los

6. CONCLUSIONES

paneles fotovoltaicos hacía que el coste total de la instalación fuese mucho mayor que sin los paneles fotovoltaicos.

Así vemos que, aunque desde el punto de vista económico el sistema al instalar los paneles fotovoltaicos no sea rentable, si que es interesante seguir investigando en este tipo de sistemas, cuyos costes irán descendiendo conforme se avance en ellos.

Seguir desarrollando este trabajo, mejorando la integración de los paneles fotovoltaicos en este tipo de sistema, podría llegar a soluciones más económicas. Además, los grandes acumuladores existentes hasta el momento son instalaciones más bien experimentales, por lo que se espera que se produzca una importante reducción de costes mediante los avances de la investigación en este campo.

BIBLIOGRAFÍA

ADHAC (2011). *Guía básica de redes de distrito de calor y de frío*.

ADHAC (2016). *Censo de Redes octubre 2016*.

ATECOS. *Bombas de calor geotérmicas*. Disponible en:

http://www.miliarium.com/ATECOS/HTML/Soluciones/Fichas/Bombas_calor_geotermica.PDF

[Visitado el 3 de junio 2017]

Bernad Montenegro, Alfonso. (2017). *Estudio comparativo de sistemas solares de calefacción de distrito con bomba de calor y almacenamiento de energía térmica para una urbanización en Parque Goya (Zaragoza)*. Trabajo Fin de Grado. Zaragoza, España: Universidad de Zaragoza.

Carrier (2017). *Enfriadoras de agua de condensación por agua. Bombas de calor agua-tornillo de origen. 30XW/30XW-P*.

Carvalho, M. (2011). *Thermoeconomic and environmental analyses for the synthesis of polygeneration systems in the residential-commercial sector. PhD Thesis*. Zaragoza, España: Universidad de Zaragoza.

de Guadalfajara, M. (2016). *Economic and Environmental Analysis of Central Solar Heating Plants with Seasonal Storage for the Residential Sector. PhD thesis*. Zaragoza, España : Universidad de Zaragoza.

de Wit, J. (2007). *Heat Storages for CHP Optimisation. Dinamarca. Danish Gas Technology Centre*.

Diario oficial de la unión europea. *DIRECTIVA 2009/28/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 23 de abril de 2009*.

EES (2014). *Engineering Equation Solver. F-Chart Software*.

Estudios IDAE 001. *Parques de Bombas de Calor de España. Síntesis del Estudio*.

Estudios IDAE 002. *Las grandes redes de Barcelona. Análisis de potencial y oportunidades de integración de energía solar térmica en redes de calor*.

FEMP. *Climatización urbana en las ciudades españolas*.

Frers, Cristian. *Renovables, una solución a la dependencia energética*. Disponible en:

<http://waste.ideal.es/renovables-2.htm> [Visitado el 2 de mayo de 2017]

Global CCS Institute. *Cooling demand in Europe*. Disponible en:
<https://hub.globalccsinstitute.com/publications/common-vision-renewable-heating-and-cooling-sector-europe-2020-2030-2050/22-cooling-demand-europe>.
[Visitado el 2 de mayo de 2017]

IDAE (2011). *Análisis del consumo energético del sector residencial en España. Informe final del proyecto Sech-Spahousec*.

IDAE (2014). *Prestaciones medias estacionales de las bombas de calor para producción de calor en edificios*.

IDAE (2016). *Informe de precios energéticos regulados*.

Lázaro, Ana. (2006). *Estudio teórico y optimización de un sistema de almacenamiento térmico con materiales de cambio de fase para free-cooling mediante técnicas numéricas*. Trabajo de investigación para la obtención del Diploma de Estudios Avanzados.

LINDO (2011) LINGO. *Optimization Modeling Software*. LINDO Systems Inc. (2011).

M.M. Huerta, J.M. Portela, A. Pastor. *Calefacción urbana o de distrito, ¿un sistema energéticamente más sostenible?* Disponible en:
<https://previa.uclm.es/actividades/2010/congresoIM/pdf/cdarticulos/226.pdf> [Visitado el 5 de mayo de 2017].

Navalón, Javier. *La necesidad de reducir las emisiones de CO₂ en construcción*. Disponible en:
<http://www.canxel.es/blog/la-necesidad-de-reducir-las-emisiones-de-co2-en-construccion/>
[Visitado el 5 de abril de 2017]

Pina, E.; Lozano, M.A.; Serra, M.^a. (2016). *Multicriteria synthesis of trigeneration systems assisted with renewable energy sources and thermal energy storage*. PowerEnergy2017.

Prieto Moreno, Raúl. *Energía Solar Fotovoltaica*. Disponible en:
<http://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com.es/> [Visitado el 6 de junio de 2017]

Ramos, J. M.^a (2012). *Optimización del diseño y operación de sistemas de cogeneración para el sector residencial comercial*. Zaragoza: Prensas de la Universidad de Zaragoza.

Royo Millán, Rubén. (2015) *Sistemas de calefacción de distrito con bomba de calor y almacenamiento térmico*. Trabajo Fin de Grado. Zaragoza, España: Universidad de Zaragoza.

LISTA FIGURAS

Figura 2.1. Esquema instalación bomba calor geotérmica. Fuente: Diseño de sistemas de bomba de calor geotérmica. IDAE.....	7
Figura 2.2. Evolución de la potencia térmica de la bomba (kW) en modo refrigeración en función de la temperatura.....	8
Figura 2.3. Evolución del EER de la bomba en modo refrigeración en función de la temperatura.....	8
Figura 2.4. Evolución de la potencia térmica de la bomba (kW) en modo calefacción en función de la temperatura.....	9
Figura 2.5. Evolución del COP de la bomba en modo calefacción en función de la temperatura.....	9
Figura 2.6. Curva de demanda frigorífica del distrito mes de julio.....	10
Figura 2.7. Funcionamiento panel fotovoltaico. Trabajo de investigación: Tendencias actuales de precios y tecnologías en plantas de generación fotovoltaica. Pontificia Universidad Católica de Chile.....	12
Figura 2.8. Variación de los costes fijos y variables según el área del parque fotovoltaico.....	15
Figura 4.1. Esquema del sistema de climatización del sistema propuesto. Bombas de calor.....	19
Figura 4.2. Esquema del sistema de climatización del sistema propuesto. Bomba de calor y almacenamiento térmico.....	20
Figura 4.3. Esquema del sistema de climatización del sistema propuesto. Bomba de calor, almacenamiento térmico y sistema fotovoltaico.....	21
Figura 4.4 Periodos horarios calefacción y refrigeración. Fuente: Tarifa-eléctrica.es.....	22
Figura 5.1. Consumo mensual bombas para calefacción y ACS.....	27
Figura 5.2 Consumo total mensual para calefacción.....	28
Figura 5.3. Bomba calor y almacenamiento diciembre mínimos costes.....	29
Figura 5.4. Bomba calor y almacenamiento enero mínimos costes.....	29
Figura 5.5. Bomba calor y almacenamiento diciembre mínimas emisiones.....	30
Figura 5.6. Bomba calor y almacenamiento enero mínimas emisiones.....	30
Figura 5.7. Representación consumo red eléctrica diciembre según periodos horarios para mínimos costes.....	31
Figura 5.8. Representación consumo red eléctrica diciembre según periodos horarios para mínimas emisiones de CO ₂	31
Figura 5.9. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico diciembre mínimos costes.....	32
Figura 5.10. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico enero mínimos costes.....	32
Figura 5.11. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico diciembre mínimas emisiones de CO ₂	33

Figura 5.12. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico enero mínimas emisiones de CO2.....	33
Figura 5.13 Uso trabajo eléctrico y trabajo solar para calefacción y ACS diciembre mínimos costes.....	34
Figura 5.14 Uso trabajo eléctrico y trabajo solar para calefacción y ACS enero mínimos costes.....	34
Figura 5.15. Representación consumo red eléctrica diciembre según periodos horarios para mínimos costes con panel fotovoltaico.....	35
Figura 5.16. Representación consumo red eléctrica diciembre según periodos horarios para mínimas emisiones CO2 con panel fotovoltaico.....	35
Figura 5.17. Energía refrigeración anual bombas Carrier.....	37
Figura 5.18 Factor de utilización día tipo julio para refrigeración.....	37
Figura 5.20. Bomba calor y almacenamiento julio mínimos costes.....	38
Figura 5.21. Bomba calor y almacenamiento agosto mínimos costes.....	39
Figura 5.22. Representación consumo red eléctrica julio según periodos horarios.....	39
Figura 5.23. Representación consumo red eléctrica agosto según periodos horarios.....	39
Figura 5.24. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico julio mínimos costes.....	40
Figura 5.25. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico agosto mínimos costes.....	41
Figura 5.26. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico julio mínimas emisiones CO2.....	41
Figura 5.27. Bomba calor, almacenamiento y panel fotovoltaico agosto mínimas emisiones CO2.....	41
Figura 5.28 Uso trabajo eléctrico y trabajo solar para refrigeración mínimos costes.....	42
Figura 5.29 Uso trabajo eléctrico y trabajo solar para refrigeración mínimas emisiones CO2.....	42
Figura 5.30. Representación consumo red eléctrica julio según periodos horarios para mínimos costes con panel fotovoltaico.....	43
Figura 5.31. Representación consumo red eléctrica julio según periodos horarios para mínimas emisiones de CO2 con panel fotovoltaico.....	43
Figura A.1.1 Esquema funcionamiento de un sistema de calefacción y refrigeración de distrito. Fuente: Guía básica de redes de distrito de calor y de frío. Abril 2011. ADHAC.....	54
Figura A.1.2 Evolución del número de redes de distrito desde la creación del censo de ADHAC. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC.....	57
Figura A.1.3 Distribución geográfica de las redes en números absolutos. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC.....	57
Figura A.1.4 Distribución geográfica de las redes por potencia instalada. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC.....	58
Figura A.1.5 Reparto de las redes existentes en función de su generación. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC.....	58

Figura A.1.6 Reparto de la potencia de las redes en función de su generación. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC.....59

Figura A.1.7 Reparto de las redes en función de su destino. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC.59

Figura A.1.8 Funcionamiento básico bomba de calor61

Figura A.1.9 Esquema instalación bomba calor geotérmica. Fuente: Diseño de sistemas de bomba de calor geotérmica. IDAE.....63

Figura A.1.10 Producción de energía renovable a partir de bombas de calor y número total de bombas de calor en operación en 2012 en los países de la Unión Europea. (EurObserv'ER, 2013).....64

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1. Datos de demanda anual de calefacción y ACS de las 500 viviendas de Parque Goya.....	5
Tabla 1.2. Datos de demanda anual de refrigeración de las 500 viviendas de Parque Goya.....	6
Tabla 4.1 Precio de suministro eléctrico para la Tarifa 3.1.A. Fuente: “INFORME DE PRECIOS ENERGÉTICOS REGULADOS. Datos enero de 2016. IDAE”	22
Tabla 4.2 Coste de inversión de los equipos.....	23
Tabla 4.3 Información emisiones unitarias. Fuente: Pina et al, (2016).....	25
Tabla 5.1 Resultados económicos sistema de calefacción y ACS sin almacenamiento.....	36
Tabla 5.2 Resultados económicos sistema de calefacción y ACS con almacenamiento según mínimos costes.....	36
Tabla 5.3 Resultados económicos sistema de calefacción y ACS con almacenamiento según mínimas emisiones CO2.....	36
Tabla 5.4 Resultados económicos sistema de refrigeración sin almacenamiento.....	44
Tabla 5.5 Resultados económicos sistema de refrigeración con almacenamiento según mínimos costes.....	44
Tabla 5.6 Resultados económicos sistema de refrigeración con almacenamiento según mínimas emisiones de CO2.....	44
Tabla A.2.2 Prestaciones de la bomba 30XWHP-1464 a una temperatura de 5°C a la salida del evaporador.....	75
Tabla A.2.3 Prestaciones de la bomba 30XWHP-1464 a una temperatura de 63°C a la salida del evaporador.....	80

ANEXO I: DESCRIPCIÓN SISTEMAS DE DISTRITO Y BOMBA DE CALOR

CALEFACCIÓN DE DISTRITO

El suministro de calor desde una fuente central no es una idea nueva. En tiempos de los romanos, en Pompeya, el agua caliente circulaba por canales abiertos para suministrar calefacción a los edificios y a los baños.

Mucho tiempo después, a principios del siglo XX, en gran parte de Estados Unidos de América (EE. UU.) se establecieron o extendieron sistemas de redes de distrito. El calor, para muchos de estos sistemas, venía de las centrales eléctricas que había por todo el país, muy próximas a los centros urbanos. El calor se suministraba en forma de vapor residual de las centrales de generación de electricidad. Lo mismo sucedió en Escandinavia y en el resto de Europa. En Dinamarca se construyó el primer sistema de DH (District Heating) en Frederiksberg (a las afueras de Copenhague) en el año 1891. El calor procedía de una central eléctrica y la suministraban a un hospital y a diferentes edificios del gobierno. Así, en el decurso de la primera mitad del siglo XX, el DH progresó en EE. UU. y en menor grado, en Europa donde, en París, la red de CPCU (Compagnie Parisienne de Chauffage Urbain) se halla en servicio desde 1930 hasta el día de hoy (IDAE,2011).

El concepto principal sigue siendo el mismo que en sus inicios: climatizar los edificios públicos, apartamentos, oficinas etc. Su funcionamiento se basa en una central cercana a los consumidores que produce calor y/o frío con el cual se genera agua caliente (o fría) y esta es distribuida mediante un sistema de tubos aislados, por lo general subterráneos, a una ciudad o un barrio de dicha ciudad. El transporte del fluido se realiza a través de muchos kilómetros con pérdidas mínimas de calor para los consumidores. Este sistema es como el de cualquier comunidad de vecinos, pero a lo grande. En España es un poco más difícil de encontrar que en otros países, sobre todo Nórdicos, pero también disponemos de ella desde hace bastantes años. Factores como la climatología, el desarrollo tecnológico u otros como la situación de las fuentes de energía han supuesto que la mayor implantación de la calefacción de distrito en el continente europeo se haya producido en los países Nórdicos, Rusia y Europa del Este. Un caso que merece una especial atención es el de Islandia que lidera la utilización mundial de calefacción urbana. El 95% de todos los hogares, la mayoría de ellos en la capital, utilizan este sistema. La mayor parte del calor proviene de las plantas geotérmicas de este país. Tras Islandia los países Escandinavos son los mayores consumidores de esta tecnología. Aunque el consumo de calefacción de distrito es el más extendido, en los últimos años la tendencia de la refrigeración de distrito está claramente aumentando, pues la arquitectura y el equipamiento técnico de los grandes edificios comerciales genera la necesidad de un enfriamiento cada vez más activo. Así, se espera un aumento muy pronunciado de la demanda de enfriamiento para el año 2020, basándose en el hecho de que la cantidad de superficie útil que se enfría y / o aire acondicionado ha aumentado en los últimos años y esta tendencia continuará durante al menos los próximos diez años. De 2007 a 2020 suponemos un aumento del 82% de la demanda de refrigeración en el sector residencial y un aumento del 60% en el sector de servicios. (M.M. Huerta, J.M. Portela, A. Pastor. *Calefacción urbana o de distrito*).

