



Ingeniaritza Goi Eskola Teknikoa
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Bilbao



Makina eta Motor
Termikoak Saila
Departamento de Máquinas
y Motores Térmicos

INGENIERITZA GOI ESKOLA TEKNIKOA
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
BILBAO

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE DIFERENTES SISTEMAS DE GENERACIÓN DE CALEFACCIÓN Y ACS EN EL SECTOR RESIDENCIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Autor: Iñigo Muñoz Mateos
Tutora: Estíbaliz Pérez Iribarren

Curso: 2016 - 2017



ÍNDICE

Índice de figuras	v
Índice de tablas	vii
Resumen	ix
Abstract.....	x
Résumé.....	xi
MEMORIA.....	12
Objetivos y alcance	13
Beneficios del trabajo.....	15
Estado del arte	17
Situación energética mundial y emisiones.....	17
Situación energética en el sector residencial	19
Metodología Termoeconomía. Análisis exerético	22
Metodología ACV	25
Análisis de alternativas.....	29
Análisis de riesgos	34
METODOLOGÍA.....	36
Caso en estudio	37
Modelización en TRNSYS	43
1. TRNSYS.....	43
2. Parámetros de simulación	46
3. Caso nº1: Microgeneración	47
3.1. Instalación	47
3.2. Equipos de generación	49
3.3. Control de la instalación	51
3.4. Resultados	55
4. Caso nº2: Colectores solares planos.....	61
4.1. Instalación	61
4.2. Equipos de generación	63
4.3. Control de la instalación	67
4.4. Resultados	71
5. Caso nº3: Aerotermia. Bomba de calor aire-agua	77
5.1. Instalación	77
5.2. Equipos de generación	79



5.3. Control de la instalación	83
5.4. Resultados	87
6. Comparativa resultados de los tres casos	93
6.1. Generación (sólo térmica).....	93
6.1. Consumo.....	95
Impacto medioambiental: Análisis Exergoambiental.....	96
1. Metodología	96
1.1. Análisis exergético	97
1.2. Análisis de Ciclo de Vida	99
1.3. Evaluación exergoambiental.....	101
2. Caso nº1: Microcogeneración	105
2.1. Análisis exergético	105
2.2. Análisis de Ciclo de Vida	107
2.3. Análisis exergoambiental	107
2.4. Resultados	110
3. Caso nº2: Colectores solares planos.....	112
3.1. Análisis exergético	112
3.2. Análisis de Ciclo de Vida	113
3.3. Análisis exergoambiental	114
3.4. Resultados	115
4. Caso nº3: Aerotermia. Bomba de calor aire-agua	117
4.1. Análisis exergético	117
4.2. Análisis de Ciclo de Vida	119
4.3. Análisis exergoambiental	119
4.4. Resultados	121
5. Comparativa resultados de los tres casos.....	123
ASPECTOS ECONÓMICOS	125
Presupuesto	126
CONCLUSIONES	127
Conclusiones.....	128
BIBLIOGRAFÍA	131
Referencias.....	132
ANEXOS.....	133
Anexo I: Funcionamiento Type 941.....	134
Anexo II. Códigos EES. Análisis exergoambiental.....	144



Caso n°1	144
Caso n°2	148
Caso n°3	151
Anexo III: Tablas flujos análisis exergoambiental.....	154
Caso n°1	154
Caso n°2	156
Caso n°3	158



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Ejemplo de aplicación de la exergía en edificios (ANNEX 49).....	21
Figura 2. Fases ACV	26
Figura 3. Suministro convencional de energía (izd) vs suministro mediante cogeneración (dcha) (Besel).....	31
Figura 4. Edificio de 171 viviendas en Salburua, Vitoria.....	37
Figura 5. Demanda térmica anual del edificio	40
Figura 6. Temperatura ambiente mensual en Vitoria	41
Figura 7. Irradiancia mensual en Vitoria	42
Figura 8. Esquema de concepto de modelo en TRNSYS.....	44
Figura 9. Simulación energética de un edificio con TRNSYS.....	45
Figura 10. Esquema funcionamiento de la simulación en TRNSYS.....	45
Figura 11. Esquema de la instalación del caso n°1 en TRNSYS.....	47
Figura 12. Potencia eléctrica motores. Caso n°1.....	55
Figura 13. Potencia térmica motores. Caso n°1	55
Figura 14. Potencia térmica caldera n°1. Caso n°1	56
Figura 15. Potencia térmica caldera n°2. Caso n°1	56
Figura 16. Consumo motores. Caso n°1	58
Figura 17. Consumo caldera n°1. Caso n°1	58
Figura 18. Consumo caldera n°2. Caso n°1	59
Figura 19. Consumo bombas. Caso n°1	59
Figura 20. Esquema de la instalación del caso n°2 en TRNSYS.....	61
Figura 21. Catálogo de características de los colectores solares.....	64
Figura 22. Esquema funcionamiento Type 11b (válvula termostática).....	67
Figura 23. Temperaturas de entrada y salida de los colectores	71
Figura 24. Potencia térmica colectores. Caso n°2	72
Figura 25. Potencia térmica caldera n°1. Caso n°2	73
Figura 26. Potencia térmica caldera n°2. Caso n°2	73
Figura 27. Consumo caldera n°1. Caso n°2	74
Figura 28. Consumo caldera n°2. Caso n°2	75
Figura 29. Consumo Bombas. Caso n°2	75
Figura 30. Esquema de la instalación del caso n°3 en TRNSYS.....	77
Figura 31. Curva de potencia de la bomba de calor.....	80
Figura 32. COP de la bomba de calor para diferentes temperaturas de entrada de la fuente de calor	80
Figura 33. Temperaturas de entrada y salida a la bomba de calor.....	87



Figura 34. COP bomba de calor	87
Figura 35. Potencia eléctrica paneles fotovoltaicos. Caso nº3.....	88
Figura 36. Potencia térmica bomba de calor y calderas. Caso nº3	89
Figura 37. Consumo bomba de calor. Caso nº3	90
Figura 38. Consumo calderas. Caso nº3	91
Figura 39. Consumo bombas. Caso nº3	91
Figura 40. Valores normalizados de capacidad calorífica y potencia de la bomba de calor.....	134
Figura 41. Factores de corrección de la bomba de calor	134
Figura 42. Valores normalizados para condiciones nominales	136
Figura 43. Factores normalizados para condiciones iniciales.....	137
Figura 44. Potencia calorífica de la bomba de calor en función de las temperaturas de aire de entrada y de ida de líquido.....	138
Figura 45. COP de la bomba de calor en función de las temperaturas de aire de entrada y de ida de líquido.....	139
Figura 46. Curvas de los coeficientes para la potencia calorífica.....	140
Figura 47. Curvas de los coeficientes para el COP.....	140
Figura 48. Potencia de la bomba de calor en función de las temperaturas de aire de entrada y de ida de líquido (con T ^a ida de 26,96 °C)	141
Figura 49. COP de la bomba de calor en función de las temperaturas de aire de entrada y de ida de líquido (con T ^a ida de 26,96 °C)	142



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Types utilizados en el caso nº1.....	48
Tabla 2. Características técnicas de los motores de cogeneración.....	50
Tabla 3. Características técnicas de las calderas.....	50
Tabla 4. Energía generada. Caso nº1.....	57
Tabla 5. Energía consumida. Caso nº1.....	60
Tabla 6. Types utilizados en el caso nº2.....	62
Tabla 7. Parámetros introducidos en el Type 1b (colectores solares).....	66
Tabla 8. Energía generada. Caso nº2.....	74
Tabla 9. Energía consumida. Caso nº2.....	76
Tabla 10. Types utilizados en el caso nº3.....	78
Tabla 11. Características técnicas de la bomba de calor.....	79
Tabla 12. Características técnicas de los paneles fotovoltaicos (lado izquierdo)....	81
Tabla 13. Características técnicas de los paneles fotovoltaicos (lado derecho).....	82
Tabla 14. Energía generada. Caso nº3.....	89
Tabla 15. Energía consumida. Caso nº3.....	92
Tabla 16. Comparación energía generada en los tres casos.....	94
Tabla 17. Comparación energía consumida en los tres casos.....	95
Tabla 18. Impactos asociados a los equipos.....	100
Tabla 19. Definición Productos-Fuel-Pérdidas. Caso nº1.....	106
Tabla 20. Análisis exergético. Caso nº1.....	106
Tabla 21. Ecuaciones auxiliares. Caso nº1.....	108
Tabla 22. Resultados análisis exergoambiental. Caso nº1.....	110
Tabla 23. Definición Productos-Fuel-Pérdidas. Caso nº2.....	112
Tabla 24. Análisis exergético. Caso nº2.....	113
Tabla 25. Ecuaciones auxiliares. Caso nº2.....	114
Tabla 26. Resultados análisis exergoambiental. Caso nº2.....	115
Tabla 27. Definición Productos-Fuel-Pérdidas. Caso nº3.....	118
Tabla 28. Análisis exergético. Caso nº3.....	118
Tabla 29. Ecuaciones auxiliares. Caso nº3.....	120
Tabla 30. Resultados análisis exergoambiental. Caso nº3.....	121
Tabla 31. Comparación impactos ambientales unitarios de productos finales de los tres casos.....	124
Tabla 32. Comparación emisiones totales de los tres casos.....	124
Tabla 33. Presupuesto. Horas internas.....	126
Tabla 34. Presupuesto. Amortizaciones.....	126



Tabla 35. Presupuesto. Gastos	126
Tabla 36. Presupuesto. Resumen.....	126
Tabla 37. Coeficientes para las curvas de capacidad calorífica a diferentes T^a ida	139
Tabla 38. Coeficientes para las curvas del COP a diferentes T^a ida.....	139
Tabla 39. Valores de capacidad calorífica y COP a diferentes temperaturas de aire para una temperatura de ida de 26,96°C.....	141
Tabla 40. Capacidad calorífica y COP para una temperatura de entrada de aire de 26,67°C y una temperatura de ida de 26,96°C.....	142
Tabla 41. Exergía e impactos ambientales total y unitario de los flujos del caso n°1	155
Tabla 42. Exergía e impactos ambientales total y unitario de los flujos del caso n°2	157
Tabla 43. Exergía e impactos ambientales total y unitario de los flujos del caso n°3	159



RESUMEN

El sector residencial es en la actualidad responsable del consumo de casi el 40% de energía y del 12% de emisiones de gases de efecto invernadero en la U.E. El presente trabajo se centra en el análisis de diferentes sistemas de generación de calor en edificios y en la posterior evaluación de su impacto ambiental con el objeto de aportar información útil de cara a la adopción de soluciones que permitan paliar dicha situación. En un primer apartado se lleva a cabo el diseño y simulación de los diferentes sistemas de generación escogidos mediante el software TRNSYS. Una vez recopilada la información del funcionamiento de dichos sistemas (temperaturas, caudales, energía generada/consumida,...) a lo largo de un año, se realiza un análisis exergoambiental de cada instalación, estudiándose e interpretándose los resultados, y proponiendo posibles mejoras que pudiesen ser llevadas a cabo de cara a reducir el impacto ambiental de dichas instalaciones.

Palabras clave: sistemas de generación de calor, TRNSYS, simulación energética, análisis exergoambiental, impacto ambiental



ABSTRACT

Actually the residential sector is responsible for nearly the 40% energy consumption and 12% GHG emissions in the E.U. This present work is focused on the analysis of different heat generation systems in buildings and in the following evaluation of their environmental impact with the purpose to provide useful information in order to adopt solutions to relieve this situation. First of all the design and simulation of the different generation systems is carried out in the TRNSYS software. Once the systems' functional information for a year is retrieved (temperatures, flows, generated/consumed energy,...), an exergoambiental analysis of each installation is accomplished in the work's second part. The results are studied and evaluated, and some possible solutions are suggested in order to reduce the installations' environmental impact.

Key words: heat generation systems, TRNSYS, energetic simulation, exergoambiental analysis, environmental impact



RESUME

Le secteur résidentiel est aujourd'hui responsable du presque 40% de la consommation d'énergie et du 12% des émissions des gaz d'effet de serre dans l'U.E. Le travail présent est centré dans l'analyse de différents systèmes de génération de chaleur dans le bâtiment et dans la postérieur évaluation de son impact dans l'environnement afin de fournir information utile vis à vis d'adopter des solutions qui permettent atténuer cette situation. Premièrement le design et simulation des différents systèmes de génération choisis sont exécutés dans le software TRNSYS. Une fois que l'information sur le fonctionnement des systèmes (températures, débits, énergie générée/consommée,...) au cours d'un an est relevée, une analyse exergoambientale est réalisée. Les résultats sont étudiés et interprétés, et des possibles solutions d'amélioration sont proposées afin de réduire l'impact que ces installations ont sur l'environnement.

Mots clés: systèmes de génération de chaleur, TRNSYS, simulation énergétique, analyse exergoambientale, impact environnemental



Ingeniaritza Goi Eskola Teknikoa
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Bilbao



Makina eta Motor
Termikoak Saila
Departamento de Máquinas
y Motores Térmicos

MEMORIA



OBJETIVOS Y ALCANCE

Este proyecto tiene como finalidad el analizar varias instalaciones de generación de calor en el sector residencial y evaluar su impacto en el medio ambiente.

La edificación en la U.E. representa aproximadamente el 40% del consumo de energía y alrededor de un 12% de las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Encontrar soluciones para reducir el impacto de los edificios en el medio ambiente debe ser por lo tanto un objetivo prioritario.

La reducción del consumo y de las emisiones en el sector residencial pasa por la implantación de una construcción más sostenible (nuevos materiales, soluciones basadas en la naturaleza, arquitectura bioclimática,...), el empleo de medidas de eficiencia energética en la edificación, y el uso de energías renovables para cubrir las demandas energéticas de la vivienda.

Con el propósito de encontrar soluciones que reviertan en un ahorro de energía y en la reducción del impacto que tienen los edificios sobre el ambiente, este trabajo busca aportar información acerca del uso de fuentes de energía no convencionales en viviendas, su diseño, su implantación y su funcionamiento; así como analizar su huella en el entorno a lo largo de su vida útil.

En una primera parte del trabajo se analizarán distintas instalaciones de generación de calor, monitorizándose los resultados para su posterior uso en la segunda fase del proyecto. Dentro de este primer apartado los objetivos serán los siguientes:

- Seleccionar, comparar, y evaluar diferentes fuentes de energía susceptibles de ser utilizadas en el sector residencial para generación de calor con un impacto ambiental mínimo.
- Modelizar las diferentes instalaciones en TRNSYS para obtener información acerca de sus funcionamientos y rendimientos, y cuantificar sus consumos y emisiones.
- Optimizar los diseños creados mediante estrategias de control y monitorización que reduzcan los consumos y los impactos.



Este proyecto debe servir también como justificación y demostración del uso de softwares de simulación como un método válido y sólido para el modelado de sistemas reales.

Una vez simulados los sistemas y obtenidos los resultados se procederá a estimar su efecto en el entorno. Los objetivos en este caso serán:

- Evaluar el impacto ambiental de las distintas soluciones propuestas mediante un análisis exergoambiental. A tal efecto, aplicar los principios de la termoeconomía y del análisis exergético para identificar los equipos del sistema con mayor potencial de mejora.
- Determinar el origen de la contaminación: si ésta se produce por las irreversibilidades propias del proceso termodinámico, o si por el contrario se origina en algún punto de la vida útil de la instalación: fabricación, montaje, uso, y/o disposición de los mismos; funcionamiento intrínseco de la propia instalación,...
- Comparar las diferentes soluciones adoptadas y cuantificar tanto los ahorros obtenidos en energía consumida como las emisiones evitadas a la atmósfera.



BENEFICIOS DEL TRABAJO

El cambio climático es una cuestión de actualidad que en un futuro no muy lejano acabará por afectar a toda la población mundial independientemente de su país de origen, raza, lengua o religión; buscar soluciones para combatirlo y atenuar sus efectos debe ser una prioridad.

Dentro de las acciones a llevar a cabo, está la reducción del consumo energético y de las emisiones en los edificios. En efecto este sector consume casi el 40% de la energía y emite el 12% de los gases de efecto invernadero en la U.E. Urge por lo tanto encontrar soluciones que atajen esta situación.

Este trabajo busca, a través del análisis de diferentes sistemas de generación de calor en viviendas, aportar información del impacto que éstas tienen en el medio ambiente.

Identificar por lo tanto que instalaciones llevan asociadas la mayor difusión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, y dónde se sitúa el origen de la misma (ineficiencias termodinámicas del proceso o la propia vida útil de la instalación: fabricación, montaje, uso y/o disposición de los equipos que componen la instalación), es el primer paso para la reducción de las emisiones, y por lo tanto para el beneficio mismo del entorno que nos rodea.

Igualmente unas instalaciones más eficientes energéticamente se traducen en un mejor aprovechamiento de la energía primaria y en una reducción en el consumo de la misma, preservando así los recursos naturales de la Tierra. Por otra parte, el uso de sistemas autónomos generación de calor e iluminación mediante fuentes renovables contribuye a evitar el consumo de otras fuentes que por el contrario no lo son y a aumentar la resiliencia de nuestro entorno frente al cambio climático. El primer beneficio del trabajo es por lo tanto ambiental.

La reducción en las emisiones y en el consumo energético lleva asociado un importante ahorro económico y por lo tanto el segundo beneficio del proyecto es económico. En efecto, la reducción en el uso de combustibles fósiles supone un ahorro para los consumidores, así como la disminución de la dependencia energética exterior. Por otra parte, la reducción en las emisiones de gases de efecto invernadero supone también una rebaja en las tasas de emisión de dichos gases.



Por último, no se pueden olvidar los beneficios sociales que unas instalaciones más respetuosas con el medio ambiente puedan aportar. Una reducción de los gases de efecto invernadero supone la consiguiente mejora en la calidad del medio ambiente y en la calidad de vida de la comunidad. Por otra parte, unas instalaciones gestionadas por los propios usuarios como es el caso de la vivienda en estudio, además de sistemas de calefacción comunitarios, pueden inducir transformaciones sociales a nivel local mediante la autogestión de la energía producida en el propio punto de consumo, actuando los vecinos como productores a la vez que consumidores de su propia energía y otorgándoles de esta manera cierta independencia energética.

Este trabajo –centrado en el estudio de la generación mediante energías alternativas en el punto de consumo y en cuantificar el impacto que éstas tienen para poder así determinar las posibles mejoras con el objeto de reducir esa huella en el entorno– busca aportar beneficios tanto ambientales como económicos y sociales, dando información útil para llevar a cabo el cambio hacia una sociedad y una economía más sostenibles y bajas en carbono, así como para incrementar la resiliencia de nuestro entorno frente al cambio climático.