Así pues, las redes de distrito para la distribución de calor y/o frío son un entramado de tuberías aisladas mediante el cual se distribuye energía térmica desde una central de generación hasta un conjunto de consumidores.



Figura A.1.1 Esquema funcionamiento de un sistema de calefacción y refrigeración de distrito. Fuente: Guía básica de redes de distrito de calor y de frío. Abril 2011. ADHAC.

Por lo tanto, los elementos principales son:

- La central de generación térmica
- La red de tuberías de distribución
- Las subestaciones de conexión con los consumidores

Los sistemas geotermiales de calefacción distrital requieren grandes inversiones de capital. Lo mayores costos corresponden a la inversión inicial, en pozos de producción y de reinyección, en bombas dentro de pozos, tuberías y redes de distribución, en equipos de monitoreo y control y estanques de almacenamiento. El costo de operación es sin embargo comparativamente más bajos que en los sistemas convencionales. Un factor crucial en la estimación del costo inicial de un sistema es la densidad de carga termal, o la demanda de calor dividida por el área de terreno del distrito. Una alta densidad de calor determina la factibilidad económica de un proyecto de calefacción distrital ya que la red de distribución es costosa. Algunos beneficios económicos pueden conseguirse combinando calefacción y enfriamiento en aquellas áreas donde el clima lo permita. El factor de carga en un sistema que combine calefacción y enfriamiento podría ser mayor que el factor de carga para calefacción solamente y consecuentemente mejoraría el precio de la unidad de energía (Gudmundsson, 1988). El aire acondicionado geotermal (calefacción y enfriamiento) ha tenido una considerable expansión desde los años 1980, conjuntamente con la introducción y generalización del uso de bombas de calor. (M.M. Huerta, J.M. Portela, A. Pastor. *Calefacción urbana o de distrito*)

La producción del calor se basa, en general, en centrales de cogeneración, pero cada vez más se usan energías renovables como la biomasa, la energía solar, geotérmica (incluido el uso directo del agua geotérmica cuya temperatura suele oscilar entre los 10 a 130° C) y hasta el calor sobrante de las centrales nucleares o de las incineradoras de residuos urbanos, para llegar a propuestas como la de usar el calor sobrante de los crematorios de cadáveres en una ciudad sueca. El enfriamiento del distrito se produce utilizando una gama de técnicas muy diferentes que a menudo se combinan para utilizar las condiciones locales de la manera más eficiente posible. Podemos encontrar el enfriamiento libre (uso de agua fría de lagos, mares u otras vías fluviales), el enfriamiento por absorción es otra técnica que utiliza la energía térmica generada en la producción de calefacción urbana y por lo tanto puede utilizar el calor residual de la industria o la incineración de residuos. Las bombas de calor son capaces de producir tanto calefacción como refrigeración al mismo tiempo. Muchas centrales de calefacción de distrito ya están utilizando bombas de calefacción para utilizar el calor presente en aguas residuales purificadas, por ejemplo. Las bombas de calefacción se basan en un proceso que recuerda al proceso utilizado en los frigoríficos e incluyen potentes compresores.

Al ser la demanda fluctuante estos sistemas cuentan con sistemas de acumulación para almacenar la energía en momentos de menor demanda.

El calor distribuido se puede utilizar para calefacción, para producir agua caliente o para climatizar y enfriar según convenga. El método más común para obtener este calor es una central de cogeneración. En ellas se puede utilizar combustibles fósiles o gas natural de modo más frecuente en nuestros días, para de esta forma producir y aprovechar de forma conjunta electricidad y calor, con lo cual se logra un considerable ahorro energético.

La tendencia actual es utilizar centrales basadas en energías renovables como puede ser la biomasa, la geotérmica o la solar, pero también es posible usar la energía nuclear. En España tenemos este sistema con una implantación reducida, por ejemplo, en Barcelona, la compañía Districlima ha puesto en marcha una red para más de 50 edificios, en Madrid, la Consejería de Medio Ambiente planea poner en marcha una red dentro del ecobarrio de Puente de Vallecas para suministrar calefacción y agua caliente para unos 30 edificios. (M.M. Huerta, J.M. Portela, A. Pastor. *Calefacción urbana o de distrito*).

Todo sistema tiene sus ventajas e inconvenientes, en nuestro caso particular nuestra comparación será respecto a los sistemas de calefacción/climatización individual. Las principales ventajas son:

- Los sistemas productores de calor y frío de gran tamaño, tienen rendimientos mucho mayores que los pequeños, de modo que se aprovecha mejor el combustible. Por término medio, se calcula que tiene rendimientos un 10% superiores, como mínimo, a los sistemas centralizados de edificio y entre un 30 y un 40% superiores a los individuales de vivienda, lo que supone un gran ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero. Además, las emisiones de la central son más limpias de otros contaminantes que las de calderas más pequeñas.
- Para el grupo de investigación Claverton Energy Research Group y según un estudio realizado por ellos, la calefacción de distrito realizada por cogeneración es el método más barato de reducir el uso del carbón y tiene una de las huellas de carbono más bajas de todas las plantas de generación basadas en combustibles fósiles.
- Las fuentes de calor que pueden utilizarse admite posibilidades, como la energía geotérmica o energías residuales de procesos térmicos de la industria o de la cogeneración, solar, etc.

Los principales inconvenientes son:

- La inversión inicial es muy elevada puesto que se ha de realizar la construcción de la central productora de calor y la red de tuberías de distribución, por lo que la amortización será a largo plazo.
- Incluso si solo se trata de construir una red de tuberías de distribución y realizar unas modificaciones para aprovechar el calor residual de una instalación ya en funcionamiento la amortización seguirá siendo a largo plazo.
- Este tipo de sistema por sus características peculiares tiene un mejor aprovechamiento en zonas con alta densidad demográfica, y evidentemente no es un sistema idóneo para zonas con baja densidad demográfica. Tampoco se aconseja para comunidades con muchos pequeños edificios.

Así, las redes de distrito son una alternativa energéticamente eficiente para contribuir a la reducción global de emisiones de CO₂. Si se analiza el sistema energético global, a partir de los datos de estadísticas energéticas, se podrá detectar que las redes de distrito ofrecen una gran oportunidad de aprovechamiento de calor residual, sin embargo, por otro lado, la concepción centralizada de estos sistemas permite implantar mejor las tecnologías que supondrán un ahorro energético relevante, como son:

- Cogeneración.
 - Calor residual de valorización de residuos sólidos urbanos o de procesos industriales.
 - Aprovechamiento de fuentes renovables: biomasa, geotermia o solar.
- (IDAE, 2011)

En España, la calefacción de distrito para el suministro de calor al sector residencial tiene muy baja implantación, siendo puramente testimonial, aunque según ADHAC está en crecimiento (ADHAC, 2014).

ADHAC, Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío, es una asociación patronal constituida en 2010 por empresas del sector de redes de distribución de calor y frío para su utilización en medios urbanos como sistema de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria. Emerge con el objetivo de promover y defender la imagen y el prestigio del sector de redes de calor y frío. Defienden que un edificio que se conecta a una red de calor y/o frío mejora entre 1 y 2 letras la calificación energética.

En 2011 y con el IDAE como colaborador, ADHAC decidió comenzar la elaboración de un censo de redes de calor y frío instaladas en España. Los últimos datos de los que se disponen son de 2016, año en el que se localizaron 330 redes, 306 de ellas censadas (ver evolución del número de redes en la Figura A1.2). Suponen más de 550 kilómetros de redes, y un ahorro del 82 % en consumo de combustibles fósiles y de 180.000 toneladas de CO₂ al año.

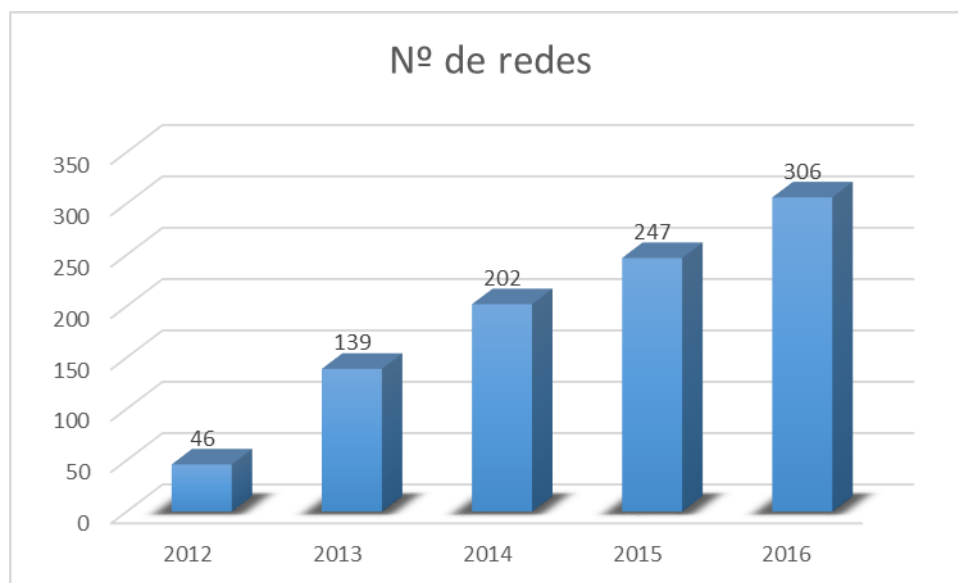


Figura A.1.2 Evolución del número de redes de distrito desde la creación del censo de ADHAC. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC

En 2016 hay un incremento de las redes localizadas en la mayoría de las CCAA destacando Cataluña con 19 nuevas redes. En el siguiente gráfico (Figura A1.3) se presenta el reparto de redes por Comunidades Autónomas, destaca Cataluña con 103 redes (33.7% de las redes de España), seguida por Castilla y León con 44 (14.4 %), Navarra con 32 (10.5 %) y Madrid y País Vasco con 26 (8.5 %) y 26 (8.5 %) respectivamente. En Aragón hay 12 redes, apenas el 4% del total nacional.

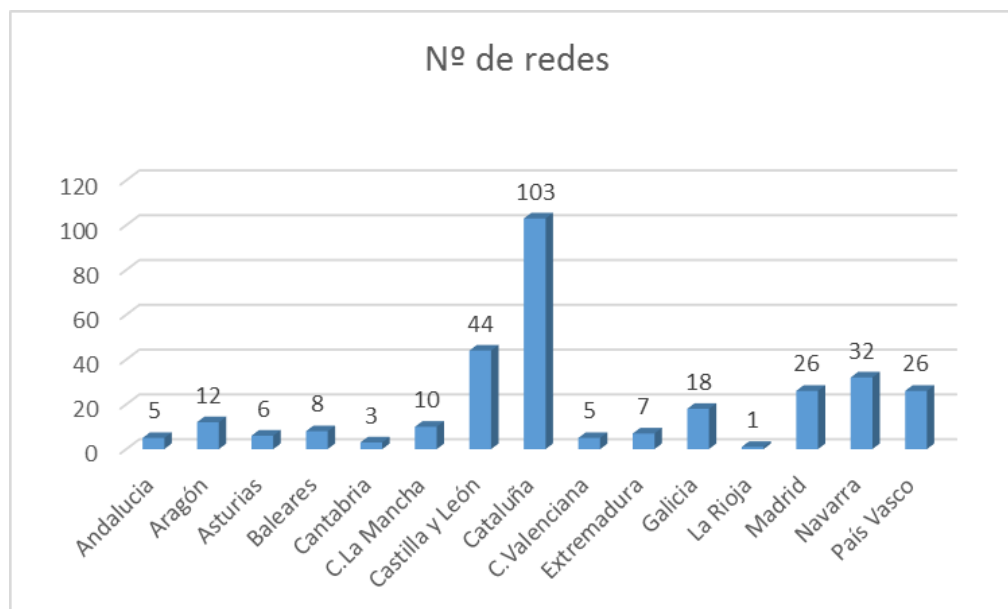


Figura A.1.3 Distribución geográfica de las redes en números absolutos. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC

Por potencia instalada (ver Figura A1.4) vuelve a destacar Cataluña con 436 MW (35.8 % de los 1219 MW totales instalados en España), Madrid pasa al segundo puesto con 316 MW (25.9 %). Le siguen Navarra con 144 (11.8 %), Castilla y León con 79 (6.5 %) y País Vasco con 73 MW (6%). En Aragón, la potencia instalada son 42 MW, lo que equivale al 3.5%.

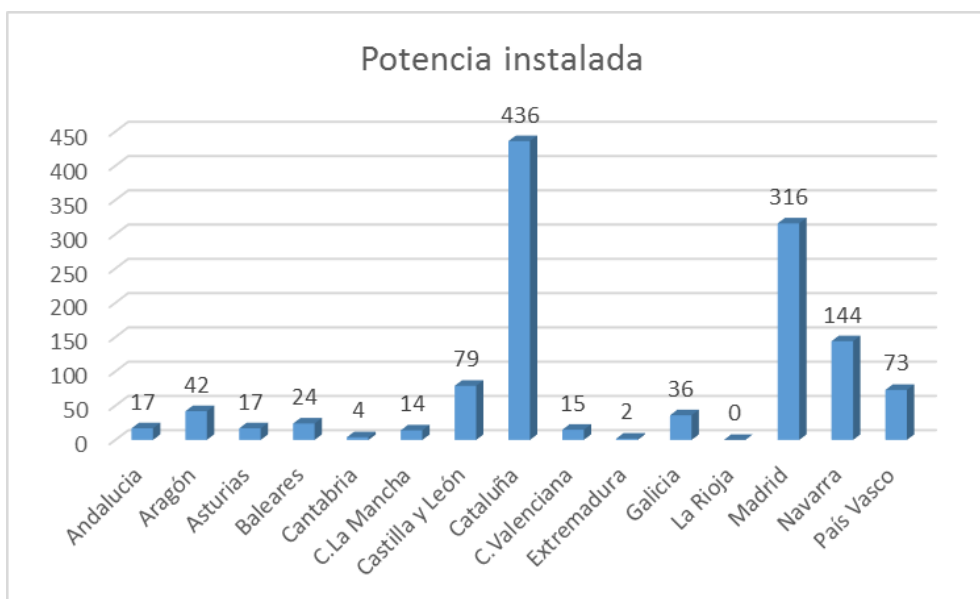


Figura A.1.4 Distribución geográfica de las redes por potencia instalada. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC

El tipo de redes de distrito predominantes son las de calor. Suman un total de 277 redes, lo que supone el 90.5 % de las redes censadas en España. Tal y como muestra el gráfico de la Figura A1.5, el 9.5 % restante se reparte entre redes de calor y frío, 26 (8.49 %), y redes de frío, 3 (0.98%).



Figura A.1.5 Reparto de las redes existentes en función de su generación. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC

En cambio, según potencia instalada, las redes de calor y frío con 717.8 MW superan a las redes de calor con 494.3 MW, como se puede observar en la Figura A1.6. Las redes de frío suponen 6.9 MW de potencia instalada. Sin embargo, el mercado de aire acondicionado en la Unión Europea el año 2000 podía valorarse en 130-150 TWhf, y representaba el 5% del total potencial del sector residencial y el 27% del sector servicios. Se estima que el año 2020 se habrá conseguido una penetración del 40% y 60% respectivamente, y representará una demanda total de 500 TWhf. [EUROHC, 2006]



Figura A.1.6 Reparto de la potencia de las redes en función de su generación. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC

De las redes registradas, 8% están destinadas a la industria, 69% al sector terciario, 23% a viviendas. Este reparto se puede ver de manera más directa en el gráfico de la Figura A1.7.



Figura A.1.7 Reparto de las redes en función de su destino. Fuente: Censo octubre 2016. ADHAC

En términos de potencia, las redes destinadas exclusivamente a la industria cuentan con 21% de la potencia instalada, las del sector terciario con el 48% y las de viviendas con el 31%. Respecto a la titularidad de las redes, el informe indica que el 47 % de las redes españolas son públicas, el 48

% privadas y el 5 % restante son mixtas. A partir de estos datos, se puede entender que es necesario un apoyo por parte de la administración para la instalación de redes de distrito, especialmente en el caso de redes de grandes dimensiones que necesitan una gran inversión y el uso de suelo público para la distribución. Por potencia instalada, las públicas representan 21 %, las privadas el 37 % y las mixtas el 43 %.

La mayoría de las redes aprovechan la mayor facilidad con la que cuentan los sistemas centralizados para integrar energías renovables, lo hacen 225 de las 306 redes censadas. El resto de redes consumen gas natural (41 redes), gasoil (10), electricidad (3) o varias fuentes (27). Por potencia instalada, el gas natural supone un 47.4 % del consumo, las energías renovables un 31.4 %, la electricidad un 18.8 % y el gasoil un 2.4 %. Respecto a años anteriores, ha aumentado el consumo de renovables y disminuido el de electricidad, mientras que el consumo del resto de fuentes de energía se ha mantenido estable.

Por consiguiente, los datos de este estudio, sumados al gran potencial de ahorro energético existente en el sector residencial, evidencian que la implantación de sistemas de calefacción de distrito supone una línea de actuación prometedora.

BOMBA DE CALOR

Una bomba de calor es una máquina térmica, sujeta por tanto a las leyes de la termodinámica, que transfiere el calor desde un foco frío a otro caliente con una gran eficiencia. La ventaja que poseen las bombas de calor frente a otros sistemas reside en su capacidad para aprovechar la energía existente en el ambiente (foco frío), tanto en el aire como en el agua o en la tierra, para acondicionar las dependencias interiores (foco caliente) con una aportación relativamente pequeña de trabajo en forma de energía generalmente eléctrica (Estudio 001, IDAE).

Para ello, la bomba de calor utiliza un gas refrigerante en un ciclo termodinámico cerrado que, gracias a la existencia de dos focos a diferente temperatura, transporta el calor del medio ambiente a un habitáculo a acondicionar, servicio o aplicación industrial, con la particularidad de invertir el flujo natural de calor, de modo que fluya desde una temperatura más baja a otra más alta. Esto es posible al disponer del trabajo adicional realizado por el compresor.

Los componentes básicos de una bomba de calor son:

- Compresor: máquina que, alimentada mediante energía eléctrica, comprime el refrigerante con el fin de aumentar su presión y temperatura antes de pasar al condensador.
- Condensador: elemento de intercambio térmico en el que el refrigerante condensa a una temperatura mayor que la del foco caliente, cediéndole calor a éste.
- Válvula de expansión: dispositivo que disminuye la presión del refrigerante antes de pasar por el evaporador.
- Evaporador: elemento de intercambio térmico en el que el refrigerante se evapora a una temperatura menor que la del foco frío, extrayendo calor de éste.

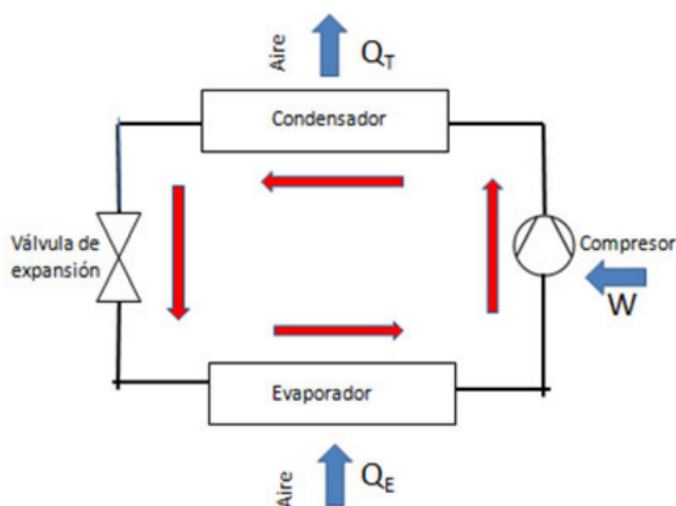


Figura A.1.8 Funcionamiento básico bomba de calor

El ciclo lo realiza un refrigerante que circula con flujo estacionario a través de una serie de equipos. La transferencia de calor entre el refrigerante y cada foco ocurre sin diferencia de temperaturas. Las transferencias de energía que experimenta el refrigerante son las siguientes:

- El refrigerante entra en el evaporador como mezcla de líquido y vapor. En el evaporador, parte del refrigerante cambia de fase líquido a vapor como consecuencia del calor transferido Q_E del foco frío al evaporador. La presión y temperatura del refrigerante permanecen constantes a la entrada y salida del evaporador.
- El refrigerante se comprime entonces adiabáticamente en el compresor, donde es una mezcla bifásica líquido-vapor, hasta la salida del compresor y entrada del condensador, donde es vapor saturado. Durante este proceso la temperatura del refrigerante se incrementa y la presión también aumenta.
- En el condensador, el refrigerante cambia de fase desde vapor saturado hasta líquido saturado debido al calor transferido Q_T al foco caliente. La presión y la temperatura permanecen constantes en el proceso de entrada y salida del condensador.
- El refrigerante vuelve a su estado de entrada en el evaporador después de su expansión adiabática en la válvula de expansión. En este proceso la temperatura decrece y también la presión.

Las bombas de calor pueden incorporar una válvula que permite su reversibilidad, lo que permitirá obtener del mismo equipo un sistema de calefacción para el invierno y un sistema de refrigeración para el verano. Aunque también es posible obtener ambos funcionamientos sin la necesidad de incorporar la válvula de 4 vías. Para ello, se invierte el ciclo en el fluido caloportador que calientan/enfrían. La mayoría de las máquinas de gran potencia emplean esta inversión en el ciclo del fluido, en lugar de la válvula.

La eficiencia de una bomba de calor se mide a través de su coeficiente de prestación, COP (Coefficient of performance). Este coeficiente se calcula como la relación existente entre la energía térmica cedida por el sistema (Q_T) y la energía absorbida por el compresor (W) en unas condiciones específicas de temperatura y con la unidad a plena carga.

$$COP = \frac{\text{Potencia calorífica aportada}}{\text{Potencia eléctrica consumida}} \quad (33)$$

El rendimiento de la bomba de calor en modo refrigeración se denomina EER.

$$EER = \frac{\text{Potencia frigorífica aportada}}{\text{Potencia eléctrica consumida}} \quad (34)$$

La bomba de calor es una máquina muy eficiente tanto para calefacción como para refrigeración en climas templados, pero que no es óptima en climas extremos. Así pues, para climas mediterráneos o cerca de la costa son máquinas con rendimientos asombrosos, pero en según qué zonas es necesario buscar alternativas. En los países nórdicos, por ejemplo, para resolver este problema se utilizan mucho las instalaciones de bomba de calor geotérmicas, que utilizan como sumidero de calor el subsuelo y no el aire, que tiene una inercia térmica mucho mayor y por tanto se consiguen rendimientos de la bomba de calor muy buenos también en climas muy fríos.

En nuestro caso, hemos escogido una bomba de calor geotérmica. La bomba de calor geotérmica extrae energía térmica del suelo en invierno transfiriéndola al interior del edificio, mientras que en verano extrae el calor del interior del edificio y lo devuelve al subsuelo.

En la figura A.1.9 podemos ver el funcionamiento de una bomba de calor geotérmica

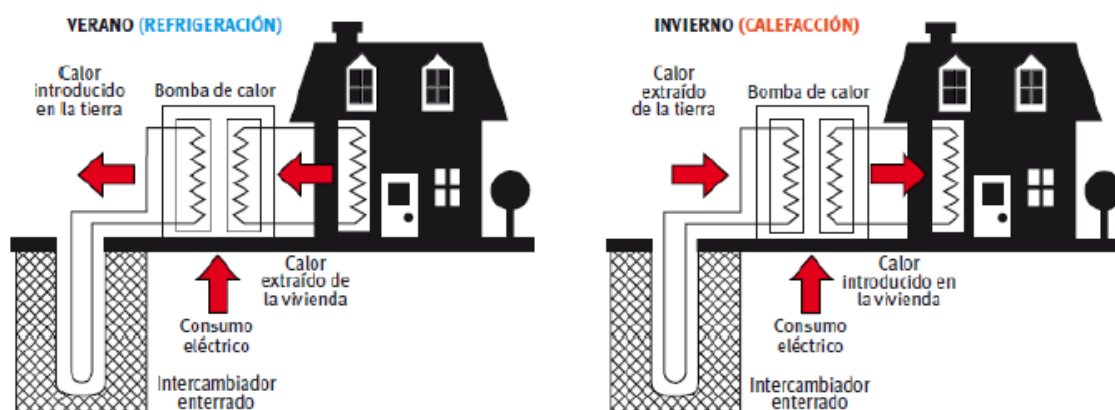


Figura A.1.9 Esquema instalación bomba calor geotérmica. Fuente: Diseño de sistemas de bomba de calor geotérmica. IDAE.

A diferencia de cualquier bomba de calor, las bombas de calor geotérmicas se caracterizan por disponer de temperaturas en el foco geotérmico prácticamente constantes durante todo el año, que permite obtener:

- Rendimientos muy elevados.
- Vida útil del equipo muy elevada.
- Producción de calor durante todo el año.
- Producción de frío durante todo el año.
- Producción de ACS durante todo el año.
- Producción de frío para refrigeración y aprovechamiento de calor residual para el calentamiento de ACS, piscina, etc., con rendimientos de hasta el 800% (según equipos y condiciones de trabajo).
- Compatible con sistemas de energía solar.

Las bombas de calor, por lo general, resultan más costosas que otros sistemas de calefacción cuando se adquieren y se instalan, pero a la larga ahorran dinero en algunas áreas ya que reducen el costo de calefacción. Por ello, a pesar de sus costos iniciales relativamente más altos, las bombas de calor experimentaron un fuerte crecimiento hasta 2008, a partir de entonces, debido a la crisis económica y la menor construcción de viviendas, su crecimiento ha ido dando altibajos (EurObserv'ER, 2013).

La demanda de bombas de calor en el mercado europeo ha experimentado una serie de picos y valles desde 2008 tras varios años de fuerte crecimiento. La desaceleración económica, la incertidumbre financiera y las bajas cifras de nueva construcción han propiciado que las ventas se hayan visto perjudicadas. Además, debido a las condiciones restrictivas de algunos de los mercados, la tendencia sigue apuntando a una disminución o estancamiento. Son las conclusiones que se pueden extraer de la evaluación realizada por EurObserv'ER del mercado de bombas de calor geotérmicas y aerotérmicas para calefacción y refrigeración doméstica (EurObserv'ER, 2013), que muestra que las ventas cayeron un 7,9 % entre 2011 (1,79 millones de unidades vendidas) y 2012 (1,65 millones), últimos años de los que se disponen datos.

El estudio indica que las fluctuaciones en las ventas durante estos años de crisis afectan al conjunto de Europa, aunque la reducción drástica entre 2011 y 2012 no se extendió a todos los

países de la zona. La mitad de los países registraron desarrollo en el mercado, sin embargo, en 2012 algunos de ellos sufrieron grandes variaciones. La contracción fue particularmente pronunciada en España, Portugal, Italia y Bulgaria, también fue notable en Suecia, Finlandia, Francia y Hungría. En cambio, países como Dinamarca, Estonia, Bélgica, Alemania y Austria experimentaron un crecimiento de dos dígitos.

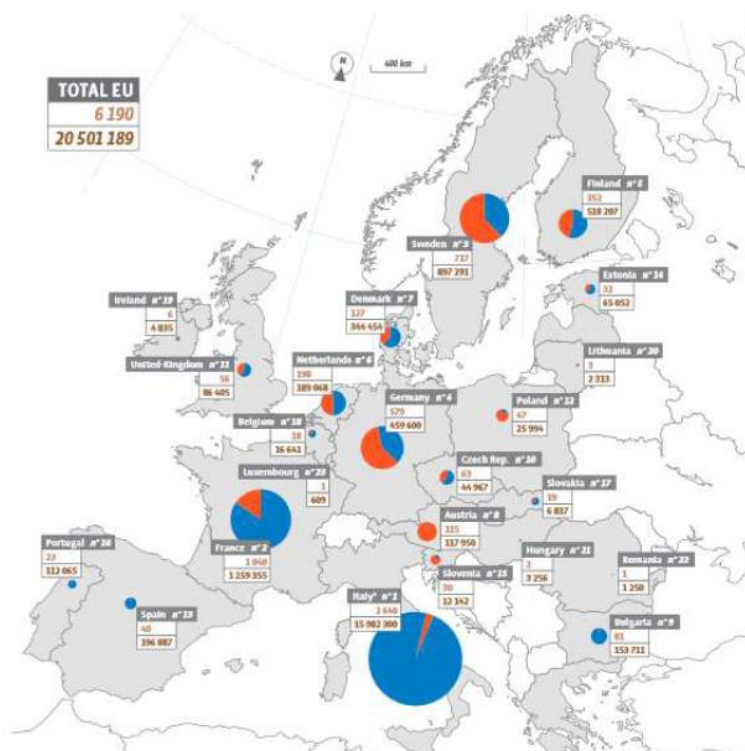


Figura A.1.10 Producción de energía renovable a partir de bombas de calor y número total de bombas de calor en operación en 2012 en los países de la Unión Europea. (EurObserv'ER, 2013).