ESTADO DEL ARTE

SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL Y EMISIONES

El planeta se halla ante una situación problemática. Con una población en continuo ascenso (se espera que en 2030 se alcancen los 8300 millones de personas, frente a los 7476 millones de 2016), la demanda energética se verá incrementada si se quiere mantener el nivel de vida y el consumo actual. Este incremento lleva asociado un aumento en el consumo de energía y de materias, que con el modelo actual, basado aún en fuentes de energía no renovables y combustibles fósiles, resulta en el agotamiento de los recursos naturales y aumento en las emisiones de gases de efecto invernadero, con el consiguiente daño y peligro que estos impactos puedan tener sobre el medio ambiente. Este crecimiento desmedido pone a la humanidad ante una situación crítica.

Según los últimos datos de la Agencia Internacional de Energía (IEA en inglés) [1], en 2015 el consumo de energía mundial ascendió a los 9384 Mtoe (Millón de toneladas equivalente de petróleo) desde los 4661 Mtoe de 1973, esto es, el consumo de energía mundial se ha visto multiplicado por dos en 40 años. El petróleo fue el combustible más utilizado (41%), seguido del gas natural (14,9%), la electricidad (18,5%), y el carbón (11,1%). La electricidad, considerada como energía final, aún sigue siendo producida en su mayoría por energías que consumen recursos no renovables o que tienen un impacto en el medio ambiente (carbón: 39,3%; gas natural: 22,9%; nuclear: 10,6%). Frente a estas fuentes de energía, las renovables representan entorno al 14,5% del consumo mundial de energía (y un 7,1% (23,1% si se incluye la hidroeléctrica) en la generación de electricidad). En cuanto a la producción de energía primaria, ésta se cifró en 13647 Mtoe, repartiéndose entre un 31,7% para el petróleo, un 28,1% el carbón, un 21,6% el gas natural, un 4,9% la energía nuclear, y el resto siendo el conjunto de energías renovables (13,7%).

Todo este consumo y producción de energía generó en 2015 en todo el mundo 32294 millones de toneladas equivalentes de CO₂, el doble que en 1973.

En Europa, y según datos del último informe de la Comisión Europea [2], en 2014, el consumo de energía final fue de 1061,7 Mtoe, con unas emisiones de gases de efecto invernadero estimadas en 4419,2 millones de toneladas de CO₂ equivalentes. Estas cifras representan un ligero logro ya que simbolizan una reducción del 18% en emisiones y un 2% en consumo respecto al año 1995.



Europa, sin embargo, sólo representa el 5,6% de la producción de energía en el mundo por lo que es muy dependiente de otros países en materia energética. Una solución para paliar esta dependencia pasa por reducir el consumo fomentando la eficiencia energética y el aprovechamiento de las energías renovables que actualmente sólo representan alrededor del 12% en el consumo final. Hay que destacar sin embargo también que de los 232,7 Mtoe consumidos en electricidad, casi el 30% proviene de energías renovables.

Finalmente en el caso de España, ésta fue responsable de la emisión de 342,7 millones de toneladas de CO₂ equivalente en gases de efecto invernadero (lo que supone un 3% más que en 1995), y del consumo de 79,23 Mtoe de energía final (casi un 24% más que en 1995). Dentro de este consumo, las energías renovables apenas representan el 6,5%. Sin embargo, dentro del 24% que representa la energía eléctrica en el consumo final, las energías renovables son responsables de la producción del 41% de dicha electricidad

Frente a este panorama, las soluciones que se plantean pasan por la sustitución progresiva de los combustibles fósiles por fuentes de energía renovables, y por el uso y adopción de políticas de eficiencia energética. Si bien estos objetivos se consiguen, es aún necesario un decrecimiento en el nivel de consumo y de las fuerzas productivas de la sociedad actual para reducir el impacto humano en el planeta y para que las energías renovables fuesen capaces de cubrir toda la demanda energética mundial.



SITUACIÓN ENERGÉTICA EN EL SECTOR RESIDENCIAL

DATOS

El sector residencial no es ajeno a esta situación. Según la IEA, este sector es responsable de aproximadamente el 33% del consumo energético mundial. Sólo en Europa, en 2014, el sector residencial y servicios consumían 404,4 Mtoe, lo que representa un 38% sobre el consumo de energía final total de la U.E. En España, estos sectores representan por su parte un consumo de 26,56 Mtoe, es decir, un 30% sobre el consumo de energía final total. Esto significa que los mencionados sectores no son ajenos a los problemas relacionados con el suministro de energía en el mundo ni con la cuestión del cambio climático.

En efecto, estos sectores representan la emisión de 524 millones de toneladas equivalentes de CO₂ de gases de efecto invernadero en la U.E., representando esta cantidad el 11,86% respecto al resto de sectores. En España estos sectores representan el 10,5% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero, cifradas éstas en 238,1 millones de toneladas equivalentes de CO₂.

En cuanto al caso de la CAPV [3], el sector terciario que agrupa residencial y servicios, es el responsable del consumo del 20% de la energía final, siendo las fuentes más consumidas el gas natural en calefacción (43%) y la electricidad (40,6%) generalmente para iluminación. La fracción de renovables es aún escasa con una fracción del 6,9%. De acuerdo con la nueva Estrategia Vasca de Cambio Climático 2050 aprobada en 2015 [4], estos valores están aún lejos del consumo de 40% de energía renovable a alcanzar sobre el consumo final en 2030[5], y en al menos al 80% en 2050 con respecto al año 2005.

POLÍTICAS Y LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Estos datos, han propiciado que en los últimos años la U.E. y sus estados miembros hayan impulsado políticas de eficiencia energética e inclusión de energías renovables en los edificios, entre los que se encuentra el compromiso 20/20/20 que busca la mejora de la eficiencia energética en un 20%, la participación de las energías renovables en el mix energético hasta alcanzar un 20%, y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% (estos objetivos se han ampliado a 2030, siendo los porcentajes objetivos. 27%, 30%, y 40% respectivamente). Estas medidas han de aplicarse tanto a los edificios de nueva construcción como a las rehabilitaciones de los ya existentes.

Entre las últimas directivas del programa europeo *Horizon 2020* [6] destacan las líneas de investigación en los sistemas de calefacción y refrigeración, así como en el potenciamiento de las redes de District Heating y el aprovechamiento de fuentes de calor de baja temperatura o calores residuales. En lo que respecta al edificio como tal, los estudios se centran en las mejoras de la envolvente (nuevos y mejores cerramientos y materiales) y las instalaciones (más eficientes, introducción de energías renovables, nuevos materiales para el almacenamiento de energía...), así como en la monitorización y control de la energía mediante sistemas avanzados de gestión (BMS: Building Management Systems o EMS: Energy Management Systems).

EDIFICIOS ZEB O NZEB

Igualmente se ha potenciado y desarrollado en los últimos años la idea de los edificios de bajo o nulo consumo energético (Near Zero Energy Building (NZEB) o Zero Energy Building (ZEB)) en los que la energía producida por el propio edificio es igual o prácticamente igual a la energía consumida por el mismo. Estos edificios hacen uso de una combinación de estrategias energéticas pasivas (enfocadas a la conservación de la energía dentro de la vivienda haciendo uso del potencial energético del ambiente) y activas (generación vía energías renovables, instalaciones eficientes de bajo consumo).

En efecto, los ZEB o NZEB están basados en un diseño que les permite reducir drásticamente la demanda de energía. Dicho diseño se fundamenta en una arquitectura bioclimática, en el aprovechamiento de la inercia térmica del propio edificio, en el uso de diseños de aprovechamiento solar pasivo, y en una envolvente muy bien aislada; además de en la utilización de sofisticados software de simulación durante la fase de planteamiento del proyecto. Todo ello se ve complementado por la otra parte por sistemas de recuperación de calor, y por unas instalaciones de climatización y ventilación eficientes con un consumo mínimo, así como por el uso de energías renovables.

Si bien un nivel ZEB es técnicamente complejo y a día de hoy costoso, existen líneas de investigación en la U.E. enfocadas a un abaratamiento en la construcción de estos edificios.

EDIFICIOS LOWEX

Por último, los análisis y métodos de optimización y eficiencia energética en el sector residencial actuales no distinguen entre las calidades de los flujos de energía y sólo se centran en el aspecto cuantitativo de la energía (primer principio de la termodinámica), y utilizando métodos ajenos a la termodinámica (conversión de todos los flujos de energía a demanda de energía primaria sin hacer distinciones de nuevo entre la calidad de la energía).

Esta nueva corriente [7] se basa en el uso de la exergía para el uso eficiente de la energía en edificios. En efecto, la idea de los edificios LowEx se centra en, distinguiendo las calidades de las diferentes energías (a través de la exergía y del 2º principio de la termodinámica) que pueden ser puestas en juego en los edificios, asignar dichas energías a los diferentes consumos de la vivienda en función de las necesidades y usos que se vayan a dar a las mismas. Así por ejemplo, no es necesaria una energía de mucha calidad (de mucha exergía) para mantener una temperatura de entorno 20°C en el interior de una vivienda o para mantener el depósito de ACS a 55°C, mientras que si se requiere una energía de calidad para, por ejemplo, la demanda en iluminación. No tendría por lo tanto sentido utilizar energía eléctrica o ciertos combustibles fósiles para ciertas aplicaciones dentro de la vivienda.

Con la perspectiva de la exergía, los edificios LowEx no sólo tienen en cuenta el aspecto cuantitativo de la energía, sino también el cualitativo, asignando de esta manera los recursos de una manera más eficiente y promoviendo el uso de las energías renovables y el aprovechamiento de las fuentes de calor de baja temperatura.

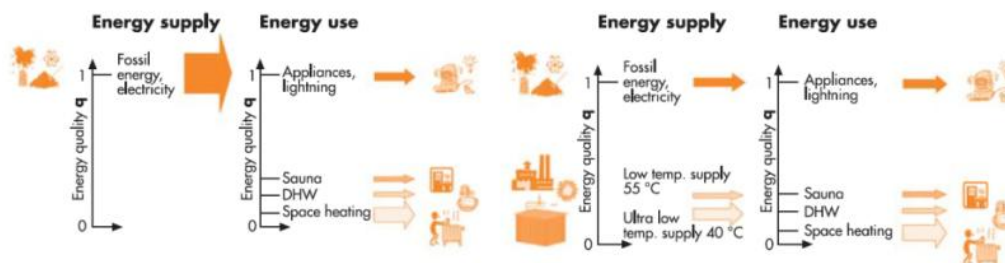


Figure 1.1: Left: Energy supply by means of high quality energy sources for a typical building with several uses at different quality levels. Right: Energy supply with sources at different quality levels for the same building with uses at different quality levels.

FIGURA 1. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LA EXERGÍA EN EDIFICIOS (ANNEX 49)



METODOLOGÍA TERMOECONOMÍA. ANÁLISIS EXERGÉTICO

En la segunda parte del presente trabajo, se realizará un análisis exergoambiental de las diferentes instalaciones estudiadas. Dentro de este análisis se utilizarán las herramientas del análisis termoeconómico mediante métodos de análisis exergético que a continuación se detallan.

La termoeconomía es una disciplina que aúna las disciplinas de la termodinámica y la economía para obtener resultados que no serían posibles mediante la aplicación de ambas disciplinas de forma separada. Esta rama de la ingeniería sienta sus bases en el uso de la exergía como herramienta para determinar las ineficiencias de los procesos termodinámicos y el coste asociado a las mismas pudiendo así diagnosticar fallos, impactos en el uso del combustible y en el medio ambiente, contabilizar y asignar costes a los diferentes flujos del sistema, y optimizar los sistemas energéticos y sus componentes. Si bien esta metodología se relaciona con los aspectos económicos de un proceso termodinámico, se puede aplicar también para determinar los costes o impactos medioambientales que ese mismo proceso pueda tener. El análisis exergoambiental llevado a cabo en este trabajo nace de la combinación de esta premisa junto con la aplicación de la herramienta del Análisis de Ciclo de Vida.

Como ya se ha mencionado, la herramienta empleada en la termoeconomía es el análisis exergético. La exergía se define como el máximo trabajo teórico que se puede obtener de un sistema cuando éste es llevado hasta el equilibrio termodinámico con el ambiente y mientras el sistema interactúa solamente con el ambiente. A diferencia de la energía, la exergía no está sujeta a una ley de conservación y puede ser destruida cuando la calidad de la energía es degradada debido a las irreversibilidades de cualquier proceso. Esta propiedad termodinámica surge de la combinación de la primera y segunda ley de la termodinámica. La primera ley se centra sólo en la conservación de la energía y era la base en la que se fundamentaban hasta ahora los análisis de los procesos termodinámicos. Sin embargo, este principio no proporciona la información suficiente acerca del uso eficiente de la energía. La ley de conservación de la energía sólo se centra en la cantidad de energía puesta en juego, pero no en la calidad de ésta, no hace distinciones entre las diferentes formas de la energía (calor y trabajo por ejemplo), y sólo tiene en cuenta las pérdidas del sistema hacia el exterior, obviando las pérdidas debidas a las irreversibilidades propias a cualquier proceso termodinámico. Por su parte, la segunda ley de la termodinámica se refiere a la disipación de la energía en cualquier proceso termodinámico y establece que el trabajo disponible siempre se reduce en cualquier proceso real. Además de evaluar la calidad de las energías puestas en

juego y de medir las pérdidas en los procesos reales de transformación de energía. De esta forma la exergía se revela como una variable de referencia para la asignación de costes económicos (o ambientales) entre los recursos y los productos que intervienen en un proceso industrial y para la evaluación de sus imperfecciones termodinámicas.

Entre las ventajas que surgen del análisis exergético, es decir del uso conjunto de las dos primeras leyes de la termodinámica, están:

- **Considerar el aspecto cualitativo de la energía:** distingue las calidades de las energías puestas en juego y de esta forma permite distinguir su potencial. Así la electricidad tiene un alto potencial ya que puede ser transformada completamente en trabajo útil (es exergía pura), mientras que por ejemplo, fuentes de calor cercanas a la temperatura ambiente presentan un bajo potencial ya que sólo una fracción de la energía podrá ser convertida en trabajo útil.
- **Cuantificar el mínimo consumo de exergía necesario para satisfacer una demanda:** permite priorizar las fuentes de energía. Cuando la demanda en exergía sea elevada será necesario recurrir a energías con una calidad elevada (electricidad por ejemplo). Sin embargo, si la demanda en exergía es reducida se podrán utilizar otras fuentes de menor calidad (calores residuales por ejemplo). De esta forma se potencia la eficiencia energética (reduciendo la energía requerida y aprovechando otras fuentes de energía) y la utilización de energías renovables.
- **Conocer el consumo de exergía en el sistema y en cada uno de sus componentes:** cuantifica las pérdidas de exergía y mide la aproximación a la situación ideal (que el proceso sea reversible), suministrando información sobre el comportamiento del sistema y revelando su potencial de mejora energética.
- **Identificar las causas y lugares de las ineficiencias de un proceso:** al tener en cuenta las irreversibilidades del proceso y sus pérdidas asociadas debido a la destrucción de exergía, permite determinar los puntos del sistema responsables de las ineficacias. De esta forma se pueden identificar en un sistema los equipos que tienen un mayor coste económico para la instalación (porque estén consumiendo más combustible del necesario por ejemplo) o, enfocando el análisis exergético hacia un plano ambiental, reconocer en que punto de la instalación se produce el mayor impacto hacia el ambiente (que equipo tiene las mayores emisiones de CO₂ asociadas por ejemplo, o cual es el trabajo mínimo (exergía) necesario para limpiar y recuperar el estado inicial de un ambiente que ha sido contaminado a causa de la degradación debida a la destrucción de exergía durante un proceso).



Todo esto permite optimizar el diseño de equipos e instalaciones así como facilitar la toma de decisiones a la hora de aplicar medidas de mejora.

Dependiendo del objetivo final los estudios termodinámicos pueden dividirse en dos grupos: los que buscan contabilizar los costes de los productos y de los flujos intermedios; y los que buscan la optimización de los sistemas energéticos. Los primeros se ocupan de calcular el coste de cada flujo en función de los recursos necesarios para producirlo y en determinar sus costes medios. Para ello se emplean sistemas de ecuaciones algebraicas extraídas del análisis económico convencional y ecuaciones de coste auxiliares para cada uno de los componentes del sistema analizado. Entre estos métodos se encuentran el Theory of Exergy Coste (TEC), el Last-In-First-Out (LIFO), el Average Cost (AVCO), el Specific Exergy Costing (SPECOC), y el Modified Productive Structural Analysis (MOPSA). Mientras, el segundo grupo utiliza el método de los multiplicadores de Lagrange, y dentro de él se encuentra la teoría del Thermo-economic Functional Analysis (TEFA). Para cualquiera de las dos mencionadas aproximaciones se utiliza la Structural Theory (TCC) que permite obtener las ecuaciones que modelan el sistema termodinámico de una forma metódica.

Finalmente cabe destacar que la termoeconomía permite asignar costes a co-productos convirtiéndose esta metodología en extremadamente útil a la hora de analizar sistemas de cogeneración o trigeneración.

La metodología del análisis exergético y de asignación de costes se explica de manera aplicada al caso en estudio más adelante en el apartado Metodología de este trabajo.



METODOLOGÍA ACV

La metodología de Análisis de Ciclo de Vida se utilizará combinada con la Termoeconomía para llevar a cabo el análisis exergoambiental de las instalaciones, por lo que es conveniente explicar de manera resumida sus principales características y fundamentos.

DEFINICIÓN

Para alcanzar unos modelos de producción y consumo más sostenibles es necesario considerar las implicaciones ambientales de toda la cadena de suministro de los productos (bien sean materiales o servicios), su uso, y su tratamiento como residuos; es decir, su ciclo de vida “desde la cuna a la tumba”. Es en este contexto que nace la herramienta del Análisis de Ciclo de Vida.

Según el SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry), "el Análisis de Ciclo de Vida es un proceso objetivo para evaluar las cargas ambientales asociadas a un producto, proceso o actividad, identificando y cuantificando el uso de materia y energía y los vertidos al entorno; para determinar el impacto que ese uso de recursos y esos vertidos producen en el medio ambiente, y para evaluar y llevar a la práctica estrategias de mejora ambiental. El estudio incluye el ciclo completo del producto, proceso o actividad, teniendo en cuenta las etapas de extracción y procesado de materias primas; producción, transporte y distribución; uso, reutilización y mantenimiento; y reciclado y disposición del residuo".

Para la realización de un estudio de este tipo se cuantificarán las entradas y usos de recursos (materias primas, energía...), así como las salidas y emisiones al medioambiente (residuos/emisiones al aire, agua o suelo) de todos las etapas y/o procesos de los que se componga el producto o actividad. La evaluación de estas entradas y salidas desde un punto de vista ambiental permitirá la obtención de las cargas o impactos ambientales (asociados a la salud humana, recursos y efectos ambientales) que se producen en cada etapa del producto/actividad estudiada, ofreciendo de esta forma información acerca de los puntos en los que se generen las mayores cargas y pudiendo así actuar sobre los mismos.

En los últimos años y al amparo de la concienciación por parte de la sociedad sobre el cambio climático y el impacto humano en el medio ambiente, se ha desarrollado una numerosa normativa al respecto de la gestión ambiental: integración de sistemas de gestión ambiental, auditorías, evaluación del comportamiento

medioambiental, comunicación ambiental, consideración de aspectos ambientales en productos (ecodiseño y etiquetado ecológico),... El Análisis de Ciclo de Vida no es ajeno a toda esta legislación y dos normativas internacionales regulan su aplicación: norma UNE-EN ISO 14040:2006 (Gestión ambiental. Análisis de Ciclo de Vida. Marco de referencia) y norma UNE-EN ISO 14044:2006 (Gestión ambiental. Análisis de Ciclo de Vida. Requisitos y directrices).

FASES ACV

El Análisis de Ciclo de Vida se divide en las siguientes fases:

- Definición del objetivo y del alcance
- Análisis de inventario
- Evaluación de impacto ambiental
- Interpretación

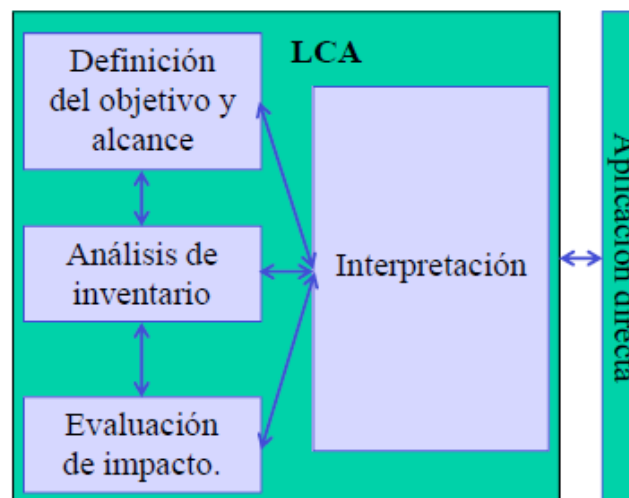


FIGURA 2. FASES ACV

Definición del objetivo y del alcance

En la primera fase se definen el objetivo y el alcance del propio análisis, así como el sistema que se estudiará, su función o funciones, y sus límites (que fijan qué procesos quedan incluidos en el estudio).

Queda también definida en este apartado la unidad funcional que es la unidad de referencia del estudio. Ésta debe estar claramente definida, ser mensurable, ser

coherente con el objetivo y alcance del proyecto, y servir de base para la normalización de todos los datos (tanto de entrada como de salida).

Finalmente, y sólo si es necesario, se realizará el proceso de asignación. Éste es un paso importante en el ACV, aunque deberá evitarse siempre que se pueda. Si fuese necesario realizarlo se establecerá, a ser posible, una relación causal entre entradas y salidas y productos. Si no, se buscará algún criterio objetivo. El procedimiento de asignación se podrá realizar de dos formas: dividiendo el proceso unitario, ampliando los límites del sistema.

Análisis de inventario

El análisis del Inventario de Ciclo de Vida cuantifica los consumos de materias primas y energía junto con todos los residuos sólidos y emisiones y cargas medioambientales derivados de todos los procesos que están dentro de los límites del sistema. Sin embargo no indica cual es el efecto de cada consumo o emisión, ni utiliza unidades iguales para todos los consumos o emisiones, por lo que es difícil de manejar e interpretar. Es por ello que es necesaria una evaluación del Impacto del Ciclo de Vida.

Evaluación de Impacto ambiental

La evaluación de Impacto del Ciclo de Vida permite una interpretación científica y estructurada del Inventario de Ciclo de Vida.

Esta fase consta de 4 pasos:

- **Selección de categorías de impacto:** consiste en determinar unas categorías de impacto que resuman los daños causados por todos los consumos y emisiones obtenidos en el Inventario de Ciclo de Vida. Un ejemplo de categorías de impacto sería: efecto invernadero, reducción de la capa de ozono, toxicidad humana, deterioro de los ecosistemas, agotamiento de recursos, acidificación, eutrofización...entre otras.
- **Clasificación por categorías de impacto:** consiste en asignar a cada uno de los consumos y emisiones del Inventario de Ciclo de Vida a una de las categorías de impacto seleccionadas.
- **Caracterización de los resultados por indicadores de categoría:** establece la forma en que los datos del Inventario de Ciclo de Vida son agregados a cada una de las categorías de impacto.
- **Normalización y ponderación de los resultados:** consiste en establecer una relación entre la magnitud considerada y un cierto valor de referencia (normalización), en clasificar y catalogar los indicadores (agrupación), o



bien en asignar un cierto peso a cada categoría de impacto con el fin de obtener una única puntuación (ponderación).

Los tres primeros pasos son elementos obligatorios en un ACV y se encuadran dentro de las metodologías denominadas “Midpoint” como la *CML 2002*. El último paso sin embargo es opcional, ya que si bien facilita la interpretación de los resultados tiene un carácter subjetivo. Las metodologías denominadas “Endpoint”, como la *Eco-indicator 99*, incluyen este último paso y suelen normalizar/agrupar/ponderar los resultados en función de: salud humana, calidad del medio ambiente, recursos.

Interpretación

En esta última fase se analizan los resultados, se sacan conclusiones, se explican las limitaciones y se proponen alternativas para la mejora de los resultados. Consta de tres partes:

- Identificación de variables significativas
- Verificación de resultados (mediante análisis de integridad, sensibilidad, coherencia, u otros)
- Conclusiones y recomendaciones

La interpretación del Análisis de Ciclo de Vida permite llevar a cabo aplicaciones directas como el desarrollo y la mejora de productos, el desarrollo de políticas públicas, la planificación estratégica,...



ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

En este apartado se analizarán una serie de sistemas de generación de calor susceptibles de ser utilizados en el sector residencial, evaluando tanto los que se han estudiado en el presente trabajo como los que podrían haber sido implantados y justificando porque se han escogido unos u otros. Igualmente se presentarán diferentes softwares de simulación energética presentes en el mercado, así como programas para el estudio del Análisis de Ciclo de Vida, argumentándose porque se han elegido los que finalmente se han utilizado.

SISTEMAS DE GENERACIÓN DE CALOR

A la hora de seleccionar la instalación será necesario tener en cuenta una serie de factores como:

- **Localización de la vivienda:** será importante conocer la ubicación de la vivienda para conocer su clima, la zona de irradiación solar, temperatura y tipo de suelo,... de cara a estimar las necesidades y la demanda térmica del edificio, así como para determinar las posibles fuentes de energía susceptibles de ser utilizadas.
- **Espacio disponible:** será necesario conocer el espacio que quede disponible en el edificio para los equipos, depósitos de acumulación, depósitos de combustible (importante en el caso de las calderas de biomasa), instalación hidráulica,...
- **Calidad de la energía:** ya que se va a trabajar analizando la exergía de los distintos sistemas, será conveniente evaluar la calidad de las fuentes de energía puestas en juego, valorando así el aprovechamiento de fuentes de menor calidad cuando la demanda sea reducida y utilizando las fuentes de mayor calidad cuando sea elevada. De esta manera se conseguirá aumentar la eficiencia energética.
- **Priorizar energías renovables:** de cara a una reducción en el consumo de combustibles fósiles, al cumplimiento de la fracción de ACS a cubrir con energías renovables exigida por el CTE, a una mejor nota en la calificación energética del edificio, y con vistas a reducir el impacto ambiental de la instalación.

Para cualquiera de las instalaciones escogidas será importante que el edificio este bien aislado y que su envolvente posea una transmitancia baja, para así reducir las pérdidas y conseguir una mayor eficiencia energética. No servirá de nada contar

con un sistema de generación limpio y eficiente si las pérdidas a través de la envolvente del edificio son elevadas (con el consiguiente aumento del consumo necesario para cubrir una demanda incrementada a causa de dichas pérdidas).

Fuentes de energía convencionales

Dentro de esta categoría se encuentran las calderas de gas y los motores de microgeneración.

Las calderas deberán ser de condensación para aprovechar la energía contenida en el vapor de agua presente en los humos de escape, con el consiguiente aumento del rendimiento de combustión. Este tipo de instalaciones permiten reducir las emisiones de CO₂ gracias a la disminución del consumo debido al mencionado aumento del rendimiento, además de poseer quemadores LowNO_x que permiten mitigar también la emisión de este tipo de contaminantes.

Si bien son una solución económica, de fácil instalación y compacta, con una respuesta rápida, y con facilidades en cuanto al suministro y almacenamiento de combustible, este sistema sólo se ha contemplado en los diferentes casos como una fuente de apoyo y de respuesta cuando los sistemas de generación principales finalmente escogidos (motores de cogeneración, colectores solares, bomba de calor aire-agua) no sean capaces de suplir toda la demanda térmica del edificio. Esto es debido a que, como se ha mencionado antes, se ha procurado priorizar el uso de energías renovables.

Los motores se han encuadrado dentro de las fuentes de energía convencionales ya que utilizan gas natural como combustible; si bien la legislación las incluye en el grupo de energías en régimen especial [8] junto con las energías renovables no fósiles, sistemas de aprovechamiento de gases residuales, y valorización energética de residuos. Esto se debe a la alta eficiencia de esta tecnología. Además de estar contempladas en el Documento Básico HE Ahorro de energía del CTE como posible sustituto para la contribución solar mínima para ACS.

La producción conjunta de calor y electricidad o cogeneración, es una solución de ahorro y eficiencia energética, que proporciona rendimientos mayores a los sistemas convencionales debido a que procura mismos resultados para un consumo energético menor, lo que se traduce también en una reducción de las emisiones de CO₂. Es una alternativa atractiva para instalaciones centralizadas en el sector residencial y económicamente interesante para los usuarios. Además es una solución compacta y de fácil instalación. Los motores se contemplarán en el

caso nº1 ya que hacen parte de la instalación real del edificio, por lo que serán el punto de partida del estudio.

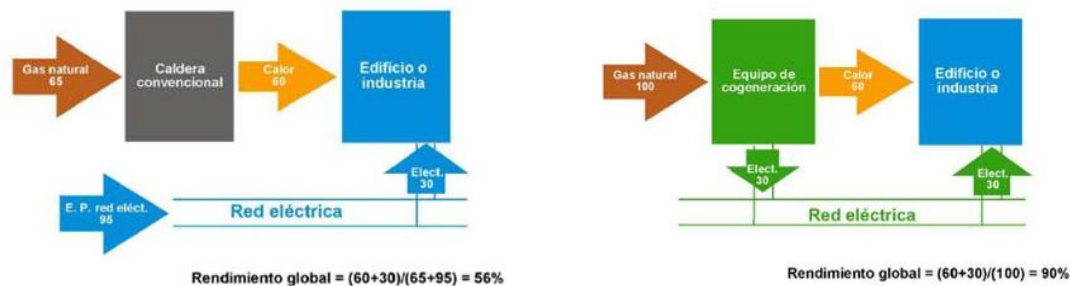


FIGURA 3. SUMINISTRO CONVENCIONAL DE ENERGÍA (IZD) VS SUMINISTRO MEDIANTE COGENERACIÓN (DCHA) (BESEL)

Fuentes de energía renovables

Dentro de las energías renovables se han valorado las siguientes instalaciones: caldera de biomasa, instalación solar, y bomba de calor.

La caldera de biomasa es una solución interesante para su uso en una red centralizada o de District Heating. El combustible utilizado son pellets, astillas o cualquier otro residuo forestal, y vista la situación del edificio, la CAPV, con una gran disponibilidad para obtener este tipo de materia, la caldera de biomasa sería una opción interesante. Si bien la combustión de este combustible genera CO_2 , se considera que estas emisiones se corresponden con el CO_2 que el vegetal absorbe a lo largo de su vida. En cualquier caso esta opción ha quedado descartada debido al enorme espacio que sería necesario para almacenar el combustible indispensable para cubrir la demanda energética de un edificio de 171 viviendas, además de los costes asociados de gestión y transporte de la biomasa y las emisiones derivadas de los mismos.

En cuanto a las instalaciones que utilizan la energía solar como energía primaria, se ha optado por valorar un sistema de colectores solares. Si bien el edificio se sitúa en una zona de baja irradiancia como es el caso de la CAPV, se ha querido demostrar que es un sistema viable (llegando a cubrir sólo un 10% menos de la demanda de ACS que los motores de cogeneración) incluso en territorios de estas características. Existen además facilidades para la instalación de dichos equipos: los colectores pueden ser instalados en la cubierta del edificio, o bien se puede aprovechar los soportes de los paneles fotovoltaicos ya existentes en la fachada Sur, sustituyendo éstos últimos por los colectores planos (planteando los supuestos de que el edificio fuese de nueva construcción o de que debido a la

legislación existente (RD 900/2015) los paneles fotovoltaicos no estuviesen funcionando). Los colectores solares se analizarán por lo tanto en el caso nº2.

La generación de energía mediante los paneles fotovoltaicos sólo se contemplará en el caso nº3, y a modo de hibridación con la tecnología de bomba de calor, es decir, la electricidad generada en los paneles alimentará la bomba de calor.

Por último se ha planteado la posible utilización de las energías geotérmica y aerotérmica, finalmente decantándose por ésta última. Ambas tecnologías se basan en el uso de una bomba de calor para la extracción de calor de un foco frío (la tierra en el caso de la geotermia, el aire exterior en el caso de la aerotermia) a otro caliente (el interior de la vivienda). El combustible utilizado por estas máquinas térmicas es la energía eléctrica, que por otra parte será suministrada por los paneles fotovoltaicos ya instalados en la fachada Sur. La aplicación geotérmica se ha descartado debido al gran número de geointercambiadores que sería necesario instalar para cubrir la demanda del edificio, así como por la necesidad de un gran terreno disponible para su instalación y a los permisos asociados a dicho montaje. Se ha optado por lo tanto en el caso nº3 por la instalación de una bomba de calor aire-agua. Se trata de un equipo exterior y compacto, por lo que se puede instalar incluso en la cubierta del edificio. Como se demostrará más adelante, este equipo logra además cubrir más del 80% de la demanda térmica total del edificio.

SOFTWARES DE SIMULACIÓN

En cuanto a los softwares de simulación, éstos se dividen entre los simuladores energéticos y los programas para el Análisis de Ciclo de Vida. Los primeros se utilizarán en la primera parte del trabajo para simular el comportamiento de las diferentes instalaciones, mientras que los segundos se utilizarán en la segunda parte para calcular el impacto que tienen dichas instalaciones.

Simulación energética

Existen en el mercado numerosos softwares para la simulación dinámica de procesos energéticos en edificios entre los que se pueden destacar entre otros:

- **TRNSYS:** desarrollado por la Universidad de Wisconsin, E.E.U.U.
- **DOE2:** desarrollado por el Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley, E.E.U.U.
- **EnergyPlus:** desarrollado por el Departamento de Energía de los E.E.U.U
- **S3PAS:** desarrollado por la Universidad de Sevilla, España



Finalmente se ha optado por la utilización del programa TRNSYS (TRaNsient SYstem Simulations) que es el programa disponible en el Departamento de Máquinas y Motores Térmicos de la ETSI Bilbao. Entre sus ventajas se encuentran:

- **Flexibilidad:** permite crear cualquier tipo de instalación a través de los componentes que tiene definidos por defecto
- **Código abierto:** permite modificar o crear nuevos componentes (Types)
- **Conexión con otros programas:** Excel, Matlab, EES,...
- **Integración:** permite introducir las características del edificio y relacionarlas con las instalaciones definidas en el programa. Incluye además componentes de regulación y control de las instalaciones.

ACV

Si bien los datos del Análisis de Ciclo de Vida se obtendrán directamente de la Tesis Doctoral *Optimización en la operación y diseño de plantas de microgeneración para edificios de viviendas*, defendida por la profesora de la ETSI Bilbao Estibaliz Pérez Iribarren, se presentan a continuación los softwares disponibles en el mercado para la realización de un ACV:

- **SIMAPRO:** desarrollado por la empresa Pre Consultants, Holanda
- **GABI:** desarrollado por la universidad de Stuttgart, Alemania
- **UMBERTO:** desarrollado por el Instituto Ifeu, Alemania

De todos estos, los datos han sido extraídos del software SIMAPRO por ser el programa más extendido en los Análisis de Ciclo de Vida y por poseer una extensa base de datos (Ecoinvent).

ANÁLISIS DE RIESGOS

El presente trabajo trata acerca del análisis de diferentes sistemas de generación de calor en edificios y su posterior análisis exergoambiental. No considera la implantación real de dichos sistemas y se limita exclusivamente al estudio de los mismos por lo que los riesgos serán limitados. Se pueden definir, sin embargo, dos niveles de riesgo: los riesgos que afectarían a las instalaciones reales y los que afectarían a la propia simulación.