Las bombas de calor producen energía renovable porque capturan el calor disponible en el suelo, agua o aire y lo inyectan en los edificios en forma de calefacción, refrigeración y/o agua caliente sanitaria. Sin embargo, al necesitar electricidad o alguna otra energía auxiliar para operar, no puede considerarse que la energía producida sea 100 % renovable. Por ello, la Unión Europea establece unas condiciones para la inclusión de las fuentes aerotérmicas, geotérmicas o hidrotérmicas en el cálculo de la energía producida a partir de fuentes renovables en la Directiva de Energías Renovables 2009/28/CE. Siguiendo el procedimiento de la nombrada Directiva se puede calcular el porcentaje de contribución renovable de las bombas de calor.

Así pues, el mismo estudio proporciona los datos producción de energía considerada renovable a partir de bombas de calor en Europa, que en 2012 fue de 20.501.189 ktep, con 6.190 bombas en funcionamiento. En la Figura A1.9 se puede consultar con más detalle la producción y el número de bombas de cada país de la Unión Europea. En el círculo de cada país se representa la proporción de bombas de calor aerotérmicas (color azul) frente a la de bombas de calor geotérmicas (color naranja). En el primer cuadro numérico de cada país se indica el número de bombas de calor y en el segundo la producción de energía en ktep. La elevada cifra de bomba de calor aire-aire en Italia se debe a haber incluido sistemas con refrigeración como función principal.

ANEXO II: SELECCIÓN DE BOMBA DE CALOR

Cómo ya hemos señalado en el Anexo I, debido a que el funcionamiento de la bomba de calor, y, por tanto, su coeficiente de operación, se ve condicionado por la temperatura del foco frío, se decide acoplar la bomba al terreno para aprovechar las mejores condiciones térmicas que ofrece el subsuelo. De esta forma, se consigue una mayor reducción de la demanda de energía primaria y coeficientes de operación relativamente altos sin importar lo baja que sea la temperatura del aire ambiente.

Para realizar el intercambio con el subsuelo es necesario un sistema de tuberías, o una gran tubería, situado bajo el suelo a cierta profundidad, donde la temperatura se mantiene relativamente constante. Por su interior se hace circular un flujo de aire o agua que extrae el calor. En este caso se ha seleccionado agua como el medio más apropiado para el intercambio de calor en los dos focos de la bomba, por tanto, la bomba requerida se clasifica como agua-agua.

Así pues, de entre todas las bombas de calor disponibles en el mercado, hemos seleccionado la gama de bombas de calor agua-agua 30XWP/ 30XWHP de la marca Carrier. Se trata de una gama de bombas compactas y con un amplio rango de operación. Disponibles para operación de refrigeración o de calentamiento, disponen de una eficiencia Eurovent de clase A. El alto uso eficiente de la energía se alcanza a través de:

- Un nuevo compresor de tornillo de doble rotor equipado con motor de alta eficiencia y válvula con capacidad variable que permite una perfecta correspondencia de la capacidad de refrigeración con la carga.
- Intercambiadores de calor inundados de múltiples tuberías para aumentar la eficiencia de intercambio de calor.
- Dispositivo electrónico de expansión que permite el funcionamiento a una presión de condensación inferior y una mejor utilización de la superficie de intercambio de calor del evaporador.
- Economizador integrado con válvula electrónica de expansión para aumentar la capacidad frigorífica (30XW-P).

DATOS SELECCIÓN DE PRODUCTO



- En niveles múltiples: Entrada y eficiencia premium
- Disponible para operaciones de refrigeración (30XW) o de calentamiento (30XWH)
 - Amplia envoltura de operación: hasta -12 °C de temperatura del líquido enfriado, hasta 63 °C de temperatura de agua caliente
- Compacto: menos de 1,2 m de ancho, hasta 1.600 kW

Enfriadoras de agua de condensación por agua
Bombas de calor agua-tornillo de origen

30XW/30XW-P
30XWH/30XWHP



www.eurovent-certification.com
Carrier participates in the ECP programme for LCPHP
Check ongoing validity of certificate:
www.eurovent-certification.com



AQUAFORCE

Datos físicos, unidades estándar

Unidad de alta eficiencia

30XW-P/30XWHP		512	562	712	812	862	1012	1162	1314	1464	1612	1762
Aplicaciones de aire acondicionado según la norma EN14511-3: 2013† - Unidad estándar												
Condición 1												
Capacidad frigorífica nominal	kW	509	577	737	786	861	1039	1157	1323	1452	1626	1756
ESEER	kW/kW	6,09	6,14	6,41	6,24	6,17	6,74	6,83	6,65	6,36	6,8	6,59
EER	kW/kW	5,71	5,64	5,83	5,62	5,65	5,73	5,78	5,80	5,58	5,87	5,79
Clase Eurovent, refrigeración		A	A	A	A	A	A	A	A	A	-	-
Aplicaciones de aire acondicionado†† - Unidad estándar												
Condición 1												
Capacidad frigorífica nominal	kW	510	578	739	788	863	1042	1161	1329	1459	1632	1764
ESEER	kW/kW	6,61	6,77	6,94	6,83	6,84	7,47	7,89	7,7	7,48	7,65	7,52
EER	kW/kW	5,94	5,89	6,04	5,85	5,92	5,95	6,07	6,13	5,93	6,13	6,08
Aplicaciones de calefacción según la norma EN14511-3: 2013† - Unidad estándar												
Condición 2												
Capacidad calorífica nominal	kW	583	662	842	904	982	1191	1320	1509	1663	1846	1989
COP	kW/kW	4,91	4,84	4,97	4,80	4,85	4,90	4,86	4,89	4,71	4,89	4,87
Clase Eurovent, calefacción		A	A	A	A	A	A	A	-	-	-	-
Aplicaciones de calefacción†† - Unidad estándar												
Condición 2												
Capacidad calorífica nominal	kW	581	660	840	901	978	1188	1316	1503	1657	1841	1983
COP	kW/kW	5,12	5,07	5,17	5,01	5,10	5,14	5,19	5,23	5,07	5,18	5,19
Niveles sonoros - Unidad estándar												
Nivel de potencia sonora*	dB(A)	99	99	99	99	99	102	102	102	102	102	102
Nivel de presión sonora a 1 m**	dB(A)	82	82	81	81	81	83	83	83	83	83	83
Niveles sonoros - Unidad estándar + opción 257****												
Nivel de potencia sonora*	dB(A)	96	96	96	96	96	99	99	99	99	99	99
Nivel de presión sonora a 1 m**	dB(A)	78	78	78	78	78	80	80	80	80	80	80
Dimensiones - unidad estándar												
Longitud	mm	3059	3059	3290	3290	3290	4730	4730	4730	4730	4832	4832
Profundidad	mm	936	936	1069	1069	1069	1039	1039	1162	1162	2129	2129
Altura	mm	1743	1743	1950	1950	1950	1997	1997	2051	2051	1562	1562
Peso en orden de funcionamiento****	kg	2981	3020	3912	3947	3965	6872	6950	7542	7752	10910	10946
Compresores												
Compresores de tornillo semiherméticos 06T, 50 r/s												
Circuito A		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Circuito B		-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1
Carga de refrigerante - Unidad estándar												
R-134a												
Circuito A	kg	130	130	180	175	170	120	120	130	130	240	250
Circuito B	kg	-	-	-	-	-	120	120	150	130	240	250
Control de capacidad												
Pro-Dialog, válvula electrónica de expansión (EXV)												
Capacidad mínima	%	15	15	15	15	15	10	10	10	10	10	10
Evaporador												
Multitubular inundado												
Volumen neto de agua	l	101	101	154	154	154	293	293	321	321	473	473
Conexiones de agua (Victaulic)	pulg.	6	6	8	8	8	8	8	8	8	10	10
Conexiones para drenaje y ventilación (NPT)	pulg.	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8
Máx. presión de funcionamiento lado agua	kPa	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Condensador												
Multitubular inundado												
Volumen neto de agua	l	103	103	148	148	148	316	316	340	340	623	623
Conexiones de agua (Victaulic)	pulg.	6	6	8	8	8	8	8	8	8	10	10
Conexiones para drenaje y ventilación (NPT)	pulg.	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8	3/8
Máx. presión de funcionamiento lado agua	kPa	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000

† Rendimientos certificado por Eurovent según la norma EN14511-3: 2013.

†† Rendimientos brutos, en desacuerdo con la norma EN14511-3:2013. Estos rendimientos no tienen en cuenta la corrección de la capacidad calorífica proporcional ni la aportación de potencia generada por la bomba de agua para superar la caída de presión interna en el intercambiador de calor.

Modo refrigeración: temperatura del agua de entrada/salida del evaporador 12 °C/7 °C, temperatura del agua de entrada/salida del condensador 30 °C/35 °C, factor de ensuciamiento del evaporador y condensador 0 m² kW
Modo calefacción: temperatura del agua de entrada/salida del evaporador 10 °C/7 °C, temperatura del agua de entrada/salida del condensador 40 °C/45 °C, factor de ensuciamiento del evaporador y condensador 0 m² kW

* En dB ref=10⁻¹² W, ponderación (A). Valores de emisión de ruido declarados distribuidos de acuerdo con ISO 4871 con una incertidumbre asociada de +/-3 dB(A). Medidos de acuerdo con la norma ISO 9614-1 y certificados por Eurovent.

** En dB ref 20 µPa, ponderación (A). Valores de emisión de ruido declarados distribuidos de acuerdo con ISO 4871 con una incertidumbre asociada de +/-3 dB(A). Para información, calculados a partir del nivel de potencia sonora, nivel Lw (A).

*** Opciones 257 = bajo nivel de ruido.

**** Los valores son sólo para fines ilustrativos. Consulte la placa de la unidad.



Eurovent certified values

1.1 Selección bomba de calor.

Para poder seleccionar la bomba de calor que sea capaz de proporcionar las necesidades de climatización de nuestro distrito, se partirá de los datos de la demanda expuestos anteriormente en capítulo 1. Los datos de la demanda de los que nos valdremos serán los referidos a la refrigeración pues, es en la refrigeración donde encontramos el mayor pico de la demanda por lo que, si la bomba puede hacer frente a la demanda de refrigeración, también será capaz de hacer frente a la demanda de calefacción y ACS. El pico de la demanda de refrigeración a cubrir es de 2285,8 kW por lo que, como hemos diseñado el sistema para que satisfaga la demanda con dos bombas de calor, cada una de las bombas deberá ser capaz de aportar 1143 kW. De entre las bombas de esta gama, escogemos la 30 XWHP-1464, pues su capacidad frigorífica nominal es de 1452 kW.

Las condiciones de operación de la bomba de calor pueden cambiar si se varía alguna de sus condiciones nominales de funcionamiento. Por ello, se ha diseñado el modelo de bomba de calor mediante el programa Engineering Equation Solver (EES) (EES, 2014) para poder simular su funcionamiento y así obtener las prestaciones de la bomba cuando opera en otras condiciones diferentes de las nominales.

Para la simulación de las bombas de refrigeración se han tenido en consideración las siguientes hipótesis:

-Se supone un salto térmico de 5 °C en el intercambio del evaporador de la bomba de calor, por tanto, la temperatura del refrigerante a la salida del evaporador es de 10 °C en las condiciones de operación seleccionadas.

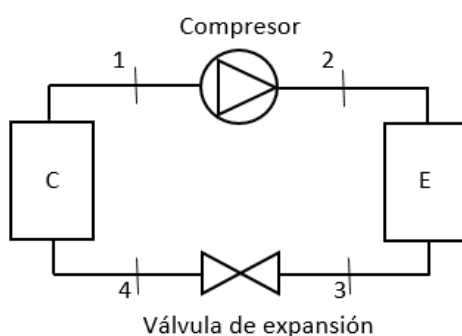
-Se supone un salto térmico de 5 °C en el intercambio del condensador de la bomba de calor, por lo tanto, la temperatura del refrigerante en el condensador será de 22,5 °C, ya que la temperatura media de intercambio con el terreno es de 17,5 °C (entra el agua al intercambiador con el evaporador a 15 °C y sale a 20 °C).

Para realizar la simulación, en primer lugar, se introducen los datos que proporciona el fabricante para poder obtener su funcionamiento en condiciones nominales, y obtener el resto de valores como caudal de refrigerante y rendimiento del compresor.

Posteriormente, se introduce como nuevo dato de partida estos valores y se deja comentado el de la potencia calorífica que se verá modificado. De esta forma se obtienen las prestaciones de la bomba de calor para la nueva temperatura de trabajo.

A continuación, se muestra el planteamiento y resultados de la simulación a partir del modelado de la bomba de calor con el programa EES. Se comprobará que estas bombas sean capaces de suplir la demanda térmica a una temperatura de 5 °C.

Cada uno de los estados definidos en la simulación son los representados en la siguiente figura:



MODELO REFRIGERACIÓN

{ CIRCUITO DE LA BOMBA DE CALOR PARA REFRIGERACIÓN EN CONDICIONES NOMINALES }

$T_{\text{agua_casa}} = 7 \text{ } \{^{\circ}\text{C}\}$ {Temperatura el agua a la salida del evaporador de la bomba de calor}

$T_{\text{agua_terreno}} = 17,5 \text{ } \{^{\circ}\text{C}\}$ {Temperatura media de intercambio con el terreno}

$Q_s = 1452 \text{ } \{\text{kW}\}$ {Capacidad frigorífica en condiciones nominales}

{ESTADO 1 }

$T_1 = T_{\text{agua_terreno}} + 5$

$P_1 = P_{\text{sat}}(\text{R134a}; T=T_1)$

$s_1 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_1; x=0)$

$h_1 = \text{Enthalpy}(\text{R134a}; T=T_1; x=0)$

{ESTADO 2 }

$T_2 = T_3$

$P_2 = P_3$

$h_2 = h_1$

$s_2 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_2; h=h_2)$

{ESTADO 3 }

$T_3 = T_{\text{agua_casa}} - 5$

$P_3 = P_{\text{sat}}(\text{R134a}; T=T_3)$

$s_3 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_3; x=1)$

$h_3 = \text{Enthalpy}(\text{R134a}; T=T_3; x=1)$

{ESTADO 4s }

$P_4 = P_1$

$s_{4s} = s_3$

$T_{4s} = \text{Temperature}(\text{R134a}; P=P_4; s=s_{4s})$

$h_{4s} = \text{Enthalpy}(\text{R134a}; T=T_{4s}; P=P_4)$

{ESTADO 4 }

$T_4 = \text{Temperature}(\text{R134a}; P=P_4; h=h_4)$

$s_4 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_4; h=h_4)$

{Rendimiento isoentropico del compresor}

$\text{rend}_c = (h_{4s} - h_3) / (h_4 - h_3)$

{TRABAJO Y CALOR TRANSFERIDO}

$W_c/m = h_3 - h_4$

$Q_e/m = h_3 - h_2$

$Q_s/m = h_4 - h_1$

$\text{EER} = (h_3 - h_2) / (h_4 - h_3)$

$\text{EER} = 5,58$

Una vez obtenido el valor del caudal y el rendimiento del compresor, podemos sacar los valores de la bomba fuera de su funcionamiento en condiciones nominales:

{ CIRCUITO DE LA BOMBA DE CALOR PARA REFRIGERACIÓN FUERA DE CONDICIONES NOMINALES, OBTENCIÓN DE TABLAS}

{T_agua_casa = 5} {°C} {Temperatura del agua a la salida del evaporador de la bomba de calor}
 T_agua_terreno=17,5 {°C} {Temperatura media de intercambio con el terreno }
 {Q_s= 1452} {kW} {Capacidad frigorífica en condiciones nominales}
 m = 7,296 {Caudal refrigerante}

{ESTADO 1 }

T_1= T_agua_terreno + 5
 P_1 = P_sat(R134a;T=T_1)
 s_1= Entropy(R134a;T=T_1;x=0)
 h_1=Enthalpy(R134a;T=T_1;x=0)

{ESTADO 2 }

T_2 = T_3
 P_2=P_3
 h_2= h_1
 s_2= Entropy(R134a;T=T_2;h=h_2)

{ESTADO 3}

T_3 = T_agua_casa - 5
 P_3= P_sat(R134a; T=T_3)
 s_3= Entropy(R134a;T=T_3;x=1)
 h_3= Enthalpy(R134a;T=T_3;x=1)

{ESTADO 4s}

P_4= P_1
 s_4s= s_3
 T_4s=Temperature(R134a;P=P_4;s=s_4s)
 h_4s=Enthalpy(R134a;T=T_4s;P=P_4)

{Rendimiento isoentropico del compresor}

rend_c=0,4603
 rend_c= (h_4s - h_3)/(h_4-h_3)

{ESTADO 4}

T_4= Temperature(R134a;P=P_4;h=h_4)
 s_4 = Entropy(R134a;T=T_4;h=h_4)

{TRABAJO Y CALOR TRANSFERIDO}

W_c/m = h_4 - h_3
 Q_e/m = h_3 - h_2
 Q_s/m= h_4 - h_1

EER = (h_3 - h_2) / (h_4 - h_3)

ANEXO II: SELECCIÓN DE BOMBA DE CALOR

Al dejar como comentario la temperatura de salida del evaporador y la capacidad calorífica se genera una tabla paramétrica que calcula los valores del EER, potencia calorífica y el trabajo del compresor para un rango de valores de temperatura.

$T_{\text{agua,casa}}$	EER	W_c	Q_e
0	3,941	304,9	1201
1	4,122	292,5	1206
2	4,317	280,3	1210
3	4,528	268,2	1214
4	4,757	256,1	1219
5	5,007	244,2	1223
6	5,28	232,4	1227
7	5,58	220,7	1231
8	5,911	209	1236
9	6,278	197,5	1240
10	6,687	186	1244
11	7,145	174,7	1248
12	7,663	163,4	1252

Tabla A.2.1 Valores bomba calor refrigeración

A partir de los datos obtenidos mediante la tabla paramétrica, se genera una gráfica que representa la potencia calorífica en función de la temperatura de salida del agua del evaporador y otra para el EER. En cada una de ellas la función de la ecuación de la recta a la que se aproxima es la que se empleará en la simulación del sistema de calefacción de distrito completo.

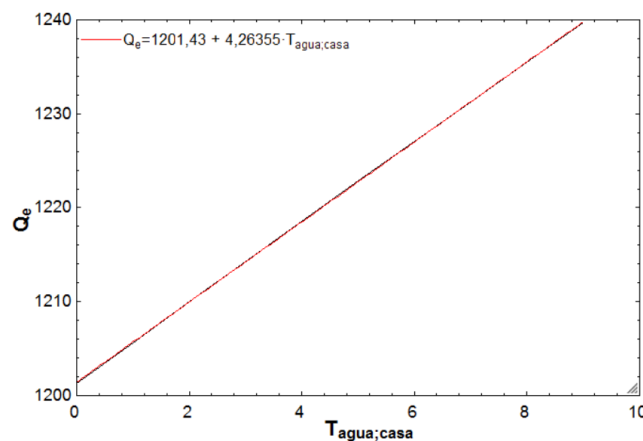


Figura 2.2 Evolución de la potencia térmica de la bomba (kW) en modo refrigeración en función de la temperatura.

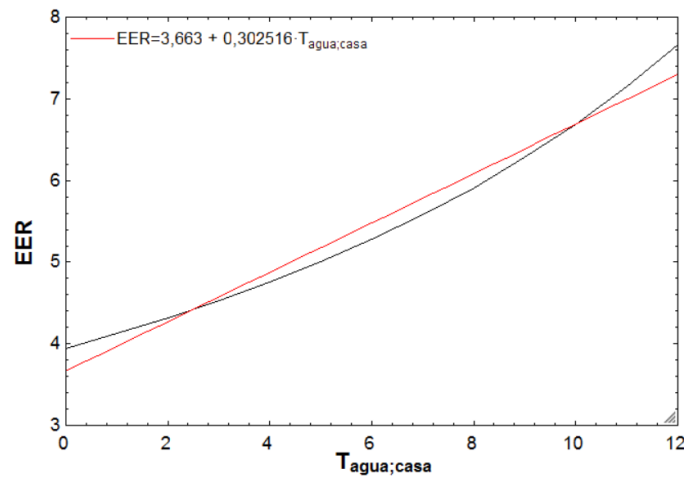


Figura 2.3 Evolución del EER de la bomba en modo refrigeración en función de la temperatura.

Por todo lo citado, los equipos de bomba de calor para el caso de refrigeración serán simulados a la hora de la optimización mediante las siguientes ecuaciones.

$$\dot{Q}_e = 1201,43 + 4,26355 \cdot T_{\text{agua,casa}}$$

$$EER = 3,663 + 0,302516 \cdot T_{\text{agua,casa}}$$

A continuación, se recogen los principales valores obtenidos para la simulación de la bomba 30XWHP-1464 en condiciones nominales y a 5 °C.

	Condiciones nominales	Tª salida BC 5°C
Tª del agua a la salida del evaporador	7 °C	5 °C
Potencia calorífica (Qe)	1452 kW	1223 kW
Trabajo compresor (Wc)	220,7 kW	244,2 kW
EER	5,58	5,007

Tabla A.2.2 Prestaciones de la bomba 30XWHP-1464 a una temperatura de 5°C a la salida del evaporador

Aunque la potencia frigorífica entregada por la bomba disminuye, es suficiente y sigue cumpliendo con las necesidades de refrigeración del distrito, que eran de 1142,9 kW.

A continuación, comprobaremos para el caso de calefacción que la bomba seleccionada cumple con las necesidades térmicas demandas por el distrito. Para ello, realizaremos la simulación de la bomba de calor igual que en el caso de refrigeración, solo que con algunas variaciones:

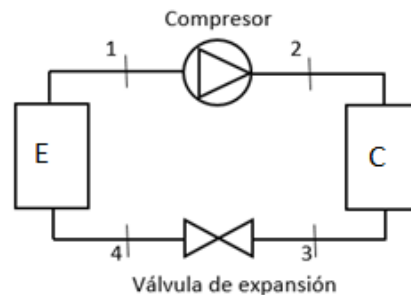
Para la simulación de las bombas de calor para el caso de calefacción se han tenido en consideración las siguientes hipótesis:

ANEXO II: SELECCIÓN DE BOMBA DE CALOR

-Se supone un salto térmico de 5 °C en el intercambio del condensador de la bomba de calor, por tanto, la temperatura del refrigerante a la salida del condensador es de 50 °C en condiciones nominales, de 68 °C en las condiciones de operación seleccionadas.

-Se supone un salto térmico de 5 °C en el intercambio del evaporador de la bomba de calor, por lo tanto, la temperatura del refrigerante en el evaporador será de 7,5 °C, ya que la temperatura media de intercambio con el terreno es de 12,5 °C (entra el agua al intercambiador con el evaporador a 15 °C y sale a 10 °C).

Los estados en este caso son los mismos, pero ahora el evaporador ocupa el lugar del condensador y viceversa.



MODELO CALEFACCIÓN

{ CIRCUITO DE LA BOMBA DE CALOR PARA CALEFACCIÓN EN CONDICIONES NOMINALES }

$T_{\text{agua caliente}} = 45 \text{ } \{ \text{°C} \}$ {Temperatura del agua a la salida del condensador de la bomba de calor}

$T_{\text{agua fria}} = 12,5 \text{ } \{ \text{°C} \}$ {Temperatura media intercambiada con el terreno}

$Q_s = 1663 \text{ } \{ \text{kW} \}$ {Capacidad calorífica en condiciones nominales}

{ESTADO 1}

$T_1 = T_{\text{agua fria}} - 5$

$P_1 = P_{\text{sat}}(\text{R134a}; T=T_1)$

$s_1 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_1; x=1)$

$h_1 = \text{Enthalpy}(\text{R134a}; T=T_1; x=1)$

{ESTADO 2s}

$P_2 = P_3$

$s_{2s} = s_1$

$T_{2s} = \text{Temperature}(\text{R134a}; P=P_2; s=s_{2s})$

$h_{2s} = \text{Enthalpy}(\text{R134a}; T=T_{2s}; P=P_2)$

{Rendimiento isoentropico del compresor}

$\text{rend}_c = (h_{2s} - h_1) / (h_2 - h_1)$

{ESTADO 2}

$T_2 = \text{Temperature}(\text{R134a}; P=P_2; h=h_2)$

$s_2 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_2; h=h_2)$

{ESTADO 3}

$T_3 = T_{\text{agua_caliente}} + 5$
 $P_3 = P_{\text{sat}}(\text{R134a}; T=T_3)$
 $s_3 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_3; x=0)$
 $h_3 = \text{Enthalpy}(\text{R134a}; T=T_3; x=0)$

{ESTADO 4}

$T_4 = T_1$
 $P_4 = P_1$
 $h_4 = h_3$
 $s_4 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_4; h=h_4)$

{TRABAJO Y CALOR TRANSFERIDO}

$W_c/m = h_2 - h_1$
 $Q_e/m = h_1 - h_4$
 $Q_s/m = h_2 - h_3$

$\text{COP} = (h_2 - h_3)/(h_2 - h_1)$
 $\text{COP} = 4,71$

Obtenido el caudal y el rendimiento del compresor, podemos sacar los valores de la bomba fuera de su funcionamiento en condiciones nominales:

{ $T_{\text{agua_caliente}} = 63^\circ\text{C}$ Temperatura del agua a la salida del condensador de la bomba de calor.
 $T_{\text{agua_fria}} = 12,5$
 $\{Q_s = 1320$ Capacidad calorífica en condiciones nominales}
 $m = 9,978$

{ESTADO 1}

$T_1 = T_{\text{agua_fria}} - 5$
 $P_1 = P_{\text{sat}}(\text{R134a}; T=T_1)$
 $s_1 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_1; x=1)$
 $h_1 = \text{Enthalpy}(\text{R134a}; T=T_1; x=1)$

{ESTADO 2s}

$P_2 = P_3$
 $s_{2s} = s_1$
 $T_{2s} = \text{Temperature}(\text{R134a}; P=P_2; s=s_{2s})$
 $h_{2s} = \text{Enthalpy}(\text{R134a}; T=T_{2s}; P=P_2)$

{Rendimiento isoentropico del compresor}

$\text{rend}_c = 0,7269$
 $\text{rend}_c = (h_{2s} - h_1)/(h_2 - h_1)$

{ESTADO 2}

$T_2 = \text{Temperature}(\text{R134a}; P=P_2; h=h_2)$
 $s_2 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_2; h=h_2)$

{ESTADO 3}

$$T_3 = T_{\text{agua_caliente}} + 5$$

$$P_3 = P_{\text{sat}}(\text{R134a}; T=T_3)$$

$$s_3 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_3; x=0)$$

$$h_3 = \text{Enthalpy}(\text{R134a}; T=T_3; x=0)$$

{ESTADO 4}

$$T_4 = T_1$$

$$P_4 = P_1$$

$$h_4 = h_3$$

$$s_4 = \text{Entropy}(\text{R134a}; T=T_4; h=h_4)$$

{TRABAJO Y CALOR TRANSFERIDO}

$$W_c/m = h_2 - h_1$$

$$Q_e/m = h_1 - h_4$$

$$Q_s/m = h_2 - h_3$$

$$\text{COP} = (h_2 - h_3) / (h_2 - h_1)$$

Al dejar como comentario la temperatura de salida del condensador y la capacidad frigorífica se genera una tabla paramétrica que calcula los valores del COP, potencia calorífica y el trabajo del compresor para un rango de valores de temperatura.

T _{agua, caliente}	COP	W _c	Q _s
29	7,67	232,4	1783
31	7,126	248,3	1769
33	6,651	263,9	1755
35	6,233	279,3	1741
37	5,861	294,5	1726
39	5,529	309,5	1711
41	5,229	324,3	1696
43	4,958	338,8	1680
45	4,71	353,1	1663
47	4,483	367,2	1646
49	4,273	381,1	1629
51	4,08	394,7	1611
53	3,9	408,2	1592
55	3,732	421,4	1573
57	3,575	434,5	1553
59	3,427	447,3	1533
61	3,288	460	1512
63	3,156	472,4	1491
65	3,031	484,6	1469
67	2,911	496,6	1446
69	2,797	508,5	1422

Tabla A.2.3 Valores bomba calor calefacción

A partir de los datos obtenidos mediante la tabla paramétrica, se genera una gráfica que representa la potencia calorífica en función de la temperatura de salida del agua del condensador y otra para el COP. En cada una de ellas la función de la ecuación de la recta a la que se aproxima que es la que se empleará en la simulación del sistema de calefacción de distrito completo.