Si bien no es objetivo de este proyecto que las instalaciones que se diseñen en el software de simulación se lleven a cabo en la realidad, es necesario destacar los riesgos posibles que se podrían dar. El primero de ellos es un cambio en la legislación energética vigente. Una inestable situación política unida a una incertidumbre en la política de los precios energéticos puede provocar que la instalación diseñada vea aumentada su inversión inicial o su período de retorno. Por no hablar del caso en el que pueda quedar inutilizada a causa de tasas o peajes que no hagan rentable su implementación (es el caso de particulares con instalaciones solares para autoconsumo eléctrico, que se han visto penalizados por el RD 900/2015 conocido como el “impuesto al sol”). Cabe destacar sin embargo, que una variación en la legislación no tiene por qué suponer siempre un cambio a peor: una potenciación de las energías renovables, vía por ejemplo incentivos económicos, puede significar un impulso al tipo de instalaciones analizadas en este trabajo. El otro riesgo asociado a la propia instalación es que uno de los equipos de generación dejase de funcionar a causa de una avería, no pudiéndose así cubrir la demanda térmica del edificio en ese instante. Para evitar esta situación se han instalado en cada uno de los tres casos dos calderas de apoyo, siendo necesaria en la mayoría de las horas del año sólo una de ellas. En efecto, y a modo de dotar de mayor seguridad al suministro de calor en el edificio, se ha sobredimensionado la potencia instalada. De esta forma, y siendo la mayor demanda anual igual a 607,88 kW para el día 15 de febrero a las 9 de la mañana (hora nº1089 de la simulación):

- el caso nº1 está sobredimensionado en un:

$$\frac{(12,5 \cdot 2 + 500 \cdot 2) - 607,88}{607,88} \cdot 100 = 69\%$$

- el caso n°2¹ está sobredimensionado en un:

$$\frac{(2,6 + 500 \cdot 2) - 607,88}{607,88} \cdot 100 = 65\%$$

- el caso n°3 está sobredimensionado en un:

$$\frac{(64,6 + 320 \cdot 2) - 607,88}{607,88} \cdot 100 = 16\%$$

Los riesgos que afectan directamente al trabajo son los asociados a la propia simulación. El mayor problema que se pueda dar en este contexto es que la simulación sea incorrecta, devolviendo unos resultados que no se ajusten a la realidad. Esto llevaría a una interpretación incorrecta de la instalación y por lo tanto el posterior análisis exergoambiental sería erróneo. Es por lo tanto de vital importancia realizar un correcto planteamiento de la instalación en TRNSYS. Los principales riesgos que se pueden presentar durante la simulación y a evitar son:

- **Mala selección de los Types:** cada Type posee su propio código por lo que es primordial escoger el adecuado para representar el equipo que se desea en la realidad
- **Introducción incorrecta de los parámetros:** unos parámetros introducidos en los Types y que no se correspondan con los del equipo real darán lugar a una simulación no representativa del caso real
- **Conexiones incorrectas entre componentes:** es importante relacionar correctamente las entradas y salidas de los diferentes Types
- **Resultados incoherentes:** TRNSYS no es más que una calculadora, por lo que puede devolver resultados que carezcan de sentido sin dar “error”, pudiendo incluso estos resultados contradecir las leyes de la termodinámica. Es de vital importancia saber interpretar esos datos y corregirlos a tiempo.
- **Selección incorrecta de datos:** a la hora de realizar el análisis exergoambiental serán utilizados los datos obtenidos durante la simulación. Es por lo tanto fundamental que los datos sean correctos y se ajusten con el mínimo error posible a la realidad. Igualmente hay que seleccionar los datos más relevantes para el estudio, descartando los que no aporten información relevante o no sean de utilidad para el análisis posterior

¹ Se toma la potencia generada a esa hora por los colectores: 9346,77 kJ/h=2,6 kW.



Ingeniaritza Goi Eskola Teknikoa
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Bilbao



Makina eta Motor
Termikoak Saila
Departamento de Máquinas
y Motores Térmicos

METODOLOGÍA

CASO EN ESTUDIO

El edificio en estudio se sitúa en el barrio de Salburua (Manzana RCP-7^a, Sector 12), en Vitoria-Gasteiz. Se trata de un bloque de 171 viviendas sociales repartidas en un total de 8 plantas con dos sótanos donde se sitúan los garajes, una planta bajo cubierta que alberga los trasteros, y una planta baja destinada al uso terciario y al almacenamiento de los equipos de generación, acumulación de agua caliente, centro de transformación....Todo ello distribuido en un total de 20910,27 m² de superficie útil.

Sobre este edificio se harán las modificaciones en su sistema de generación de calor para valorar los distintos consumos, energía suministrada, e impacto ambiental de cada una de las opciones estudiadas.



FIGURA 4. EDIFICIO DE 171 VIVIENDAS EN SALBURUA, VITORIA

El promotor del proyecto fue la sociedad pública dependiente del Gobierno Vasco *WISESA*, y fue llevado a cabo por *SATIE ESTUDIOS TÉCNICOS S.L.P.* El proyecto se encuadra en el contrato suscrito con la Comisión Europea para el desarrollo del programa *PIME'S-CONCERTO-3-CE* [9] por el cual se llevan a cabo acciones de investigación, demostración, monitorización y exposición en el ámbito del diseño y ejecución de estrategias y desarrollos residenciales sostenibles según criterios de alta eficiencia energética e integración de fuentes de energía renovables, buscando descentralizar las fuentes generadoras de energía, y aportando el máximo confort a los usuarios con el mínimo consumo energético.

En el marco de la comunidad de Salburua en Vitoria se proyectó una microrred² para tres bloques de 432 viviendas, con fuentes de energía fotovoltaica, microcogeneración, geotermia y bombas de calor con almacenamiento estacional y calderas de apoyo, suscribiéndose los siguientes compromisos:

- a) Mejoras constructivas para una mayor eficiencia energética incluyendo:
 - reducción de al menos un 30% de la demanda mínima requerida para estos edificios según CTE, considerando una ventilación mecánica de 1 renovación/hora;
 - transmitancia fachadas $< 0,35 \text{ W/m}^2\text{K}$;
 - transmitancia cubierta $> 0,24 \text{ W/m}^2\text{K}$;
 - transmitancia suelo en contacto con el terreno $< 0,30 \text{ W/m}^2\text{K}$;
 - transmitancia ventanas-vidrios $< 2 \text{ W/m}^2\text{K}$;
 - coeficiente sombreo (persianas o venecianas) $> 90\%$.

- b) Producción de energía térmica (calefacción y ACS) y eléctrica, mediante poligeneración, basada en energías renovables integradas en función de un aprovechamiento económicamente óptimo, utilizando para ello una microrred; realizándose la producción mediante los siguientes sistemas:
 - colectores solares (conectado al sistema de acumulación geotérmica);
 - planta de cogeneración a base de gas (producción térmica y eléctrica);
 - paneles fotovoltaicos integrados como fachada ventilada.

- c) Comprobación del funcionamiento real de las mejoras incorporadas y la microrred energética, mediante la monitorización durante un año de las viviendas ocupadas y en régimen de uso.

El edificio aquí estudiado es el resultado de la primera fase de dicho plan, y en él se han llevado a cabo las mencionadas mejoras constructivas destacando:

- Fachadas de paneles prefabricados de hormigón trasdosados al interior con panel de cartón yeso y altos niveles de aislamiento.
- Aislamiento de forjados, encuentros de carpintería exterior con fachada y demás puentes térmicos.

² La microrred se define como "un sistema compuesto por sistemas de generación, almacenamiento y cargas, eléctrico y/o térmico, que funcionan bien conectadas o aisladas de la red eléctrica" (Perea, 2008)

- Carpinterías exteriores de aluminio.
- Sistema de ventilación mecánica controlada de doble flujo con recuperación de calor y módulos de regulación en las entradas y salidas.
- Sellado de los principales puntos de fuga a través de los cuales pueden darse posibles pérdidas energéticas por infiltraciones de aire.

Una vez definido el edificio objeto y su envolvente es posible determinar la demanda de energía térmica. Este dato es fundamental a la hora de dimensionar las instalaciones de generación, ya que éstas serán las encargadas de cubrir dicha demanda. Ésta ha sido ya calculada por la profesora de la ETSI Bilbao, Estibaliz Pérez Iribarren, en su Tesis Doctoral *Optimización en la operación y diseño de plantas de microgeneración para edificios de viviendas*, y será posteriormente utilizada en las distintas simulaciones en el programa TRNSYS.

En cuanto a los sistemas de generación de energía, el edificio dispone de un sistema de microrred que cuenta con:

- una instalación de 430 m² de paneles fotovoltaicos en los testeros de la fachada Sur y en parte de la cubierta (con la misma orientación);
- dos motores de microgeneración capaces de generar 12,5 kW_t y 5,5 kW_e, y que logran cubrir el 22% de la demanda térmica, incluyendo en esa fracción el 70% de la demanda de ACS;
- dos calderas de apoyo de 500 kW que suministran el resto de la demanda.

Cabe destacar que los mencionados equipos son propiedad de *VISESA* que, como empresa de servicios energéticos, vende la electricidad generada a la compañía eléctrica de distribución y autoconsume la producción eléctrica de los microgeneradores para servicios auxiliares. Además, vende el calor útil generado para los procesos de calefacción y ACS a los usuarios de las viviendas.

El edificio cuenta con un sistema avanzado de gestión energética que permite:

- monitorizar producciones y consumos;
- detectar funcionamientos anómalos;
- predecir los consumos del día siguiente;
- recibir consignas de actuación de los microgeneradores en previsión de la carga térmica, eléctrica y de precios energéticos.

Cada vecino dispone además de un sistema consistente en una aplicación accesible a través de una pantalla táctil instalada en su vivienda, que le permite conocer de manera instantánea su consumo de calefacción y ACS, pudiendo así autogestionar su gasto de energía térmica de acuerdo a sus capacidades y necesidades.

DATOS

A continuación se muestran datos de demanda y climáticos del edificio en estudio que serán necesarios a lo largo del estudio.

La demanda térmica total del edificio se calcula de la siguiente manera [10]:

$$Demanda\ calor = \sum Pérdidas\ de\ calor - \sum Ganancias\ de\ calor$$

siendo las pérdidas de calor causadas por las pérdidas por transmisión y ventilación; y las ganancias de calor debidas a ganancias solares, equipos, ocupantes, e iluminación.

La demanda térmica total incluye las demandas de calefacción y de ACS:

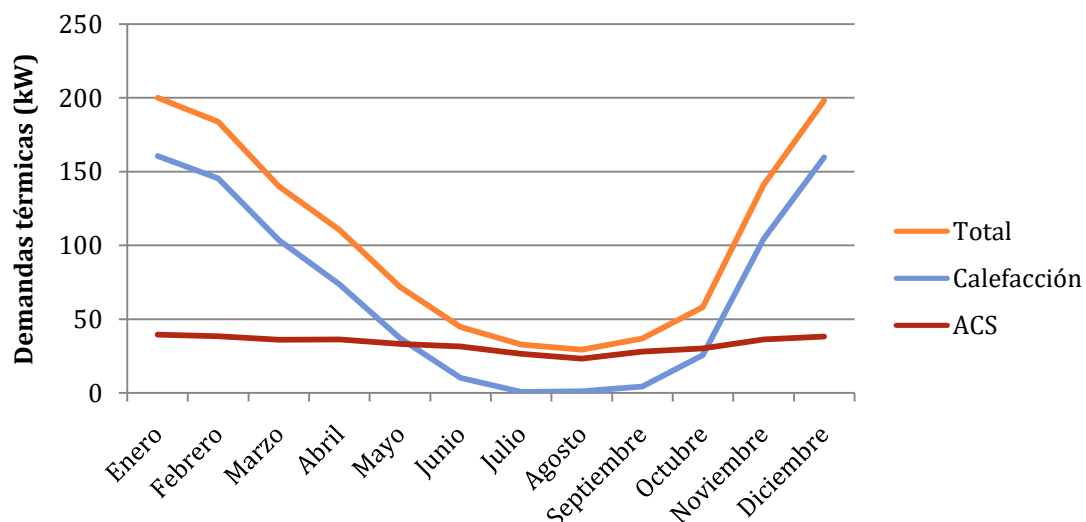


FIGURA 5. DEMANDA TÉRMICA ANUAL DEL EDIFICIO

Se puede observar como la demanda en ACS se mantiene constante a lo largo del año –siendo ligeramente inferior en los meses de verano–, mientras que la demanda en calefacción lógicamente disminuye de forma brusca en verano, arrastrando a la demanda total que también sufre un decremento en los meses estivales. La suma de las dos es igual a la demanda total.

Para el cálculo de las exergías se tomará como referencia la temperatura del ambiente, ésta es, la temperatura de Vitoria. Esta temperatura será necesaria también para el caso de la bomba de calor.

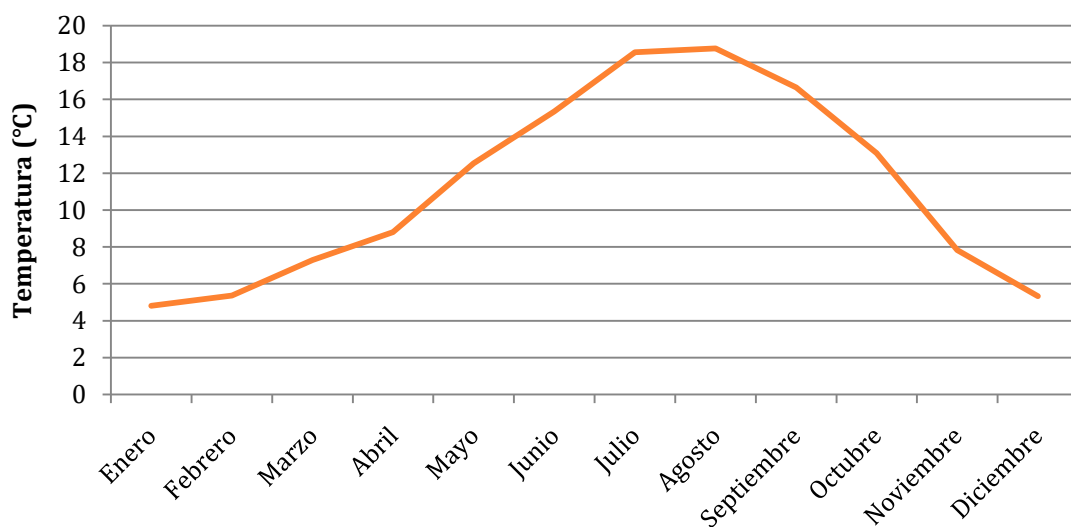


FIGURA 6. TEMPERATURA AMBIENTE MENSUAL EN VITORIA

Finalmente será también necesario conocer la irradiancia en Vitoria para su aprovechamiento en los colectores solares y paneles fotovoltaicos.

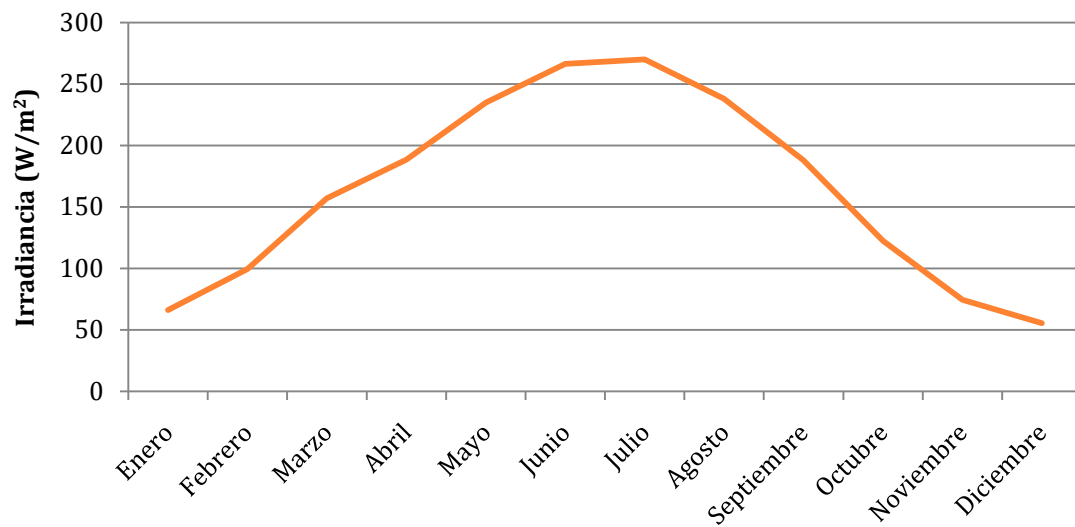


FIGURA 7. IRRADIANCIA MENSUAL EN VITORIA

Se puede comprobar que la irradiancia no es muy elevada debido a la localización geográfica del edificio (zona climática I).



MODELIZACIÓN EN TRNSYS

En este apartado del trabajo se realizarán tres modelizaciones para tres sistemas de generación de calor y ACS diferentes en la vivienda estudiada mediante el uso del software TRNSYS. Se introducirá brevemente el software y posteriormente se explicará en detalle como se ha llevado a cabo el diseño y simulación de cada instalación. Finalmente se presentarán los resultados de energía generada y consumida para cada caso.

1. TRNSYS

Para las diferentes simulaciones de los distintos sistemas de generación del edificio se utilizará el software TRNSYS en su versión más actualizada (TRNSYS v.17).

TRNSYS (TRaNsient SYstem Simulations) es un programa de simulación de sistemas en régimen transitorio. Fue desarrollado por el Solar Energy Laboratory (SEL) de la Universidad de Wisconsin, Madison (EEUU) en la década de los 70. Diseñado inicialmente para el estudio de sistemas que usaran energía solar, actualmente permite trabajar con cualquier sistema (generalmente térmico) que requiera una simulación dinámica.

TRNSYS se compone de una serie de programas:

- **TRNSYS Simulation Studio:** interfaz gráfica para el diseño de proyectos, el motor de cálculo (TRNDll.dll) y su ejecutable (TRNExe.exe);
- **TRNBuild:** interfaz para los datos de entrada de edificios;
- **TRNEdit:** editor para crear programas redistribuibles y autónomos conocidos como aplicaciones TRNSED.

Se trata de un software con una estructura modular para la resolución de sistemas de componentes. Cada componente (colector solar, depósito, bomba, caldera,...), denominado "Type" en TRNSYS, se diseña con un modelo matemático en lenguaje de programación FORTRAN, y tiene asociada una Proforma que se muestra en el Simulation Studio. Ésta se describe como una caja negra con sus parámetros, entradas, y salidas.

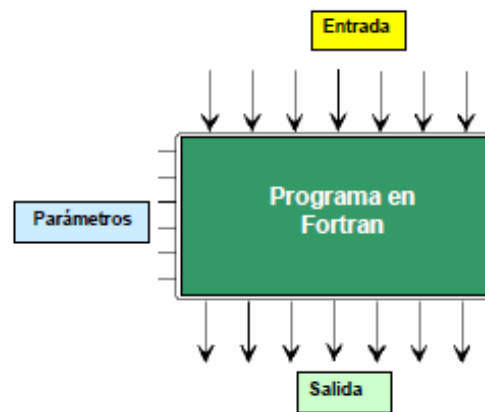


FIGURA 8. ESQUEMA DE CONCEPTO DE MODELO EN TRNSYS

Los componentes se conectan entre sí y cumplen cada uno con una tarea específica. De esta forma se logra reducir la complejidad del sistema inicial, resolviendo la problemática de cada componente por separado. Por otra parte, la mayoría de los "Types" son comunes a diferentes sistemas, y al ser su comportamiento descrito de forma general, pueden ser reutilizados en la simulación de diferentes instalaciones sin necesidad de hacer grandes modificaciones en su código.

Este sistema de simulación modular hace de TRNSYS un software muy flexible e interesante para la simulación energética de edificios.