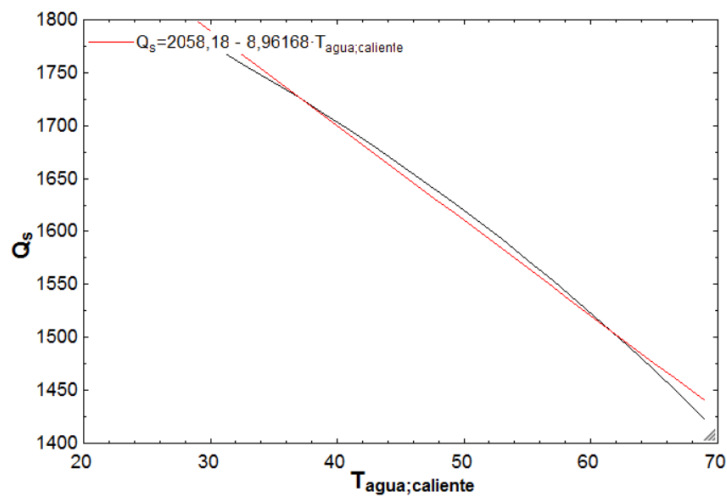


Figura 2.4 Evolución de la potencia térmica de la bomba (kW) en modo calefacción en función de la temperatura.

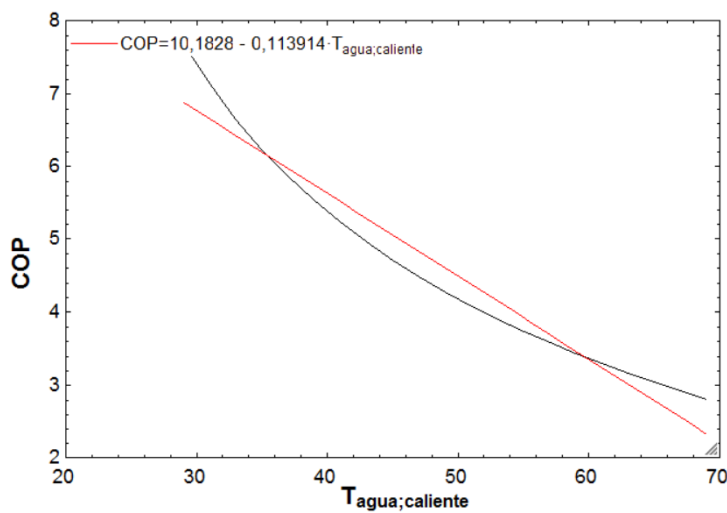


Figura 2.5 Evolución del COP de la bomba en modo calefacción en función de la temperatura.

Así, para el caso de calefacción los equipos serán simulados mediante las siguientes ecuaciones

$$\dot{Q}_s = 2058,18 - 8,96168 \cdot T_{\text{agua;caliente}}$$

$$\text{COP} = 10,1828 - 0,113914 \cdot T_{\text{agua;caliente}}$$

A continuación, se recogen los principales valores obtenidos para la simulación de la bomba 30XWHP-1464 en condiciones nominales y a 63 °C.

	Condiciones nominales	Tª salida BC 63°C
Tª del agua a la salida del condensador	45 °C	63 °C
Potencia calorífica (Qs)	1663 kW	1491 kW
Trabajo compresor (Wc)	353,1 kW	472,4 kW
COP	4,71	3,156

Tabla A.2.3 Prestaciones de la bomba 30XWHP-1464 a una temperatura de 63°C a la salida del evaporador

Aunque la potencia calorífica entregada por la bomba disminuye, es suficiente y sigue cumpliendo con las necesidades de calefacción del distrito, que eran de 938 kW.

ANEXO III: MODELO MATEMÁTICO DE OPTIMIZACIÓN

El modelo matemático de optimización puede implementarse según dos objetivos: minimizar el coste total anual o minimizar las emisiones anuales de CO₂. El modelo se ha desarrollado con el objetivo de que cumpla en todo momento:

- Cobertura de la demanda energética (ACS, calefacción y refrigeración) del conjunto de viviendas.
- Operación dentro de los límites de capacidad de los equipos instalados.
- Restricciones de producción de los equipos.
- Criterios impuestos de diseño de tipo estructural y operacional.

A continuación, se expondrá, en primer lugar, el desarrollo del modelo matemático para el caso de calefacción. Se mostrará la configuración en la que intervienen bomba de calor, almacenamiento térmico por calor sensible y paneles fotovoltaicos, pues es la instalación más compleja y el modelado del resto de configuraciones (con dos bombas de calor o bomba de calor y almacenamiento) se obtiene eliminando las variables correspondientes a cada configuración. Posteriormente, se expondrá el desarrollo del modelo matemático para el caso de refrigeración, y al igual que para el caso de calefacción, se expondrá el caso de bomba de calor, almacenamiento térmico y panel fotovoltaico.

Calefacción y ACS

MODEL:

! TITLE Diseño de un sistema de calefacción de distrito con bomba de calor y posibilidad de integrar un sistema de almacenamiento térmico mediante calor sensible y paneles fotovoltaicos;
Operación durante un año;

DATA:

! NDIA Número de días tipo para describir la operación anual;
NDIA = 12;
! NPHD Número de períodos horarios para describir la operación diaria;
NPHD = 24;

ENDDATA

DATA:

! Datos físicos, técnicos y económicos;
! Temperatura a la salida del condensador de la bomba de calor (°C);
Tsalida_bc = 63;
! Temperatura de retorno del distrito al que se cede calor (°C);
Tretorno = 45;

! Agua;

Dens = 1000; ! Densidad a 1 atm y 25°C (kg/m3);
Cp = 4.186; ! Calor específico (kJ/(kg*K));
m_d=75 ; ! Caudal másico en descarga (kg/s);
m_c=75 ; ! Caudal másico en carga (kg/s);

! Precio energía eléctrica (Tarifa 3.1A de Endesa, junio 2015);

Termino_potencia_punta = 59.173468; ! (€/kW*año);
Termino_potencia_llano = 36.490689; ! (€/kW*año);
Termino_potencia_valle = 8.3677310; ! (€/kW*año);
Termino_energia_punta = 0.014335; ! (€/kWh);
Termino_energia_llano = 0.012754; ! (€/kWh);
Termino_energia_valle = 0.007805; ! (€/kWh);

! Equipo de bomba de calor Carrier;

Potencia_instalada_bcC = 472,4;

! Bomba hidráulica para mover el caudal;

Pot_circulacion = 4; ! (kW);

! Sistema de almacenamiento por calor sensible;

Vol = 350; ! Volumen acumulador (m3)
Coef_perdidas = 0.10; ! Coeficiente de pérdidas por tener el agua almacenada estimado en un 10%;

! Sistema paneles fotovoltaicos;

Area = 1495;

ENDDATA

ANEXO III: MODELO MATEMATICO DE OPTIMIZACIÓN

SETS:

```
!Energia consumida total a lo largo del año [kWh];

W_RED_TOTAL/1/: W_RED_ANUAL;

!Energia consumida en cada mes del año [kWh];

W_MESES/1..NDIA/: W_mensual;

! DIAS TIPO;
DIAT/1..NDIA/:NDA,
Ener_demandada,
Ener_BC, Ener_cargada, Ener_descargada,
Acum_ini, Acum_fin,
T_ini, T_fin,W_consumido;
! NDA Días de operación al año del día tipo (días/año);
! Ener_demandada Energía demandada (kWh/día);
! Ener_BC Energía suministrada por la bomba de calor (kWh/día);
! Ener_cargada Energía cargada en el acumulador (kWh/día);
! Ener_descargada Energía suministrada por el acumulador (kWh/día);
! Ener_BC_tpu Energía suministrada por la bomba de calor (tpu);
! Acum_ini Energía acumulada al principio del día (kWh);
! Acum_fin Energía acumulada al final del día (kWh);
! T_ini Temperatura acumulador al principio del día (°C);
! T_fin Temperatura acumulador al final del día (°C);
! PERIODOS HORARIOS;

PERH/1..NPHD/:NHD, IHV, IHLL, IHP;
! NHD Horas de operación al día del período (días/año);
! IHV Indicador hora valle eléctrica no/si = 0/1;
! IHLL Indicador hora llano eléctrica no/si = 0/1;
! IHP Indicador hora punta eléctrica no/si = 0/1;
! IHC Indicador operación acumulador descarga/carga = 0/1;

! INTERVALOS DE TIEMPO;
INTT(DIAT,PERH): Qdem, ! Potencia demandada (kW);
!Qbc_C, ! Potencia calorífica de la bomba de calor (kW);
!Qbc_1257, ! Potencia calorífica de la bomba de calor (kW);
!COP, ! Coeficiente de operación de la bomba de calor;
HPA, ! Horas por año (h/año);
Qbc_disponible, ! Potencia de bomba de calor disponible (kW);
Qbc_utilizado, ! Energía de bomba de calor utilizada (kWh);
FacUti_bc, ! Factor de utilización de la bomba de calor (tpu);
Qalm_disponible_c, ! Potencia de acumulador disponible (kW);
Qalm_utilizado_c, ! Energía utilizada (kWh) en la carga;
FacUti_alm_c, ! Factor de utilización del almacenamiento en carga;
Qalm_disponible_d, ! Potencia de acumulador disponible (kW);
Qalm_utilizado_d, ! Energía utilizada (kWh) en la descarga;
FacUti_alm_d, ! Factor de utilización del almacenamiento en descarga;
Ratio_alm, ! Ratio de almacenamiento;
DTm_c, ! DTML en carga (K);
DTm_d, ! DTML en descarga (K);
Acum, ! Energia acumulada (kWh);
T, ! Temperatura acumulador (°C);
Wbombeo, !Trabajo de la bomba de agua;
Welectrico,
Wtotalred,
```

Coste, ! Coste energía eléctrica (€/h);

!Variables panel fotovoltaico;

RendPV,

Rend_term,

T_PV,

V_CA,

I_SC,

Waux,

SOLAR_IRRAD, !W por m2;

FacUti_solar,

Wsol_disponible,

AMB_TEMP, !en °C;

Wsol; !Trabajo solar;

ENDSETS

DATA:

! Días tipo;

NDA = 31, ! Enero;

28, ! Febrero;

31, ! Marzo;

30, ! Abril;

31, ! Mayo;

30, ! Junio;

31, ! Julio;

31, ! Agosto;

30, ! Septiembre;

31, ! Octubre;

30, ! Noviembre;

31; ! Diciembre;

! Períodos horarios;

NHD = 1, ! 0-1;

1, ! 1-2;

1, ! 2-3;

1, ! 3-4;

1, ! 4-5;

1, ! 5-6;

1, ! 6-7;

1, ! 7-8;

1, ! 8-9;

1, ! 9-10;

1, ! 10-11;

1, ! 11-12;

1, ! 12-13;

1, ! 13-14;

1, ! 14-15;

1, ! 15-16;

1, ! 16-17;

1, ! 17-18;

1, ! 18-19;

1, ! 19-20;

1, ! 20-21;

1, ! 21-22;

1, ! 22-23;

1; ! 23- 24;

```
IHV = 1, ! 0-1;
1, ! 1-2;
1, ! 2-3;
1, ! 3-4;
1, ! 4-5;
1, ! 5-6;
1, ! 6-7;
1, ! 7-8;
0, ! 8-9;
0, ! 9-10;
0, ! 10-11;
0, ! 11-12;
0, ! 12-13;
0, ! 13-14;
0, ! 14-15;
0, ! 15-16;
0, ! 16-17;
0, ! 17-18;
0, ! 18-19;
0, ! 19-20;
0, ! 20-21;
0, ! 21-22;
0, ! 22-23;
0; ! 23- 24;
```

```
IHLL = 0, ! 0-1;
0, ! 1-2;
0, ! 2-3;
0, ! 3-4;
0, ! 4-5;
0, ! 5-6;
0, ! 6-7;
0, ! 7-8;
1, ! 8-9;
1, ! 9-10;
1, ! 10-11;
1, ! 11-12;
1, ! 12-13;
1, ! 13-14;
1, ! 14-15;
1, ! 15-16;
1, ! 16-17;
0, ! 17-18;
0, ! 18-19;
0, ! 19-20;
0, ! 20-21;
0, ! 21-22;
0, ! 22-23;
1; ! 23- 24;
```

```
IHP = 0, ! 0-1;
0, ! 1-2;
0, ! 2-3;
0, ! 3-4;
0, ! 4-5;
0, ! 5-6;
0, ! 6-7;
0, ! 7-8;
0, ! 8-9;
0, ! 9-10;
0, ! 10-11;
```

```

0, ! 11-12;
0, ! 12-13;
0, ! 13-14;
0, ! 14-15;
0, ! 15-16;
0, ! 16-17;
1, ! 17-18;
1, ! 18-19;
1, ! 19-20;
1, ! 20-21;
1, ! 21-22;
1, ! 22-23;
0; ! 23- 24;

```

```
! Demanda de calor (kW) [potencia demandada];
```

```

Qdem = 56 0 0 0 0 0 1519 1491 1451 1429 1331 1249 1157 1190 1102 1018 1419
1399 1272 1304
993 1165 80 56
54 0 0 0 0 0 1230 1212 1187 1180 1094 1021 941 979 903 835 852 989 1042 1003
762
952 78 54
50 0 0 0 0 0 849 842 836 846 778 718 655 697 638 590 448 487 587 619 416 578
72 50
43 0 0 0 0 0 341 349 366 397 355 312 274 318 284 263 150 165 225 255 195 239
61 43
36 0 0 0 0 0 36 52 81 122 96 66 43 87 68 64 51 64 87 109 87 68 51 36
31 0 0 0 0 0 31 45 69 104 81 56 37 74 58 55 44 55 74 93 74 58 44 31
31 0 0 0 0 0 31 45 69 104 81 56 37 74 58 55 44 55 74 93 74 58 44 31
18 0 0 0 0 0 18 26 41 61 48 33 22 44 34 32 26 32 44 55 44 34 26 18
26 0 0 0 0 0 26 38 59 88 69 48 31 63 49 46 37 46 63 79 63 49 37 26
37 0 0 0 0 0 208 218 238 270 236 202 172 212 186 173 95 120 146 172 108 132
53 37
48 0 0 0 0 0 969 956 941 942 871 809 743 779 717 663 654 749 814 838 523 716
68 48
53 0 0 0 0 0 1876 1834 1771 1724 1614 1526 1422 1443 1341 1239 1256 1270 1305
1324
973 1151 76 53;

```

```
!Campo fotovoltaico,basado en P6Y - 245 de SumSol;
```

```

EffPV = 0.167;
P_max_PV = 245;!W;

```

```
!Datos economicos;
```

```

Annos =20; !Tiempo de vida de los equipos utilizados;
int = 0.03;!Ratio de intereses, escogido igual que en la tesis de Mateo;

```

```
!Rendimientos fotovoltaicos;
```

```

Rend_mp = 0.98;
Rend_dist = 0.97;
Rend_suc = 0.95;
Rend_inv = 0.98;
Rend_cable =0.985;
Rend_trafo = 0.97;
Rend_ref = 0.97;
TONC = 48;