SIMULATION STUDIO

Simulation Studio es el entorno de simulación para TRNSYS. Como ya se ha mencionado antes, se trata de una interfaz gráfica dónde se diseñan, crean, y modifican los distintos proyectos de simulación. Cuenta con tres tipos de librerías diferentes donde se encuentran todos los "Types" disponibles: estándar (la que viene con el programa), comercial (contiene los "Types" comercializados por los distribuidores de TRNSYS), de usuarios (contiene los "Types" desarrollados por los usuarios. Suelen ser de libre acceso). Desde las librerías se seleccionan los "Types" que se van a utilizar y se llevan hasta el área de trabajo, dónde se introducen los parámetros de éstos y se interconectan entre sí.

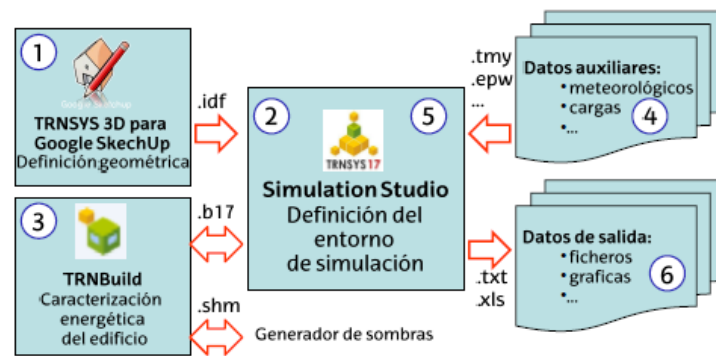


FIGURA 9. SIMULACIÓN ENERGÉTICA DE UN EDIFICIO CON TRNSYS

FUNCIONAMIENTO DE LA SIMULACIÓN

El proyecto creado en el Simulation Studio se guarda en un archivo “.tpf” denominado Trnsys Project File. Simultáneamente se crea un archivo “.dck”, llamado Trnsys input file, que contiene toda la información del proyecto pero sin la información gráfica. Este último archivo es leído junto con el resto de archivos adicionales de entrada referenciados en el propio “.dck”(ficheros meteorológicos (“.tmy2”), ficheros de carga, ficheros de edificios (“.bui”),...), por el motor de cálculo y compilado en una Windows Dynamic Link Library (DLL), que en el caso de TRNSYS es llamada TRNDll. Finalmente, el proyecto es ejecutado mediante el programa TRNExe.exe, que devuelve todos los resultados además de sus representaciones gráficas.

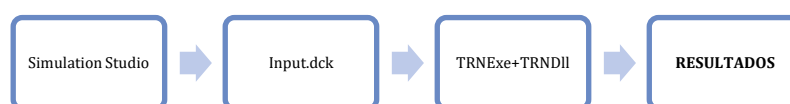


FIGURA 10. ESQUEMA FUNCIONAMIENTO DE LA SIMULACIÓN EN TRNSYS



2. PARÁMETROS DE SIMULACIÓN

Para todos los casos se llevará a cabo una simulación del comportamiento de las instalaciones a lo largo de un año, es decir durante 8760 horas, analizándose los resultados a cada intervalo de una hora.

Estos parámetros se fijan en la pestaña "Control Cards" en la barra de herramientas de simulación de Simulation Studio, estableciéndose los siguientes valores:

- **Inicio de la simulación:** 0 horas
- **Fin de la simulación:** 8760 horas
- **Time step:** 1 hora

De esta manera TRNSYS realiza una simulación transitoria y evalúa cada "Time Step" considerando los valores obtenidos en el instante anterior, desde el inicio hasta el final de la simulación.

3. CASO Nº1: MICROCOGENERACIÓN

Para el caso inicial se parte de la situación real en el bloque de viviendas de Salburua. En este caso la generación de calor y ACS se garantiza a través de un sistema de microgeneración compuesto por dos motores y dos calderas de apoyo.

3.1. INSTALACIÓN

Para la simulación en TRNSYS de este caso se recurre al trabajo ya realizada por la profesora de la ETSI Bilbao Estibaliz Pérez Iribarren en su Tesis Doctoral *Optimización en la operación y diseño de plantas de microgeneración para edificios de viviendas*. Se han realizado unas modificaciones estéticas al archivo original para facilitar la comprensión, resultando en el siguiente modelo:

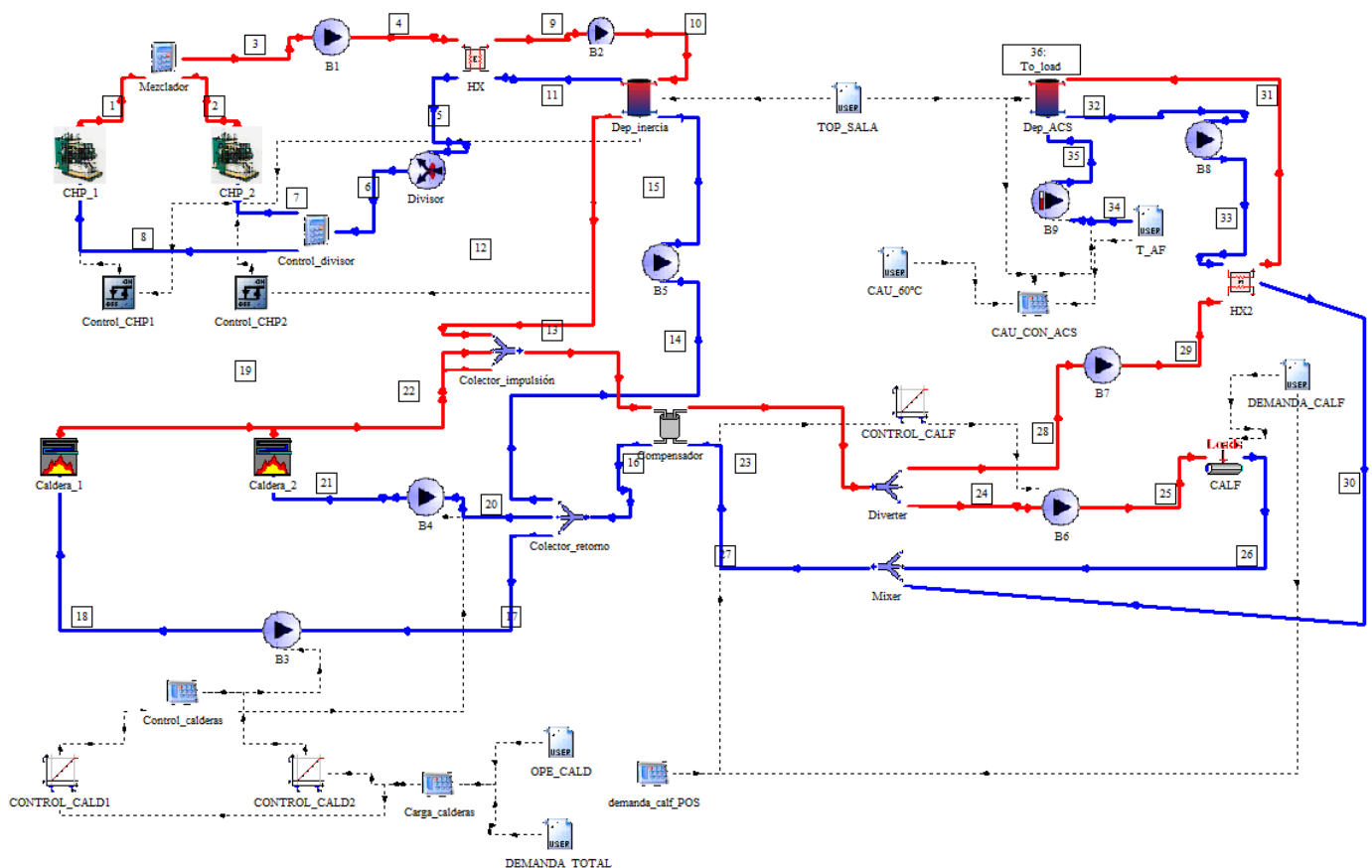


FIGURA 11. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DEL CASO Nº1 EN TRNSYS

El funcionamiento de la instalación se puede descomponer en 2 bloques, que a su vez se pueden descomponer en otros dos subgrupos. Por una parte, a la izquierda

de la ilustración se hallan los sistemas de generación. En la parte superior, el circuito de los motores con un depósito de almacenamiento con capacidad de 3 m³ (“Dep_inercia”), y en la inferior las dos calderas de apoyo. Cierran el bloque de generación los colectores de impulsión y de retorno a dónde llega el agua calentada y se impulsa hacia el bloque de consumo, y desde el que llega el agua fría para ser calentada respectivamente. El bloque de la derecha representa los equipos encargados de satisfacer el consumo en las viviendas. Éstos son los radiadores (“CALF”) y el depósito de ACS de también 3 m³ al que llega el agua de red (flujo n°34) y del que sale el flujo de ACS que se consume en la vivienda (flujo n°36 “To_load”). Ambos bloques, generación y consumo, se unen a través de un compensador de 0,35 m³ de capacidad.

Los Types que componen la instalación son los siguientes:

Equipo	Cantidad	Type
Motores	2	Type 154
Calderas	2	Type 700
Depósitos	2	Type 4a
Compensador hidráulico	1	Type 38
Intercambiadores	2	Type 91
Bombas de velocidad constante	8	Type 3d, Type 3b (B6)
Bombas de velocidad variable	1	Type 110
Válvulas divisoras de flujo	3	Type 647, Type 11f
Válvulas mezcladoras de flujo	2	Type 649
Radiadores	1	Type 682
Controladores diferenciales	2	Type 2b
Controladores proporcionales	3	Type 669

TABLA 1. TYPES UTILIZADOS EN EL CASO N°1

Los datos externos se introducen mediante el uso del Type 9a, que está asociado a un archivo “txt” que contiene la información. Los Type 9a utilizados en la instalación son los siguientes:

- **TOP_SALA:** T^a externa de la sala de calderas (en °C). Se conecta con “Environment temperature” de los dos depósitos.
- **CAU_60°C:** demanda de caudal de ACS a 60°C (en l/h). Se conecta con la calculadora “CAU_CON_ACS”.
- **T_AF:** T^a del agua de red (en °C). Se conecta con la calculadora “CAU_CON_ACS”

- **DEMANDA_CALF:** demanda de calefacción del edificio (en kJ/h). Se conecta con CALF (valores negativos) y con la calculadora "demanda_calf_POS".
- **OPE_CALD:** Carga parcial de las calderas (en tanto por uno). Se conecta con la calculadora "Carga_calderas".
- **DEMANDA_TOTAL:** demanda térmica total sin contar lo que está cubierto por los motores de cogeneración (en kJ/h). Se conecta con la calculadora "Carga_calderas".

3.2. EQUIPOS DE GENERACIÓN

MOTORES

En cuanto a los equipos de generación, el sistema estudiado en este caso cuenta con dos motores BaxiRoca modelo DACHS que suministran una potencia eléctrica de 5,5 kW consumida por los servicios auxiliares en la sala de calderas, y una potencia térmica de 12,5 kW recuperada de los circuitos de refrigeración del propio motor y que es usada en el suministro de calefacción y ACS, lográndose cubrir un 22% de la demanda de energía térmica total y un 70% de la demanda de ACS (incluida ésta en la demanda térmica total).

En efecto, según el Documento Básico HE para el ahorro de energía recogido en el Código Técnico de la Edificación, la Sección HE4 "Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria" estipula en función de la demanda total de ACS del edificio (15367 l/día > 10000) y su situación geográfica (Vitoria, zona I), una contribución solar mínima anual para ACS del 30%. Por otra parte, el texto indica que dicha fracción podrá ser sustituida de forma parcial o total por otra instalación alternativa de otras energías renovables, mediante el aprovechamiento de energías residuales procedentes, o mediante procesos de cogeneración, siempre y cuando se demuestre que las emisiones de CO₂ y el consumo de energía primaria sea inferior o igual a la de la correspondiente instalación solar térmica [11]. En este caso se ha optado por el uso de una instalación de microcogeneración para cubrir el porcentaje mínimo de ACS exigido, sin que ello conlleve un aumento de las emisiones ni de la energía primaria consumida.

A continuación se muestran los datos técnicos y características de los motores.

Generador BaxiRoca mod. DACHS HKA G5.5 ³	
Potencia eléctrica	5,5 kW
Potencia térmica	12,5 kW
Consumo de combustible	20,5 kW
Rendimiento eléctrico	27%
Rendimiento térmico	66%
Rendimiento global cogeneración	93%
Temperatura de retorno máxima	70°C
Dimensiones (anchura x longitud x altura)	0,72 x 1,07 x 1,00 m ³

TABLA 2. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MOTORES DE COGENERACIÓN

CALDERAS

Los dos motores están apoyados por dos calderas Hoval modelo Max-3 (420), que entran en funcionamiento cuando los primeros no son capaces de suministrar toda la energía térmica demanda por el edificio en ese instante.

Los datos técnicos y las características de las calderas se detallan a continuación.

Caldera Hoval mod. Max-3 (420)	
Potencia nominal 60/80°C	500 kW
Rango de potencias	320 - 500 kW
Presión de servicio	6 bar
Rendimiento	92%
Contenido agua	552 l
Dimensiones (anchura x longitud x altura)	1,190 x 2,178 x 1,435 m ³

TABLA 3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LAS CALDERAS

El edificio cuenta además con 420 m² de paneles fotovoltaicos instalados en la fachada Sur y en parte de la cubierta. Sin embargo no se tendrán en cuenta en la simulación ya que no participan en la producción de calor ni de ACS.

³ Se trata del modelo sin condensador. Con condensador para recuperar el calor latente del vapor de agua de los humos de escape, la potencia térmica asciende hasta los a 14,8 kW, siendo los nuevos rendimiento térmico de 72%, y rendimiento global de 99%.

3.3. CONTROL DE LA INSTALACIÓN

MOTORES

Los motores funcionan en régimen continuo y sólo se detienen cuando la temperatura del flujo de retorno que sale del depósito de inercia (flujo nº11) sobrepasa un cierto valor. Esto se consigue a través de los dos controladores diferenciales ("Control_CHP1" y "Control_CHP2"), que fijan un límite superior de 71°C para el motor nº1 y de 64°C para el motor nº2.

Cabe destacar que las dos calculadoras "Mezclador" y "Control_divisor" del circuito de motores actúan como sus propios nombres indican de mezclador y divisor de corriente respectivamente. En el primero, las corrientes nº1 y nº2 se suman (después de un pertinente cambio de unidades de kg/s que es la unidad que maneja el Type de los motores, a kg/h que es la unidad que manejan el resto de componentes) y el valor se asigna al caudal del flujo nº3 que se conduce a la bomba B1. La temperatura que se asigna a este último flujo es igual a la media de las temperaturas de los flujos nº1 y nº2. Por su parte el "Control_divisor" asigna los caudales (nótese que en el caso de los caudales hay deshacer el anteriormente mencionado cambio de unidades) y las temperaturas del flujo nº6 que sale del divisor a los motores.

CALDERAS

Las calderas están programadas para suministrar una temperatura de ida de consigna de 80°C. Ambos equipos se activan siguiendo un control en cascada, es decir, cuando los motores no logran cubrir la demanda en un instante se activa la caldera nº1, mientras que la caldera nº2 sólo se activa si el conjunto motores + caldera nº1 no logra suministrar toda la energía demandada. Esto sólo ocurre 16 veces en todo el año, durante picos de demanda que se dan en los meses de invierno.

Este control se realiza mediante el uso de los controladores proporcionales ("Control_CALD1" y "Control_CALD2"). Primeramente, en la calculadora "Carga_calderas" se multiplican los valores de los dos archivos externos de la demanda total ("DEMANDA_TOTAL") y de la carga de operación de la caldera ("OPE_CALD"). El resultado de dicha operación se envía a los dos controladores proporcionales que se han programado de la siguiente manera:

- **CONTROL_CALD1:** para el controlador de la caldera nº1 se establece un límite inferior de 0 y un límite superior de 1800000.
- **CONTROL_CALD2:** para el controlador de la caldera nº2 se establece un límite inferior de 1800000 y un límite superior de 3600000⁴.

Los controladores proporcionales asignan un valor porcentual en función del input que reciben, en este caso el valor de la demanda (en kJ/h) multiplicada por la carga de operación de las calderas (en tanto por uno). De esta forma, cuando el valor procedente de la calculadora "Carga_calderas" se sitúe entre 0 y 1800000 el control proporcional de la caldera nº1 asignará un porcentaje. Cuando el valor de la demanda sea superior a 1800000, la caldera nº2 entra en funcionamiento: el porcentaje asignado por el control de la caldera nº1 será 100%, mientras que el control de la caldera nº2 asigna otro porcentaje al valor de demanda restante (demanda total-1800000, ya que los 1800000 kJ/h ya están cubiertos por la caldera nº1 que trabaja al 100% de su capacidad).

El output de los controladores (los porcentajes) se conecta con las bombas B3 y B4 (a través de la calculadora "Control_calderas") que regulan los caudales que circulan a través de las calderas nº1 y nº2 respectivamente. En efecto, el valor porcentual anteriormente mencionado multiplica al caudal máximo que puede circular por la bomba, valor que se ha introducido por defecto en los parámetros de la bomba. En este caso el caudal máximo es de 22000 kg/h, que para una elevación de la temperatura del agua de 20°C en la caldera devuelve un valor que se corresponde con el valor de potencia máxima de la caldera:

$$Q \left(\frac{kJ}{h} \right) = \dot{m} \left(\frac{kg}{h} \right) \cdot C_p \left(\frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \right) \cdot \Delta T (^{\circ}C) = 22000 \cdot 4,19 \cdot 20 = 1800000 \frac{kJ}{h} = 500 kW$$

Se consigue así modular la potencia que deben suministrar las calderas en función de la demanda que exista en un momento dado. Como la potencia suministrada por la caldera es función del caudal que circula por ella por la expresión $Q=m \cdot C_p \cdot (\Delta T)$, controlando el caudal y para un salto de temperaturas constante se logra suministrar la potencia deseada para cubrir la demanda en dicho instante.

⁴Nótese que estos valores límites, aún no teniendo unidades en los Types, representan las potencias máximas en kJ/h que pueden suministrar las calderas: 1800000 = 500 kW para la caldera nº1; 3600000 - 1800000=1800000 kW=500 kW para la caldera nº2

Finalmente la calculadora "Carga_calderas" simboliza la regulación en la carga de las calderas, en la que la demanda total del edificio ("DEMANDA_TOTAL") es multiplicada por un valor en tanto por uno suministrado por el archivo externo "OPE_CALD".