```

ANEXO III: MODELO MATEMATICO DE OPTIMIZACIÓN

```
!Importando los datos desde un documento Excel;
SOLAR_IRRAD,AMB_TEMP=
@OLE('Calefacción bomba y almacenamiento.XLSX','F178:AC189','F195:AC206');

!Variables Economicas, del documento Power Energy 2017-3013;
PV_coste=264;!€/m^2;
HP_coste=481;
BC_PotCalNominal = 1663;

!Variables medioambientales, del documento Power Energy 2017-3013;
HP_CO2=160;!kgCO2/kWth;
PV_CO2=285;!kgCO2/m^2;
Tank_CO2=211;!kgCO2/m^3 basandose en los resultados de Mateo;
!Información de las emisiones de fuentes como el IDAE y la tesis de Monica
Carvalho;
CO2elec_red=0.385;!kgCO2/kWh;

ENDDATA

CALC:
@FOR (INTT (d,h) :
! Número de horas al año de tipo NHD;
HPA (d,h) = NDA (d) *NHD (h) ;
);

! Bomba de calor;
Qbc_C=2058.18-8.96168*Tsalida_bc;
COP=10.1828-0.1139*Tsalida_bc;

!Paneles fotovoltaicos;
!Latitud;
lat= 41.686*2*3.1415/360;
C = (TONC - 20)/800;

!Rendimientos paneles fotovoltaicos;
@FOR (INTT (d,h) :
T_PV (d,h)=AMB_TEMP (d,h)+C*SOLAR_IRRAD (d,h) ;
V_CA (d,h)=37.98-0.0043*37.98*(T_PV (d,h)-25) ;
I_SC (d,h)=8.49+0.0009*8.49*(T_PV (d,h)-25) ;
Rend_term (d,h)=P_max_PV/ (V_CA (d,h) *I_SC (d,h)) ;
RendPV (d,h)=Rend_term (d,h) *Rend_mp*Rend_dist*Rend_suc*Rend_inv*Rend_cable*R
end_trafo*Rend_ref);

!Calculos para las amortizaciones;
CRF = (int*(1+int)^annos)/(((1+int)^annos)-1);!Capital Recovery Factor;
AmyMaintF = 0.0325; !Valor obtenido de Royo;
FCi = 0.20;!Valor obtenido de powerEnergy 2017;
FAm = AmyMaintF + CRF;

ENDCALC

! Declaración de variables binarias y enteras;
@BIN (Ybc_C_ins);
!@BIN (Ybc_2172_ins);
```

```

@BIN(Yacum_ins);

! FUNCIÓN OBJETIVO: Minimizar el coste total anual (€) o las emisiones;
!MIN = Ctotal;
MIN= CO2Emisiones;

Ctotal = Cfijo + Cvar;

Cvar = @SUM(INTT(d,h):HPA(d,h)*COSTE(d,h));

Cfijo = FAM*(1+FCi)*(CosteInversion); !€/año;
CosteInversion=HP_coste*BC_PotCalNominal+4660*(Vol^0.615)+PV_coste*Area;!€;
CosteBombas=HP_coste*BC_PotCalNominal; !Dependera del número de bombas;!€;
CosteTanque=4660*(Vol^0.615); !Dependencia del volumen, como en Guadalquivir
2016;!€;
CostePaneles=PV_coste*Area; !Dependencia del Area del campo fotovoltaico;!€;

CapTOTALacumul = 1/3600*Vol*Dens*Cp*(63-45); ! Capacidad máxima de
acumulación que corresponde a cuando el acumulador está completamente cargado
(a 65°C, temperatura salida bomba de calor) (kWh);
Potencia_instalada = Potencia_instalada_bcC*Ybc_C_ins

!Emisiones;
CO2Emisiones = EmisionesFijas + EmisionesVariables; !kgCO2/año;
EmisionesFijas =
(HP_CO2*BC_PotCalNominal+PV_CO2*Area)/annos+(Tank_CO2*Vol)/50; !kgCO2/año;
EmisionesVariables = @SUM(INTT(d,h):Wtotalred(d,h)*NDA(d))*CO2elec_red
;!kgCO2/año;

! OPERACION DEL SISTEMA;

! Equipo bomba de calor;
@FOR(INTT(d,h):
Qbc_disponible(d,h) = Ybc_C_ins*Qbc_C
);

! Equipo de almacenamiento térmico;
@FOR(DIAT(d)|d#EQ#1:
Ener_demandada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qdem(d,h)*NHD(h));
Ener_bc(d) = @SUM(INTT(d,h):Qbc_utilizado(d,h));
Ener_descargada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qalm_utilizado_d(d,h));
Ener_cargada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qalm_utilizado_c(d,h));
Acum_fin(d) = Acum(d,NPHD);
Acum_ini(d) = 0;

@FOR(PERH(h)|h#EQ#1:
Acum(d,h) < CapTOTALacumul;
Acum(d,h) = (1-Coef_perdidas)*Acum_ini(d)+Qalm_utilizado_c(d,h)-
Qalm_utilizado_d(d,h);
);
@FOR(PERH(h)|h#GT#1:
Acum(d,h) < CapTOTALacumul;
Acum(d,h) = (1-Coef_perdidas)*Acum(d,h-1)+Qalm_utilizado_c(d,h)-
Qalm_utilizado_d(d,h);
);
);

```

```

@FOR(DIAT(d) | d#GT#1:
Ener_demandada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qdem(d,h)*NHD(h));
Ener_bc(d) = @SUM(INTT(d,h):Qbc_utilizado(d,h));
Ener_descargada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qalm_utilizado_d(d,h));
Ener_cargada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qalm_utilizado_c(d,h));

Acum_fin(d) = Acum(d,NPHD);
Acum_ini(d) = Acum_fin(d-1);
!;
@FOR(PERH(h) | h#EQ#1:
Acum(d,h) < CapTOTALacumul;
Acum(d,h) = (1-Coef_perdidas)*Acum_ini(d)+Qalm_utilizado_c(d,h)-
Qalm_utilizado_d(d,h);
);
@FOR(PERH(h) | h#GT#1:
Acum(d,h) < CapTOTALacumul;
Acum(d,h) = (1-Coef_perdidas)*Acum(d,h-1)+Qalm_utilizado_c(d,h)-
Qalm_utilizado_d(d,h);
);
);

! Utilización y balances;
@FOR(INTT(d,h):
@BND(0, FacUti_bc(d,h), 1);
@BND(0, FacUti_alm_c(d,h), 1); FacUti_alm_c(d,h) <= Yacum_ins;
@BND(0, FacUti_alm_d(d,h), 1); FacUti_alm_d(d,h) <= Yacum_ins;
@BND(0, FacUti_solar(d,h), 1);
FacUti_alm_c(d,h)*FacUti_alm_d(d,h)=0;

Qbc_utilizado(d,h) = FacUti_bc(d,h)*Qbc_disponible(d,h)*NHD(h);
Qalm_utilizado_c(d,h) = FacUti_alm_c(d,h)*Qalm_disponible_c(d,h)*NHD(h);
Qalm_utilizado_d(d,h) = FacUti_alm_d(d,h)*Qalm_disponible_d(d,h)*NHD(h);
Wsol(d,h) = FacUti_solar(d,h)*Wsol_disponible(d,h);
Qbc_utilizado(d,h)+Qalm_utilizado_d(d,h)=
(Qalm_utilizado_c(d,h)+Qdem(d,h))*NHD(h); !Demanda satisfecha;

Wbombeo(d,h) = (FacUti_bc(d,h) + FacUti_alm_d(d,h))*Pot_circulacion*NHD(h);
Welectrico(d,h) = Qbc_utilizado(d,h)/COP;
Wsol_disponible(d,h) = Y_PV*RendPV(d,h)*EffPV*SOLAR_IRRAD(d,h)*Area/1000;
! kWh;
Wtotalred(d,h)= Wbombeo(d,h) + Welectrico(d,h) - Wsol(d,h);
Wtotalred(d,h)>=0;

Coste(d,h)=(Wtotalred(d,h))*
((Termino_energia_valle+Termino_potencia_valle/NHD(h)/8760)*IHV(h)+
(Termino_energia_llano+Termino_potencia_llano/NHD(h)/8760)*IHLL(h)+
(Termino_energia_punta+Termino_potencia_punta/NHD(h)/8760)*IHP(h));
);

! Acumulador-Cinética;
@FOR(INTT(d,h):
DTm_d(d,h) = T(d,h)-Tretorno;
DTm_c(d,h) = Tsalida_bc-T(d,h);
Qalm_disponible_d(d,h) = m_d*Cp*DTm_d(d,h);

```

```

Qalm_disponible_c(d,h) = m_c*Cp*DTm_c(d,h);
Ratio_alm(d,h) = Acum(d,h)/CapTOTALacumul;
@FOR(DIAT(d)|d#EQ#1:
T_fin(d) = T(d, NPHD);
T_ini(d) = 45;
@FOR(PERH(h)|h#EQ#1:
Acum(d,h)-Acum_ini(d)=1/3600*Dens*Vol*Cp*(T(d,h)-T_ini(d));
);
@FOR(PERH(h)|h#GT#1:
Acum(d,h)-Acum(d,h-1)=1/3600*Dens*Vol*Cp*(T(d,h)-T(d,h-1));
);
);

@FOR(DIAT(d)|d#GT#1:
T_fin(d) = T(d, NPHD);
T_ini(d) = T_fin(d-1);
@FOR(PERH(h)|h#EQ#1:
Acum(d,h)-Acum_ini(d)=1/3600*Dens*Vol*Cp*(T(d,h)-T_ini(d));
);
@FOR(PERH(h)|h#GT#1:
Acum(d,h)-Acum(d,h-1)=1/3600*Dens*Vol*Cp*(T(d,h)-T(d,h-1));
);
);

```

Refrigeración

```
MODEL:
! TITLE Diseño de un sistema de refrigeración de distrito con bomba de calor
y posibilidad
de integrar un sistema de almacenamiento térmico mediante calor sensible y
paneles fotovoltaicos;
Operación durante un año;
!;

DATA:
! NDIA Número de días tipo para describir la operación anual;
NDIA = 12;
! NPHD Número de períodos horarios para describir la operación diaria;
NPHD = 24;
ENDDATA

DATA:

! Datos físicos, técnicos y económicos;
! Temperatura a la salida del evaporador de la bomba de calor (°C);
Tsalida_bc = 5;
! Temperatura de retorno del distrito al que se cede calor (°C);
Tretorno = 13;

! Agua;
Dens = 1000; ! Densidad a 1 atm y 25°C (kg/m3);
Cp = 4.186; ! Calor específico (kJ/(kg*K));
m_d=54 ; ! Caudal másico en descarga (kg/s);
m_c=54 ; ! Caudal másico en carga (kg/s);

! Precio energía eléctrica (Tarifa 3.1A de Endesa, junio 2015);
Termino_potencia_punta = 59.173468; ! (€/kW*año);
Termino_potencia_llano = 36.490689; ! (€/kW*año);
Termino_potencia_valle = 8.3677310; ! (€/kW*año);
Termino_energia_punta = 0.014335; ! (€/kWh);
Termino_energia_llano = 0.012754; ! (€/kWh);
Termino_energia_valle = 0.007805; ! (€/kWh);

! Equipo de bomba de calor Carrier;
Potencia_instalada_bcC = 244.2;

! Bomba hidráulica para mover el caudal;
Pot_circulacion = 4; ! (kW);

! Sistema de almacenamiento por calor sensible;
Vol = 350; ! Volumen (m3),
Coef_perdidas = 0.05; ! Coeficiente de pérdidas por tener el agua almacenada
estimado en
un 10%;

! Panel fotovoltaico;
Area =1495;
```

ENDDATA

SETS:

```

!Energía consumida total a lo largo del año [kWh];

W_RED_TOTAL/1/: W_RED_ANUAL;

!Energía consumida en cada mes del año [kWh];

W_MESES/1..NDIA/: W_mensual;

! DIAS TIPO;
DIAT/1..NDIA/:NDA,
Ener_demandada,
Ener_BC, Ener_cargada, Ener_descargada,
Acum_ini, Acum_fin,
T_ini, T_fin, Imv, W_consumido;
! NDA Días de operación al año del día tipo (días/año);
! Ener_demandada Energía demandada (kWh/día);
! Ener_BC Energía suministrada por la bomba de calor (kWh/día);
! Ener_cargada Energía cargada en el acumulador (kWh/día);
! Ener_descargada Energía suministrada por el acumulador (kWh/día);
! Ener_BC_tpu Energía suministrada por la bomba de calor (tpu);
! Acum_ini Energía acumulada al principio del día (kWh);
! Acum_fin Energía acumulada al final del día (kWh);
! T_ini Temperatura acumulador al principio del día (°C);
! T_fin Temperatura acumulador al final del día (°C);
! PERIODOS HORARIOS;

PERH/1..NPHD/:NHD, IHV, IHLL, IHP;
! NHD Horas de operación al día del período (días/año);
! IHV Indicador hora valle eléctrica no/si = 0/1;
! IHLL Indicador hora llano eléctrica no/si = 0/1;
! IHP Indicador hora punta eléctrica no/si = 0/1;
! IHC Indicador operación acumulador descarga/carga = 0/1;

! INTERVALOS DE TIEMPO;
INTT(DIAT,PERH): Qdem, ! Potencia demandada (kW);
!Qbc_C, ! Potencia calorífica de la bomba de calor (kW);
!Qbc_1257, ! Potencia calorífica de la bomba de calor (kW);
!COP, ! Coeficiente de operación de la bomba de calor;
HPA, ! Horas por año (h/año);
Qbc_disponible, ! Potencia de bomba de calor disponible (kW);
Qbc_utilizado, ! Energía de bomba de calor utilizada (kWh);
FacUti_bc, ! Factor de utilización de la bomba de calor (tpu);
Qalm_disponible_c, ! Potencia de acumulador disponible (kW);
Qalm_utilizado_c, ! Energía utilizada (kWh) en la carga;
FacUti_alm_c, ! Factor de utilización del almacenamiento en carga;
Qalm_disponible_d, ! Potencia de acumulador disponible (kW);
Qalm_utilizado_d, ! Energía utilizada (kWh) en la descarga;
FacUti_alm_d, ! Factor de utilización del almacenamiento endescarga;
!Ratio_alm, ! Ratio de almacenamiento;
DTm_c, ! DTML en carga (K);
DTm_d, ! DTML en descarga (K);
Acum, ! Energía acumulada (kWh);
T, ! Temperatura acumulador (°C);

```

ANEXO III: MODELO MATEMATICO DE OPTIMIZACIÓN

```
Coste, ! Coste energía eléctrica (€/h);
Wbombero,
Welectrico,
Wtotalred,

!Variables paneles fotovoltaicos;
RendPV,
Rend_term,
T_PV,
V_CA,
I_SC,
Waux,
SOLAR_IRRAD, !W por m2;
AMB_TEMP,
FacUti_solar, !en °C;
Wsol_disponible,
Wsol;
ENDSETS

DATA:
! Días tipo;
NDA = 31, ! Enero;
28, ! Febrero;
31, ! Marzo;
30, ! Abril;
31, ! Mayo;
30, ! Junio;
31, ! Julio;
31, ! Agosto;
30, ! Septiembre;
31, ! Octubre;
30, ! Noviembre;
31; ! Diciembre;

! Periodos horarios; !http://www.tarifa-electrica.es/at_uno.php;
NHD = 1, ! 0-1;
1, ! 1-2;
1, ! 2-3;
1, ! 3-4;
1, ! 4-5;
1, ! 5-6;
1, ! 6-7;
1, ! 7-8;
1, ! 8-9;
1, ! 9-10;
1, ! 10-11;
1, ! 11-12;
1, ! 12-13;
1, ! 13-14;
1, ! 14-15;
1, ! 15-16;
1, ! 16-17;
1, ! 17-18;
1, ! 18-19;
1, ! 19-20;
1, ! 20-21;
1, ! 21-22;
1, ! 22-23;
1; ! 23- 24;
```

```
IHV = 1, ! 0-1;  
1, ! 1-2;  
1, ! 2-3;  
1, ! 3-4;  
1, ! 4-5;  
1, ! 5-6;  
1, ! 6-7;  
1, ! 7-8;  
0, ! 8-9;  
0, ! 9-10;  
0, ! 10-11;  
0, ! 11-12;  
0, ! 12-13;  
0, ! 13-14;  
0, ! 14-15;  
0, ! 15-16;  
0, ! 16-17;  
0, ! 17-18;  
0, ! 18-19;  
0, ! 19-20;  
0, ! 20-21;  
0, ! 21-22;  
0, ! 22-23;  
0, ! 23- 24;
```

```
IHLL = 0, ! 0-1;  
0, ! 1-2;  
0, ! 2-3;  
0, ! 3-4;  
0, ! 4-5;  
0, ! 5-6;  
0, ! 6-7;  
0, ! 7-8;  
1, ! 8-9;  
1, ! 9-10;  
0, ! 10-11;  
0, ! 11-12;  
0, ! 12-13;  
0, ! 13-14;  
0, ! 14-15;  
0, ! 15-16;  
1, ! 16-17;  
1, ! 17-18;  
1, ! 18-19;  
1, ! 19-20;  
1, ! 20-21;  
1, ! 21-22;  
1, ! 22-23;  
1, ! 23- 24;
```

```
IHP = 0, ! 0-1;  
0, ! 1-2;  
0, ! 2-3;  
0, ! 3-4;  
0, ! 4-5;  
0, ! 5-6;
```



```
0, ! 6-7;
0, ! 7-8;
0, ! 8-9;
0, ! 9-10;
1, ! 10-11;
1, ! 11-12;
1, ! 12-13;
1, ! 13-14;
1, ! 14-15;
1, ! 15-16;
0, ! 16-17;
0, ! 17-18;
0, ! 18-19;
0, ! 19-20;
0, ! 20-21;
0, ! 21-22;
0, ! 22-23;
0; ! 23- 24;
```

Imv= !meses en los que se usa la bomba de calor para refrigeración;

```
0, !Enero;
0, !Febrero;
0, !Marzo;
0, !Abril;
0, !Mayo;
1, !Junio;
1, !Julio;
1, !Agosto;
1, !Septiembre;
0, !Octubre;
0, !Noviembre;
0; !Diciembre;
```

!Demanda de frio; !kW;

Qdem =

@OLE('RefrigeracionAlmM.XLSX','D40:AA51');

!Qdem=

```
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 269.4 345.6 411.5 619.4 1179.4 1075.9 261.9
192.9 114.3 95.6 102.5 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 764.8 981.3 1168.2 1758.6 2285.8 2014.2 1110.1
950.2 768.2 781.9 606.6 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 570.9 732.5 872 1312.7 2022.3 1734.4 702.5
576.2 470.7 460 355.1 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 236.9 304 361.9 544.8 1099.6 940.1 201.1 118.8
75.4 66.2 56.1 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0
0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0 0;
```

```

!Campo fotovoltaico,basado en P6Y - 245 de SumSol;
EffPV = 0.167;
P_max_PV = 245;!W;

!Datos economicos;
Annos =20; !Tiempo de vida de los equipos utilizados;
int = 0.03;!Ratio de intereses, escogido igual que en la tesis de Mateo;

!Rendimientos fotovoltaicos;
Rend_mp = 0.98;
Rend_dist = 0.97;
Rend_suc = 0.95;
Rend_inv = 0.98;
Rend_cable =0.985;
Rend_trafo = 0.97;
Rend_ref = 0.97;
TONC = 48;

!Importando los datos desde un documento Excel;
SOLAR_IRRAD,AMB_TEMP=
@OLE('RefrigeracionAlmM.XLSX','D185:AA196','D202:AA213');

!Variables Economicas, del documento Power Energy 2017-3013;
PV_coste=264;!€/m^2;
HP_coste=481;
BC_PotCalNominal = 1663;

!Variables medioambientales, del documento Power Energy 2017-3013;
HP_CO2=160;!kgCO2/kWth;
PV_CO2=285;!kgCO2/m^2;
Tank_CO2=211;!kgCO2/m^3 basandose en los resultados de Mateo;
!Información de las emisiones de fuentes como el IDAE y la tesis de Monica
Carvalho;
CO2elec_red=0.385;!kgCO2/kWh;

ENDDATA

CALC:
@FOR (INTT(d,h):
! Número de horas al año de tipo NHD;
HPA(d,h) = NDA(d)*NHD(h);
);
! Bomba de calor;
Qbc_C=1201.43 + 4.26355*Tsalida_bc;
COP= 3.663 + 0.325*Tsalida_bc;

!Paneles fotovoltaicos;
!Latitud;
lat= 41.686*2*3.1415/360;
C = (TONC - 20)/800;

!Rendimientos paneles fotovoltaicos;
@FOR (INTT(d,h):
T_PV(d,h)=AMB_TEMP(d,h)+C*SOLAR_IRRAD(d,h);
V_CA(d,h)=37.98-0.0043*37.98*(T_PV(d,h)-25);
I_SC(d,h)=8.49+0.0009*8.49*(T_PV(d,h)-25);

```

ANEXO III: MODELO MATEMATICO DE OPTIMIZACIÓN

```
Rend_term(d,h)=P_max_PV/(V_CA(d,h)*I_SC(d,h));
RendPV(d,h)=Rend_term(d,h)*Rend_mp*Rend_dist*Rend_suc*Rend_inv*Rend_cable*R
end_trafo*Rend_ref*Imv(d);
);

!Calculos para las amortizaciones;
CRF = (int*(1+int)^annos)/(((1+int)^annos)-1);!Capital Recovery Factor;
AmyMaintF = 0.0325; !Valor obtenido de Royo;
FCi = 0.20;!Valor obtenido de powerEnergy 2017;
FAM = AmyMaintF + CRF;

ENDCALC

! FUNCIÓN OBJETIVO: Minimizar el coste total anual (€) o las emisiones;

MIN = Ctotal;
!MIN= CO2Emisiones;

Ctotal = Cfijo + Cvar;

Cvar = @SUM(INTT(d,h):HPA(d,h)*COSTE(d,h));

Cfijo = FAM*(1+FCi)*(CosteInversion); !€/año;
CosteInversion=HP_coste*BC_PotCalNominal+4660*(Vol^0.615)+PV_coste*Area*Y_P
V;!€;
!CosteBombas=HP_coste*BC_PotCalNominal; !Dependera del número de bombas;!€;
!CosteTanque=4660*(Vol^0.615); !Dependencia del volumen, como en Guadalquivir
2016;!€;
!CostePaneles=PV_coste*Area; !Dependencia del Area del campo fotovoltaico;
!€;
CapTOTALacumul = 1/3600*Vol*Dens*Cp*(13-5); ! Capacidad máxima de acumulación
que corresponde a cuando el acumulador está completamente cargado (a 63°C,
temperatura salida bomba de calor) (kWh);

!Emisiones;
CO2Emisiones = EmisionesFijas + EmisionesVariables; !kgCO2/año;
EmisionesFijas =
(HP_CO2*BC_PotCalNominal+PV_CO2*Area)/annos+(Tank_CO2*Vol)/50;!kgCO2/año;
EmisionesVariables = @SUM(INTT(d,h):Wtotalred(d,h)*NDA(d))*CO2elec_red
;!kgCO2/año;

! OPERACION DEL SISTEMA;

! Equipo bomba de calor;
@FOR(INTT(d,h):
Qbc_disponible(d,h) = Qbc_C*Imv(d);
);

! Equipo de almacenamiento térmico;

@FOR(DIAT(d)|d#EQ#6:
Ener_demandada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qdem(d,h)*NHD(h));
Ener_bc(d) = @SUM(INTT(d,h):Qbc_utilizado(d,h));
Ener_descargada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qalm_utilizado_d(d,h));
Ener_cargada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qalm_utilizado_c(d,h));

Acum_fin(d) = Acum(d,NPHD);
```

```

Acum_ini(d) = 0;

@FOR(PERH(h) | h#EQ#1:
Acum(d,h) < CapTOTALacumul;
Acum(d,h) = (1-Coef_perdidas)*Acum_ini(d)+Qalm_utilizado_c(d,h)-
Qalm_utilizado_d(d,h);
);
@FOR(PERH(h) | h#GT#1:
Acum(d,h) < CapTOTALacumul;
Acum(d,h) = (1-Coef_perdidas)*Acum(d,h-1)+Qalm_utilizado_c(d,h)-
Qalm_utilizado_d(d,h);
);
);

@FOR(DIAT(d) | d#GT#6:
Ener_demandada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qdem(d,h)*NHD(h));
Ener_bc(d) = @SUM(INTT(d,h):Qbc_utilizado(d,h));
Ener_descargada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qalm_utilizado_d(d,h));
Ener_cargada(d) = @SUM(INTT(d,h):Qalm_utilizado_c(d,h));

Acum_fin(d) = Acum(d,NPHD);
Acum_ini(d) = Acum_fin(d-1);

@FOR(PERH(h) | h#EQ#1:
Acum(d,h) < CapTOTALacumul;
Acum(d,h) = (1-Coef_perdidas)*Acum_ini(d)+Qalm_utilizado_c(d,h)-
Qalm_utilizado_d(d,h);
);
@FOR(PERH(h) | h#GT#1:
Acum(d,h) < CapTOTALacumul;
Acum(d,h) = (1-Coef_perdidas)*Acum(d,h-1)+Qalm_utilizado_c(d,h)-
Qalm_utilizado_d(d,h);
);
);
Acum(6,24) = 0;
Acum(7,24) = 0;
Acum(8,24) = 0;
Acum(9,24) = 0;

! Utilización y balances;
@FOR(INTT(d,h):
@BND(0, FacUti_bc(d,h),1);
@BND(0, FacUti_alm_c(d,h),1);
@BND(0, FacUti_alm_d(d,h),1);
@BND(0, FacUti_solar(d,h),1);

FacUti_alm_c(d,h)*FacUti_alm_d(d,h)=0;

Qbc_utilizado(d,h) = FacUti_bc(d,h)*Qbc_disponible(d,h)*NHD(h);
Qalm_utilizado_c(d,h) = FacUti_alm_c(d,h)*Qalm_disponible_c(d,h)*NHD(h);
Qalm_utilizado_d(d,h) = FacUti_alm_d(d,h)*Qalm_disponible_d(d,h)*NHD(h);
Wsol(d,h) = FacUti_solar(d,h)*Wsol_disponible(d,h);
Qbc_utilizado(d,h)+Qalm_utilizado_d(d,h)=
(Qalm_utilizado_c(d,h)+Qdem(d,h))*NHD(h); !Demanda satisfecha;
FacUti_alm_d(d,h) <= Qalm_disponible_d(d,h);

Wbombeo(d,h) = (FacUti_bc(d,h) + FacUti_alm_d(d,h)) *
Pot_circulacion*NHD(h);
Welectrico(d,h) = Qbc_utilizado(d,h)/COP;

```

ANEXO III: MODELO MATEMATICO DE OPTIMIZACIÓN

```
Wsol_disponible(d,h) = Y_PV*RendPV(d,h)*EffPV*SOLAR_IRRAD(d,h)*Area/1000;
!kWh;
Wtotalred(d,h)= Wbombeo(d,h) + Welectrico(d,h) - Wsol(d,h);
Wtotalred(d,h)>=0;

Coste(d,h)=(Wtotalred(d,h)*
((Termino_energia_valle+Termino_potencia_valle/NHD(h)/8760)*IHV(h)+
(Termino_energia_llano+Termino_potencia_llano/NHD(h)/8760)*IHLL(h)+
(Termino_energia_punta+Termino_potencia_punta/NHD(h)/8760)*IHP(h));
);
);

! Acumulador-Cinética;
@FOR(INTT(d,h):
DTm_d(d,h) = Tretorno - T(d,h);
DTm_c(d,h) = T(d,h) - Tsalida_bc;
Qalm_disponible_d(d,h) = m_d*Cp*DTm_d(d,h);
Qalm_disponible_d(d,h)<=Acum(d,h);
Qalm_disponible_c(d,h) = m_c*Cp*DTm_c(d,h);
Qalm_disponible_c(d,h)<=CapTOTALacumul - Acum(d,h);

@FOR(DIAT(d) | d#EQ#6:
T_fin(d) = T(d, NPHD);
T_ini(d) = 13;
@FOR(PERH(h) | h#EQ#6:
Acum(d,h)-Acum_ini(d)=1/3600*Dens*Vol*Cp*(T_ini(d) - T(d,h));
);
@FOR(PERH(h) | h#GT#1:
Acum(d,h)-Acum(d,h-1)=1/3600*Dens*Vol*Cp*(T(d,h-1) - T(d,h));
);
);

@FOR(DIAT(d) | d#GT#6:
T_fin(d) = T(d, NPHD);
T_ini(d) = T_fin(d-1);
@FOR(PERH(h) | h#EQ#1:
Acum(d,h)-Acum_ini(d)=1/3600*Dens*Vol*Cp*(T_ini(d) - T(d,h));
);
@FOR(PERH(h) | h#GT#1:
Acum(d,h)-Acum(d,h-1)=1/3600*Dens*Vol*Cp*(T(d,h-1) - T(d,h));
);
);
);
```