CALEFACCIÓN

El control de la calefacción se realiza de manera similar al control de las calderas. En efecto, a través de un controlador proporcional ("Control_Calf") se regula el caudal que circula por los radiadores en el interior de las viviendas, representados por el Type 682 ("CALF"), logrando así controlar y cubrir la demanda térmica dentro de las viviendas en cada momento.

Al igual que en el caso de las calderas, al controlador proporcional ("Control_Calf") se le asignan unos límites inferior (0) y superior (1939608) que se corresponden con los valores mínimo y máximo de demanda de calefacción (en kJ/h); datos externos procedentes del Type 9a denominado "DEMANDA_CALF". Cabe destacar que estos valores de demanda están expresados en valores negativos, ya que el Type de datos externos también está conectado al Type 682, siendo necesario en este caso que los inputs sean introducidos con valores inferiores a cero debido a que representan las cargas térmicas que es necesario cubrir en el interior de la vivienda. Por todo ello, antes de ser introducidos en el controlador proporcional, estos valores son multiplicados por -1 en la calculadora "demanda_calf_POS" para obtener valores positivos.

Dependiendo del valor de la demanda en calefacción en un instante dado, el controlador proporcional asigna un valor porcentual que es enviado a la bomba B6 y que multiplica al parámetro de caudal máximo que se ha introducido. En este caso el caudal máximo de la bomba es de 23145 kg/h. Este valor se ha calculado para la demanda máxima de calefacción (1939608 kJ/h) y un salto de temperaturas de 20 °C mediante la ecuación:

$$Q \left(\frac{kJ}{h} \right) = m \left(\frac{kg}{h} \right) \cdot C_p \left(\frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \right) \cdot \Delta T (^\circ C) = 23145 \cdot 4,19 \cdot 20 = 1939608 \frac{kJ}{h}$$



ACS

La demanda de ACS se regula a través de la calculadora "CAU_CON_ACS". A dicho elemento llegan los datos de las temperaturas del agua de red ("T_AF") y de consumo en la vivienda (Output "Temperatura to load" del depósito de ACS) y de los caudales correspondientes a una temperatura de 60°C demandados a cada instante en l/h ("CAU_60°C").

Para el cálculo del consumo de ACS se recurre a la siguiente expresión [12] [13]:

$$CAU_{ACT} = CAU_{60} \cdot \frac{(60 - T_{RED})}{(TS_{DEP} - T_{RED})}$$

siendo **T_{RED}**: Tª del agua de red (en °C). Viene dado por el archivo externo "T_AF"

CAU₆₀: demanda de caudal de ACS a 60°C (en l/h). Viene dado por el archivo externo "CAU_60°C"

TS_{DEP}: Output "Temperature to load" del depósito de ACS (en °C). Se corresponde con la Tª de consumo de ACS en la vivienda

El valor que se obtiene de este operación se divide por 2184 que es el flujo máximo en kg/h que puede discurrir por la bomba B9, obteniéndose así un porcentaje que se envía a la propia B9 (bomba de velocidad variable (Type 110)), regulándose así el caudal de ACS que circula en la instalación.

3.4. RESULTADOS

POTENCIA SUMINISTRADA POR LOS EQUIPOS

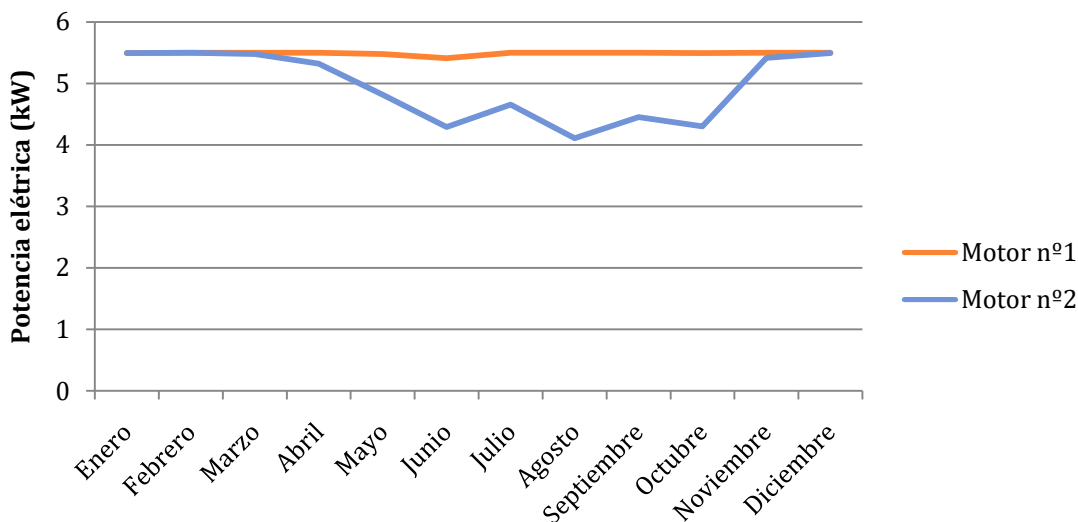


FIGURA 12. POTENCIA ELÉCTRICA MOTORES. CASO N°1

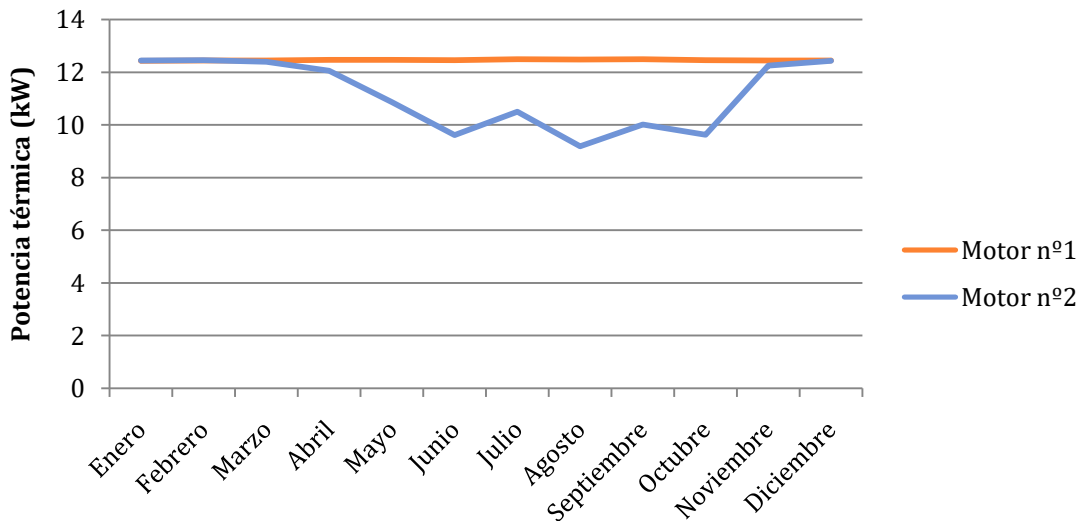


FIGURA 13. POTENCIA TÉRMICA MOTORES. CASO N°1

En el caso de los motores, la potencia térmica y eléctrica suministrada es constante a lo largo del año y entorno a los 12,5 kW_t y 5,5 kW_e respectivamente. Las potencias térmica y eléctrica suministradas en el caso del motor n°2 sufren una disminución en los meses de verano. Esto se debe a que se alcanza la temperatura de control definida para dicho motor (64°C), apagándose el mismo y provocando la disminución de la potencia generada en esos meses.

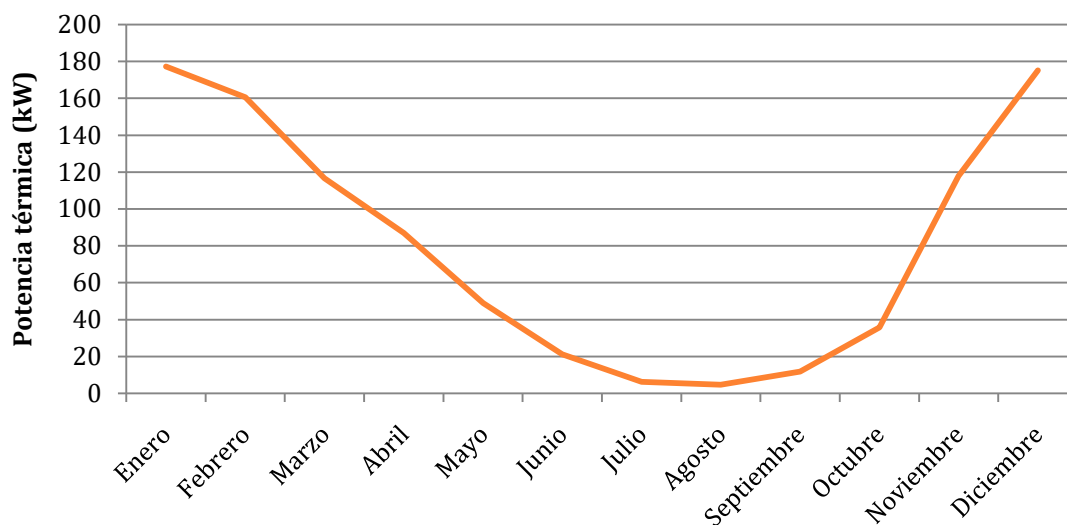


FIGURA 14. POTENCIA TÉRMICA CALDERA N°1. CASO N°1

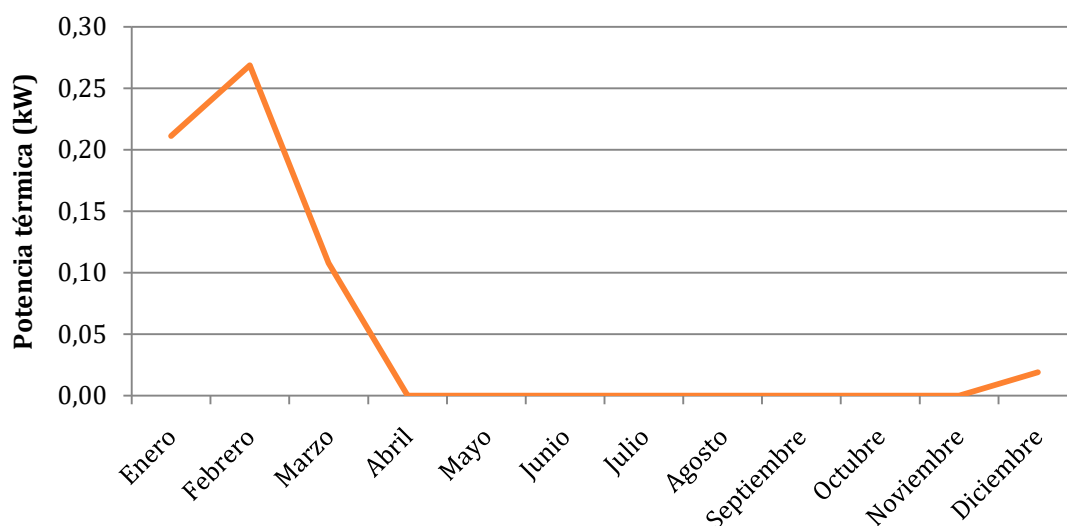


FIGURA 15. POTENCIA TÉRMICA CALDERA N°2. CASO N°1

En el caso de las calderas, estas alcanzan los picos de potencia en los meses de invierno cuando se requiere su uso. Se puede comprobar cómo la caldera n°2 suministra una potencia bastante más baja que la n°1 ya que funciona menos tiempo que la primera.

A continuación se muestra un resumen con la energía generada y las horas activas de los equipos de generación:

Equipo	Energía generada	Horas activa
Motor nº1	48,09 MWhe	8744
	109,14 MWt	
Motor nº2	43,29 MWhe	7871
	97,60 MWht	
Caldera nº1	699,84 MWh	6146
Caldera nº2	0,43 MWh	16

TABLA 4. ENERGÍA GENERADA. CASO N°1

DEMANDA CUBIERTA POR CADA EQUIPO

La demanda horaria de ACS se calcula mediante la siguiente expresión [14]:

$$Demanda\ ACS\ \left(\frac{kJ}{h}\right) = CAU_{60}\ \left(\frac{l}{h}\right) \cdot (60 - T_{AF})(^{\circ}C) \cdot C_p\ \left(\frac{kJ}{kg\ ^{\circ}C}\right)$$

siendo **T_{AF}**: Tª del agua de red (en °C). Viene dado por el archivo externo "T_AF"

CAU₆₀: demanda de caudal de ACS a 60°C (en l/h). Viene dado por el archivo externo "CAU_60°C"

Sumando todas las demandas horarias, la energía anual en ACS necesaria a cubrir es de 289,87 MWh. La demanda térmica total (ACS + Calefacción) es de 906,06 MWh.

La energía térmica suministrada por los equipos de generación a lo largo de un año es de 206,74 MWh para los motores y 700,27 MWh para las calderas.

Por lo tanto los motores logran cubrir un 22,81% de la demanda térmica total; incluyendo en ésta un 71,32% de la demanda en ACS. El resto del calor necesario es cubierto por los motores.

Si se considera que la electricidad generada se utiliza para autoconsumo en la sala de calderas y para servicios auxiliares como puede ser la alimentación de las

bombas, ambos motores generan 91,38 MWh y las bombas consumen 24,85 MWh, se logra cubrir el 100% del consumo eléctrico externo de la instalación, restando un excedente de 66,53 MWh que puede ser vendido a los inquilinos de las viviendas.

CONSUMOS DE CBLE

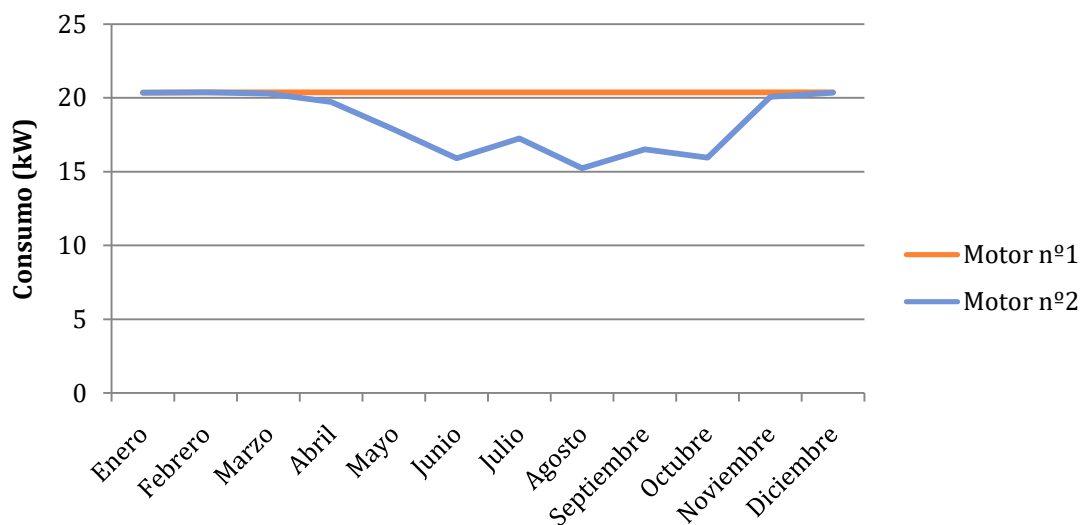


FIGURA 16. CONSUMO MOTORES. CASO N°1

Los consumos de combustible de los motores se mantienen constantes y en el entorno de los 20,5 kW.

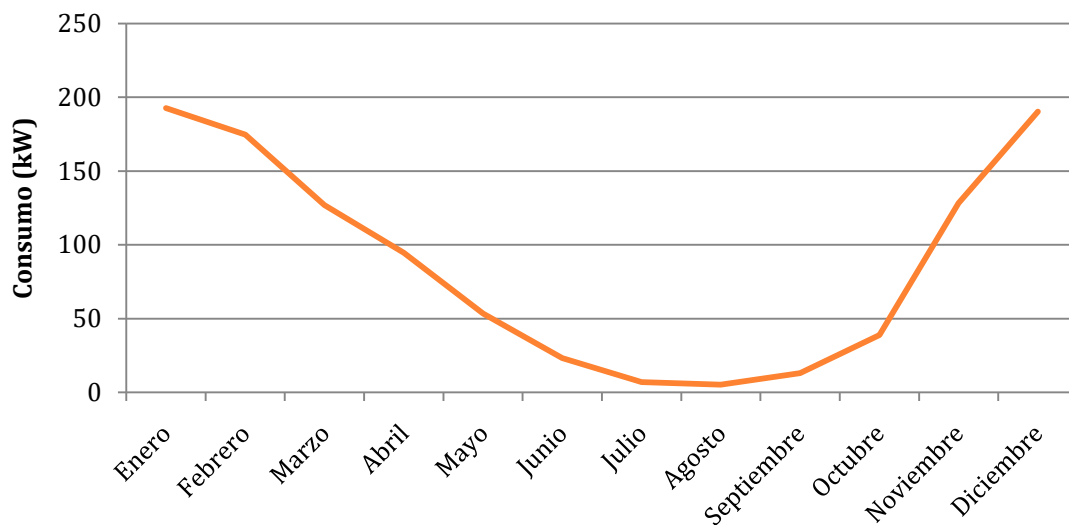


FIGURA 17. CONSUMO CALDERA N°1. CASO N°1

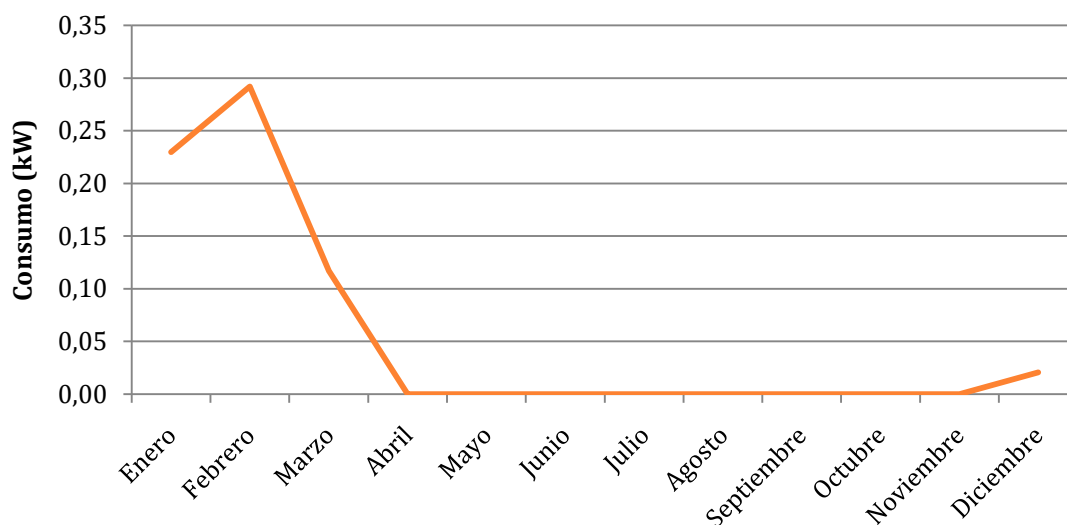


FIGURA 18. CONSUMO CALDERA N°2. CASO N°1

Se puede comprobar cómo tanto en los casos de los motores como de las calderas, las curvas de consumo siguen lógicamente la misma estela que las de potencia generada.

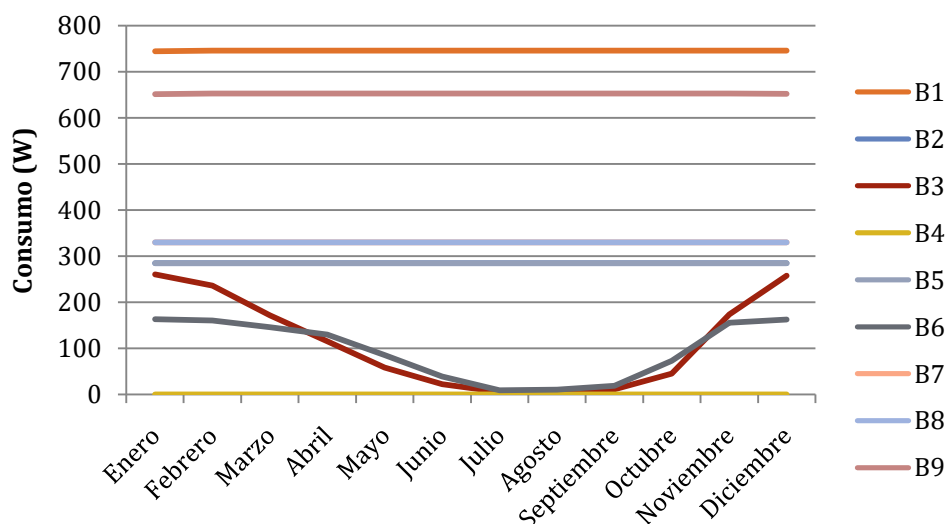


FIGURA 19. CONSUMO BOMBAS. CASO N°1

Los consumos de las bombas son constantes menos la de B3, B6, y B4 (aunque el consumo de ésta es prácticamente nulo ya que la caldera n°2 funciona en contadas ocasiones), ya que estas bombas están sujetas a los controladores proporcionales que regulan los caudales de las calderas y de la calefacción.



A continuación se muestra una tabla con los diferentes consumos de combustible de los equipos de generación:

Equipo	Consumo	Combustible
Motor nº1	178,44 MWh	Gas natural
Motor nº2	160,34 MWh	
Caldera nº1	760,7 MWh	
Caldera nº2	0,47 MWh	
TOTAL	1099,95 MWh	
B1	6531,07 kWh	Electricidad
B2	2496,6 kWh	
B3	990,96 kWh	
B4	0,62 kWh	
B5	2496,6 kWh	
B6	838,53 kWh	
B7	2890,8 kWh	
B8	2890,8 kWh	
B9	5714,68 kWh	
TOTAL	24850,66 kWh⁵	

TABLA 5. ENERGÍA CONSUMIDA. CASO N°1

⁵ El 100% del consumo en electricidad de las bombas puede ser cubierto con la energía eléctrica generada en los motores de cogeneración.

4. CASO N°2: COLECTORES SOLARES PLANOS

En el segundo caso presentado, se ha rediseñado por completo la instalación de generación. Se han eliminado los dos motores y se han sustituido por una serie de colectores solares planos. Dichos paneles logran cubrir el 60% de la demanda en ACS. Para completar la demanda restante en ACS y calefacción se mantienen las dos calderas.

4.1. INSTALACIÓN

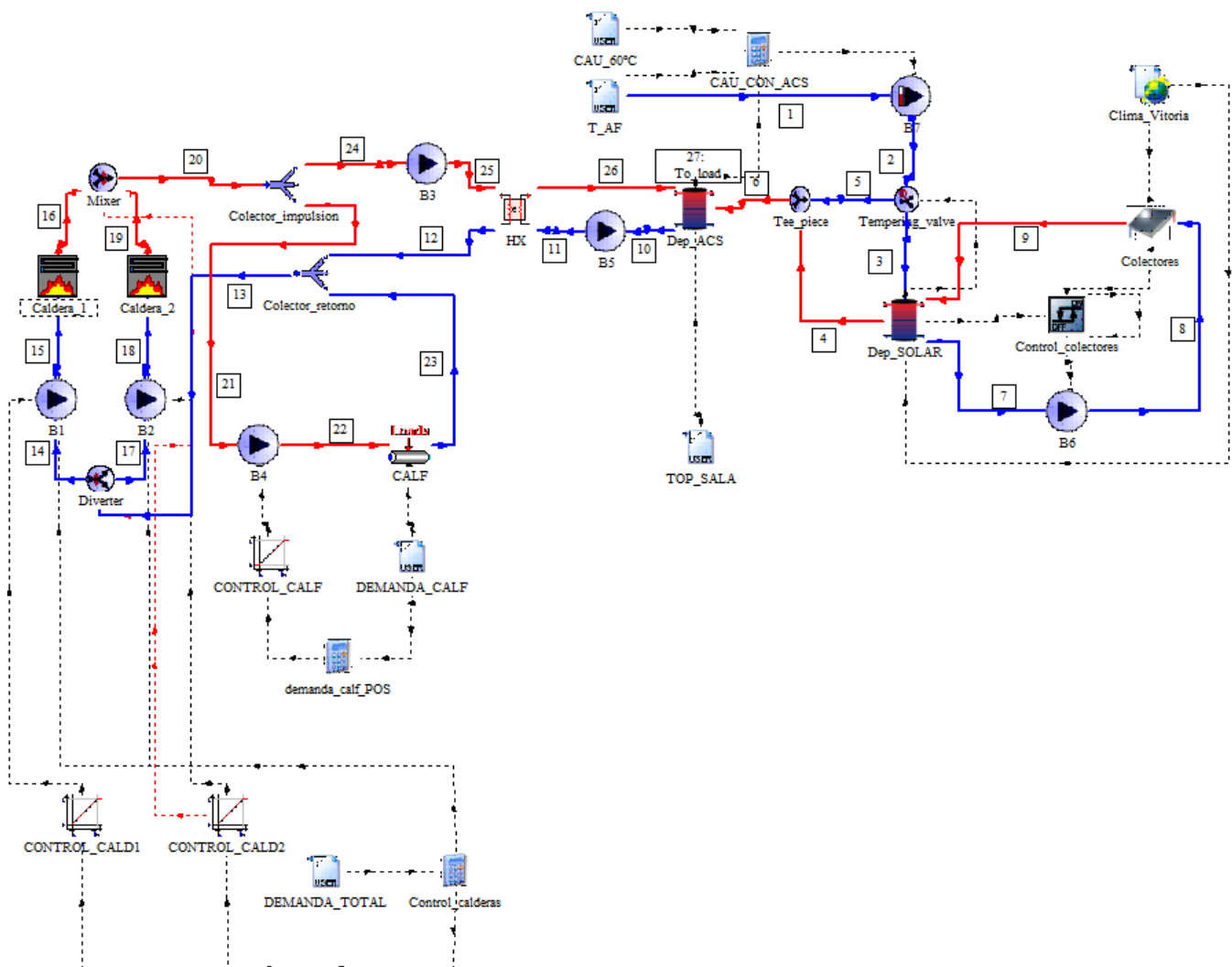


FIGURA 20. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DEL CASO N°2 EN TRNSYS

En este caso el circuito solar (compuesto por el depósito, bomba, y colectores) se encarga sólo de calentar el agua de red. En efecto el circuito de los colectores sólo está unido al depósito de ACS de 3 m³ de capacidad, y no a la red de radiadores

(“CALF”). Se hace pasar al agua de red (flujo n°1) por el depósito del circuito solar y después se envía el agua caliente al depósito de ACS desde dónde llega a la vivienda (flujo n°27 “To_load”). Se ha instalado un bypass compuesto por una válvula atemperadora (“Tempering_valve”) y un mixer (“Tee_piece”) por si el circuito solar no funcionase, el agua de red pudiese ser calentada por las calderas. Éstas situadas a la izquierda de la ilustración se encargan de calentar el agua de calefacción y de ACS cuando los colectores no son capaces de cubrir toda la demanda de la misma. El circuito calderas + radiadores está unido al de ACS mediante el intercambiador. Al igual que en caso anterior, el colector de impulsión canaliza el agua calentada por las calderas hacia el circuito de radiadores o hacia el intercambiador para aumentar la temperatura del depósito de ACS, dependiendo de las demandas en ese instante. Por su parte, el colector de retorno, encauza el agua fría procedente del depósito de ACS (vía el intercambiador) y de los radiadores, hacia el circuito de calderas.

La instalación se compone de:

Equipo	Cantidad	Type
Colectores solares	1	Type 1b
Calderas	2	Type 700
Depósitos	2	Type 4a
Intercambiadores	1	Type 91
Bombas de velocidad constante	6	Type 3d
Bombas de velocidad variable	1	Type 110
Válvulas divisoras de flujo	3	Type 11b (Tempering valve), Type 647 (Colector de impulsión), Type 11f (Diverter)
Válvulas mezcladoras de flujo	3	Type 11h (Tee piece), Type 649 (Colector de retorno), Type 11d (Mixer)
Radiadores	1	Type 682
Controladores diferenciales	1	Type 2b
Controladores proporcionales	3	Type 669

TABLA 6. TYPES UTILIZADOS EN EL CASO N°2

Los datos externos se introducen mediante el uso del Type 9a, que está asociado a un archivo “txt” que contiene la información. Los Type 9a utilizados en la instalación son los siguientes:

- **TOP_SALA:** T^a externa de la sala de calderas (en °C). Se conecta con “Environment temperature” del depósito de ACS. .

- **CAU_60°C:** demanda de caudal de ACS horaria a 60°C (en l/h). Se conecta con la calculadora "CAU_CON_ACS".
- **T_AF:** Tª del agua de red (en °C). Se conecta con la calculadora "CAU_CON_ACS".
- **DEMANDA_CALF:** demanda de calefacción del edificio (en kJ/h). Se conecta con el LOADS (valores negativos) y con la calculadora "demanda_calf_POS".
- **DEMANDA_TOTAL:** demanda total (ACS+CALF)(en kJ/h). Se conecta con la calculadora "Control_calderas".

Por último se utiliza el Type 15-2 para suministrar los datos climatológicos:

- **Clima_Vitoria:** Tª exterior del aire ambiente (en °C), irradiancia solar (en W/m²),...Se conecta con los colectores y con la "Environment temperature" del depósito solar (ya que este va en el exterior debido a su tamaño).

4.2. EQUIPOS DE GENERACIÓN

CALDERAS

En este caso se mantienen las dos calderas de apoyo Hoval modelo Max-3 (420), cuyas características se han detallado en el caso anterior, y se sustituyen los motores por un sistema de colectores solares.

INSTALACIÓN SOLAR

Como ya se ha comentado en el caso anterior, el CTE exige una contribución solar (o de otras energías renovables o cogeneración) mínima en la producción de ACS, que en el caso del edificio en estudio debe de ser del 30%. La instalación solar se ha dimensionado sin embargo para poder cubrir el 60% de la demanda de ACS.

El circuito solar se compone de:

- Colectores solares
- Depósito de acumulación
- Bomba de impulsión
- Controlador

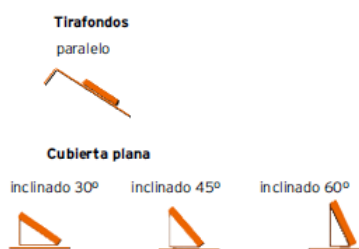
Paneles Sonnenkraft GK10-HP

Se trata de un conjunto de 24 paneles SONNENKRAFT GK10-HP conectados en serie, y que ocupan una superficie total de 240 m². Éstos se sitúan en la cubierta con orientación Sur. También se podría aprovechar la superficie ocupada por los paneles fotovoltaicos en la fachada Sur, si éstos no hubiesen sido instalados o si fuesen reemplazados debido a que no estén funcionando/en activo.

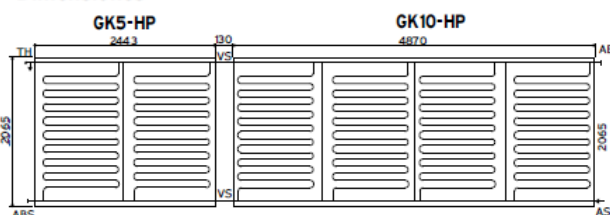
DATOS TÉCNICOS

Nombre	GK5-HP	GK10-HP
Tipo de captador	Solar plano	
Tipo de montaje	Sobre tejado y cubierta plana	
Superficie bruta	5,04	10,06
Superficie de apertura	4,64	9,28
Superficie de absorbedor	4,63	9,26
Altura	2065	
Ancho / ancho incl. conex.	2443 / 2468	4870 / 4896
Profundidad	113	
Peso en vacío	87	168
Capacidad del captador	3,4	6,9
Presión máx. de trabajo	10	
Temperatura de estanqueidad	199	
Caudal recomendado	10 - 25	
Unidades de conexión en una batería en paralelo	máx. 70m ² paralelo	
Inclinación mín. del captador	25	
Inclinación máx. del captador	75	
Conexiones	4 x 11/4" RE	
Absorbedor	Absorbedor de aluminio de una sola pieza continua, revestimiento aplicado en vacío altamente selectivo	
Configuración	Meandro	
Absorción (α) / Emisión (ε)	0,95 / 0,05	
Carcasa	Marco de aluminio	
Aislamiento	Lana mineral de 50 mm	
Acristalado del captador	Vidrio solar de seguridad y bajo contenido de hierro, de 3,2 mm	
Número de cristales	2	4
Rendimiento óptico (apertura/absorción) η _{opt} / η _{opt,α}	0,809	
Factor de pérdidas a _{av} / a _{av,α}	W / (m ² K)	2,858
Factor de pérdidas a _{sv} / a _{sv,α}	W / (m ² K ²)	0,015
Modificador del ángulo de incidencia K _g (50°)	0,95	
Nº reg. Solar Keymark	011-751878 F	

Sistema de sujeción GK-HP



Dimensiones



Puntos de fijación en hormigón GK-AL, 30°, 45° y 60°

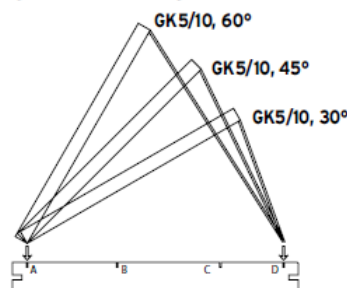


FIGURA 21. CATÁLOGO DE CARACTERÍSTICAS DE LOS COLECTORES SOLARES

Se definen los siguientes parámetros de rendimiento de los paneles:

- Rendimiento cuadrático de los paneles solares térmicos:

$$\eta = a_0 - a_1 \frac{(\Delta T)}{I_T} - a_2 \frac{(\Delta T)^2}{I_T}$$

- con: **a₀**: rendimiento óptico [-]
a₁: factor de pérdidas de 1º orden [W/m²K]
a₂: factor de pérdidas de 2º orden [W/m²K²]
ΔT: T^a media del colector-T^a ambiente [K]
I_T: radiación solar global [W/m²]

Despreciando el último término de la ecuación anterior, el rendimiento de los paneles dependerá por lo tanto de:

- a₁
- Condiciones climatológicas (T^a ambiente, I_T)
- Condiciones de trabajo (T^a media del colector)
- Modificador de ángulo de incidencia (Incidence Angle Modifier o IAM):

$$K_g(\theta) = \frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1 \right) - b_1 \left(\frac{1}{\cos \theta} - 1 \right)^2$$

con: **τ α** : ratio de la absorción total absorbida respecto a la radiación incidente. (τ α)_b sería para la radiación del haz con un ángulo de incidencia θ y (τ α)_n para la radiación de un haz con un ángulo de incidencia normal.

b₀: coeficiente IAM de primer orden

b₁: coeficiente IAM de segundo orden

En este caso, el fabricante sólo suministra el dato del IAM para un valor de ángulo de 50°. Por lo tanto se asumirá que b₁=0 y se calcula b₀ resultando en un valor de:

$$K_g(50^\circ) = 0,95 = 1 - b_0 \left(\frac{1}{\cos 50} - 1 \right) \rightarrow b_0 = \frac{1 - 0,95}{\frac{1}{\cos 50} - 1} = 0,09$$

Para modelizar el conjunto de colectores se ha optado por utilizar el Type 1b introduciéndose las siguientes características sacadas del catálogo (y una vez realizados los pertinentes cambios de unidades).

Number in series	24	-
Collector area	240	m ²
Tested flow rate	10	kg/hr.m ₂
Intercept efficiency (a₀)	0.809	-
Efficiency slope (a₁)	10.29	kJ/hr.m ² .K
Efficiency curvature (a₂)	0.054	kJ/hr.m ² .K ²
1st-order IAM (b₀)	0.09	-

TABLA 7. PARÁMETROS INTRODUCIDOS EN EL TYPE 1B (COLECTORES SOLARES)

El resto de inputs del Type se relacionan con el archivo de datos climáticos de Vitoria (Type 15-2). Cabe destacar que la inclinación de los colectores coincide con la latitud geográfica a la que se encuentra Vitoria maximizándose así su rendimiento [15].

Depósito de acumulación

El depósito solar tiene un volumen de 12 m³ al que no se le pueden conectar ningún tipo de generación auxiliar. El tamaño del depósito es tan elevado ya que, según el Documento Básico HE para el ahorro de energía recogido en el Código Técnico de la Edificación, la Sección HE4 "Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria", se debe cumplir la siguiente condición [16]:

$$50 < \frac{\text{Volumen de la acumulación solar (l)}}{\text{Suma de las áreas de los captadores (m}^2\text{)}} < 180$$

Debido al tamaño, el acumulador solar se instalará en la cubierta del edificio junto al conjunto de paneles.

Bomba de impulsión

Por la bomba de impulsión circula un caudal máximo de 2400 kg/h. Se ha tomado este valor ya que en la ficha de especificaciones de los paneles recomiendan un caudal de 10 kg/m²h, que, multiplicado por la superficie instalada de 240 m² resulta en el caudal escogido

Controlador

Se trata de un controlador diferencial que controla el funcionamiento de la bomba de impulsión en función de la temperatura de salida del agua de los colectores. Su funcionamiento se detallará con más detenimiento en el siguiente apartado.

4.3. CONTROL DE LA INSTALACIÓN

COLECTORES SOLARES

El control de los colectores se realiza mediante un controlador diferencial ("Control_colectores") y su funcionamiento se establece de la siguiente manera:

- Si la temperatura que sale de los colectores ($T_{imp,col}$) es superior a la temperatura que sale del depósito solar hacia los colectores (T_{dep}) entonces éstos se activan.
- Si la temperatura que sale de los colectores ($T_{imp,col}$) es inferior a la temperatura que sale del depósito solar hacia los colectores (T_{dep}) entonces éstos se desactivan.

A la entrada del depósito solar se ha instalado un bypass modelizado por una válvula termostática (Type 11b) cuyo funcionamiento se detalla a continuación:

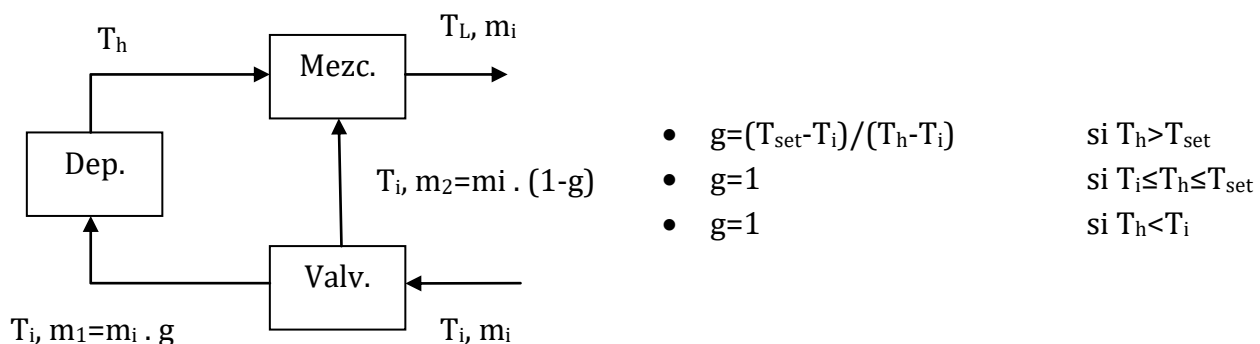


FIGURA 22. ESQUEMA FUNCIONAMIENTO TYPE 11B (VÁLVULA TERMOESTÁTICA)

Se han introducido los valores en el Type de la siguiente manera: la temperatura de salida del depósito solar hacia el mezclador ("Tee piece", Type 11h) se asocia con " T_h " definido en las anteriores expresiones. Se fija como temperatura de consigna o "Set Point Temperature" $T_{set} = 90^\circ\text{C}$.

De esta forma se asegura que la temperatura del flujo que se dirige hacia el depósito de ACS (T_L) no supere nunca los 90°C . Esto sin embargo puede provocar que en ocasiones no se aproveche todo el potencial posible de los colectores, disminuyendo la temperatura que llega al depósito de ACS y por lo tanto el porcentaje de demanda de ACS cubierto por los colectores. A pesar de ello, este bypass es necesario y cumple una función de protección de los equipos (depósito de ACS) y de seguridad en el suministro (si el depósito solar no funcionase o fuera

necesario repararlo, el agua de red podría seguir fluyendo hacia el depósito de ACS donde sería calentado por las calderas).

CALDERAS

En este caso se han definido “dos niveles de control”. En el primero se activarían las calderas (ya que por defecto se han definido como desactivadas: “Input Control”=0); y en el segundo se regularía el caudal de las mismas. Si bien con las calderas activas permanentemente y haciendo uso únicamente del “nivel 2” de control bastaría, los resultados obtenidos con la combinación de los dos controles son mejores, optimizándose así la cantidad de energía suministrada por las calderas. En el caso n°3 se seguirá la misma estrategia.

Para el “nivel 1” de control, las calderas funcionan en cascada, mediante el uso de controladores proporcionales como en el caso n°1, aunque en este caso se ha eliminado el dato externo de la carga de la caldera para facilitar el entendimiento de la instalación. De la misma forma se han definido con los mismos parámetros que en el caso anterior tanto las calderas (T^a de consigna, potencia nominal,...) como los controladores proporcionales (límites superior e inferior). La diferencia es que el dato de entrada que llega a los controladores proporcionales es el resultado de restar a la demanda térmica total (demanda en calefacción + demanda en ACS) la demanda de ACS que es cubierta por los colectores. Ésta se calcula de la siguiente manera en la calculadora "Control_calderas":

$$demanda_ACS_cubierta = 4,19 \cdot flow_rate \cdot (Tout_dep - T_a_calderas)$$

siendo **flow_rate**: el caudal del flujo que sale de la bomba B7 (flujo n°2)

Tout_dep: la temperatura del flujo que llega al depósito de ACS (flujo n°6)

T_a_calentar: la temperatura del agua de red (T_{AF} (Type 9a))

Definiéndose la demanda restante como la demanda que deben cubrir las calderas:

$$demanda_{caldera} = demanda_total - demanda_ACS_cubierta$$

El resultado de la resta es enviado a los controladores de las calderas, que se han definido exactamente de igual manera que en el caso de la cogeneración. Éstos reciben la señal y envían un valor porcentual que se aplica a las bombas que controlan los caudales que circulan por las calderas.

Adicionalmente al control del caudal de las calderas el “nivel 2” de control regula la cantidad de potencia térmica suministrada por las calderas, se ha instalado un control de activación de las mismas. a través de las siguientes funciones definidas en la calculadora "Control_calderas":

- $CONTROL_CALD1=gt(demanda_caldera,0)$ (1)
- $CONTROL_CALD2=gt(demanda_caldera,1800000)$ (2)

La función $gt(a,b)$ (“Greater Than”) está disponible y viene implementada por el propio programa. Devuelve un "1" si el valor "a" es superior al "b"; de lo contrario, el resultado devuelto es un "0". Por lo tanto en los casos anteriores, cuando la demanda restante es superior a cero, el valor retornado es "1" y se asigna al "Input Control" de la caldera nº1, poniéndose ésta en funcionamiento. De la misma manera, cuando la demanda es superior a 1800000, es decir a la máxima capacidad de la caldera nº1 (1800000 kJ/h=500 kW), el valor devuelto por las fórmulas (1) y (2), activándose así las dos calderas.

Además de los controles de activación y de regulación del caudal de las calderas, se ha implementado un control en el divisor ("Diverter") y mezclador ("Mixer") de las corrientes que llegan a dichas máquinas térmicas. En efecto, el valor porcentual saliente del controlador proporcional de la caldera nº2 ("CONTROL_CALD2") es conectado al “Control signal” del divisor y del mezclador del circuito de calderas. Estos dos elementos se rigen por las siguientes ecuaciones:

- Diverter:

$$\dot{m}_1 = \dot{m}_{in} \cdot (1 - Y)$$

$$\dot{m}_2 = \dot{m}_{in} \cdot Y$$

siendo **Y**: valor asignado al “Control signal”
 \dot{m}_{in} : caudal que entra al diverter (flujo nº13)
 \dot{m}_1 : caudal que sale del diverter (flujo nº14)
 \dot{m}_2 : caudal que sale del diverter (flujo nº17)



- Mixer:

$$\dot{m}_{out} = \dot{m}_{in,1} \cdot (1 - Y) + \dot{m}_{in,2} \cdot Y$$

siendo **Y**: valor asignado al "Control signal"

\dot{m}_{out} : caudal que sale del mixer (flujo nº20)

$\dot{m}_{in,1}$: caudal que entra al mixer (flujo nº16)

$\dot{m}_{in,2}$: caudal que entra al mixer (flujo nº19)

De esta forma cuando no es necesario la activación de la caldera nº2, ni el paso de ningún caudal por su bomba asociada (B2), la señal del "CONTROL_CALD2" será "0" y por lo tanto los caudales \dot{m}_2 (en el divisor) y $\dot{m}_{in,2}$ (en el mezclador) serán cero, desviándose todo el caudal de retorno hacia la caldera nº1.

CALEFACCIÓN Y ACS

Por último, el control de la carga en calefacción y los caudales de ACS se realiza exactamente como en el caso nº1.

4.4. RESULTADOS

T^a EN LOS COLECTORES

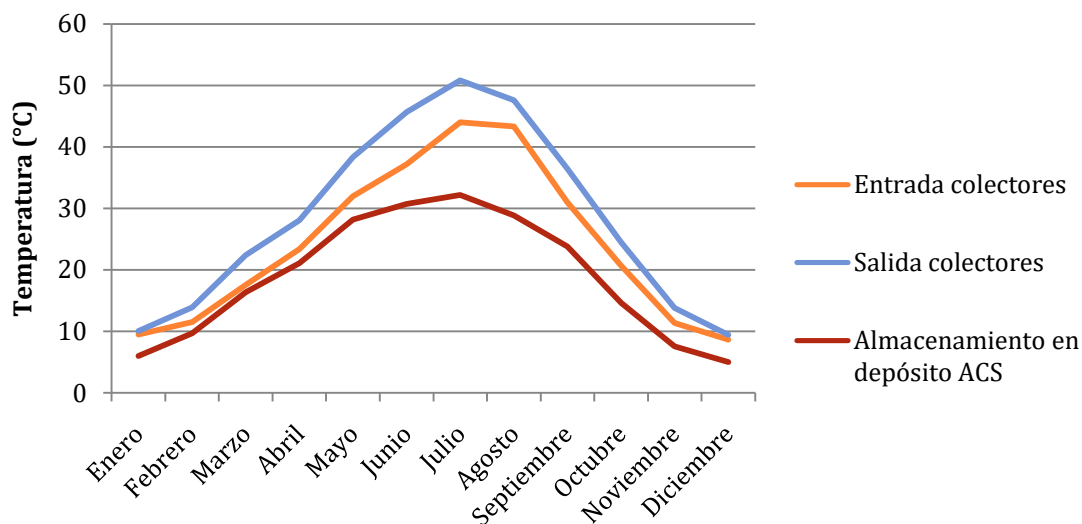


FIGURA 23. TEMPERATURAS DE ENTRADA Y SALIDA DE LOS COLECTORES

La temperatura de almacenamiento en el depósito de ACS es la temperatura que sale de los colectores cuando por ellos circula caudal (impulsado por la bomba B6) debido al control que se ha establecido. La temperatura de salida colectores es la temperatura que sale en todo momento de los colectores si éstos estuvieran activos constantemente (es decir, si circulase caudal constantemente). La temperatura de almacenamiento es por lo tanto la temperatura “útil” que se aprovecha.

Se puede comprobar cómo el salto de temperaturas es lógicamente mayor en verano, alcanzándose una diferencia de unos 13-15°C en Agosto.

POTENCIA SUMINISTRADA POR LOS EQUIPOS

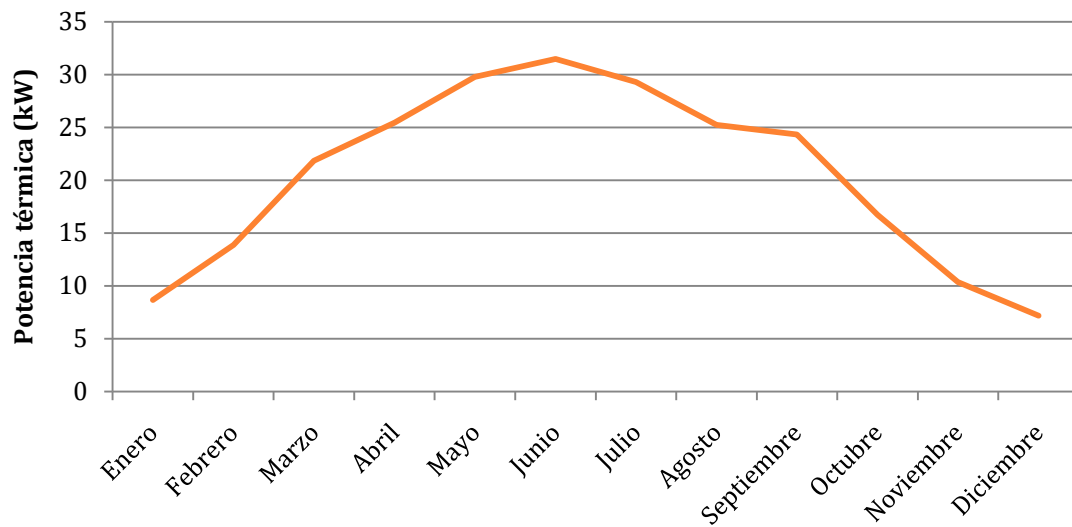


FIGURA 24. POTENCIA TÉRMICA COLECTORES. CASO N°2

La potencia térmica suministrada por los colectores alcanza un pico de 30 kW en el mes de Junio y se ha calculado de la siguiente forma:

$$Useful\ energy\ \left(\frac{kJ}{h}\right) = 4,19 \left(\frac{kJ}{kg\ ^\circ C}\right) \cdot Caudal_{B6} \left(\frac{kg}{h}\right) \cdot (T_{out} - T_{in})(^\circ C)$$

Se puede calcular utilizando $T_{alm_colectores}$ en vez de T_{out} . Cuando $T_{alm_colectores}$ es cero se corresponde cuando el caudal_{B6} es cero también debido al control establecido por lo que realmente da igual.

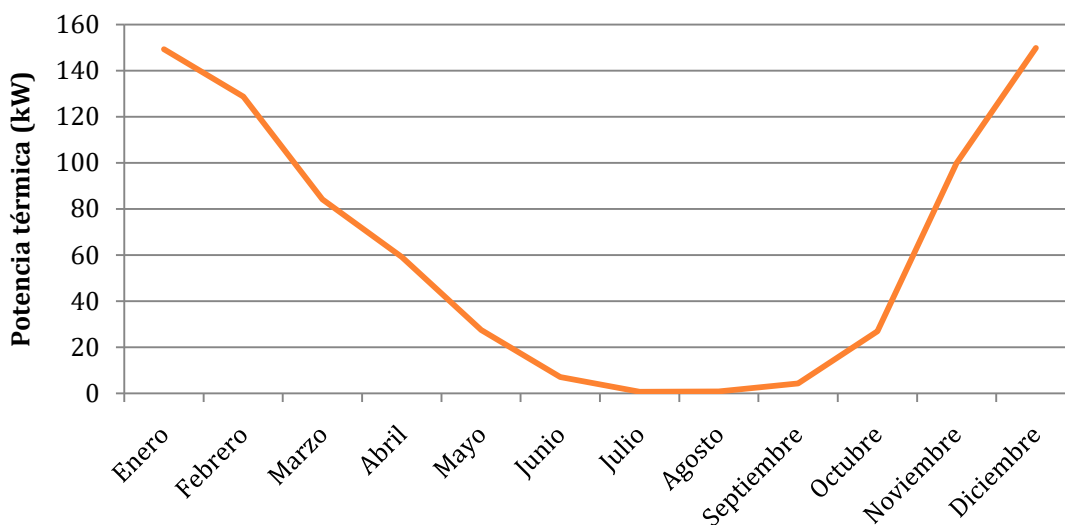


FIGURA 25. POTENCIA TÉRMICA CALDERA N°1. CASO N°2

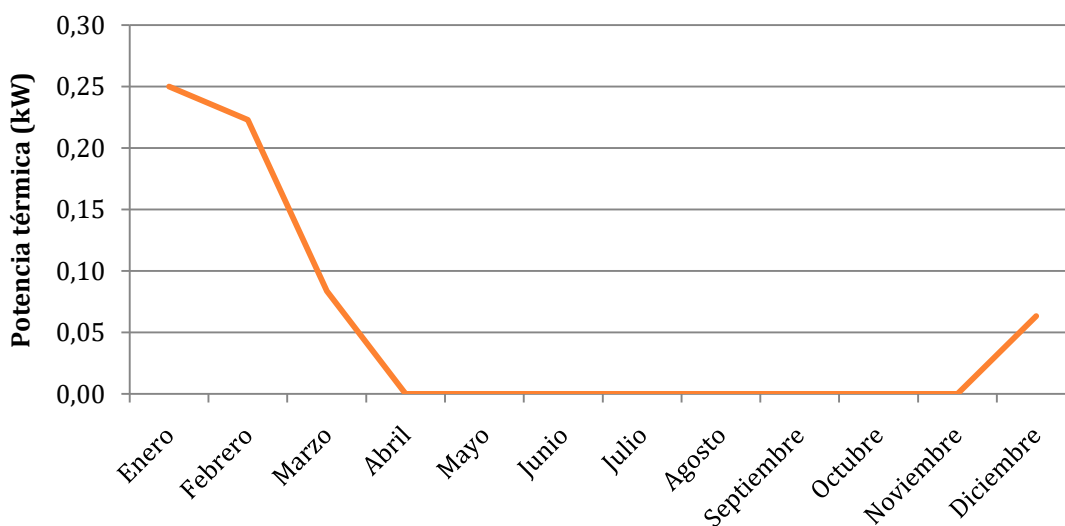


FIGURA 26. POTENCIA TÉRMICA CALDERA N°2. CASO N°2

Las potencias térmicas de las calderas siguen un patrón similar que en el caso n°1, suministrando una mayor potencia en los meses de invierno cuando la demanda térmica es mayor y los colectores no pueden cubrirla por completo. En efecto, las potencias térmicas suministradas por ambos equipos son lógicamente inversas: los colectores suministran más potencia en verano (cuando las condiciones son favorables para su aprovechamiento), y las calderas más en invierno (cuando las condiciones para el uso de los colectores son desfavorable). En cualquier caso, cabe destacar que la potencia suministrada por las calderas es menor que en el caso n°1.

A continuación se muestra un resumen con la energía generada y las horas activas de los equipos de generación:

Equipo	Energía generada	Horas activa
Colectores	178,43 MWh	3009
Caldera n°1	536,11 MWh	7074
Caldera n°2	0,45 MWh	17

TABLA 8. ENERGÍA GENERADA. CASO N°2

DEMANDA CUBIERTA POR CADA EQUIPO

La demanda total anual de ACS es de 289,9 MWh. La energía generada por los colectores se calcula mediante la ecuación previamente definida y asciende a 172,9 MWh, por lo que la instalación solar logra cubrir un 59,64% de la demanda de ACS.

En este caso la instalación se ha diseñado de tal forma que los colectores sólo contribuyan a la generación de calor para ACS, al estar conectado el depósito solar directamente con el depósito de ACS. Las calderas son las encargadas de cubrir la demanda de ACS restante y la demanda en calefacción de forma íntegra.

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE

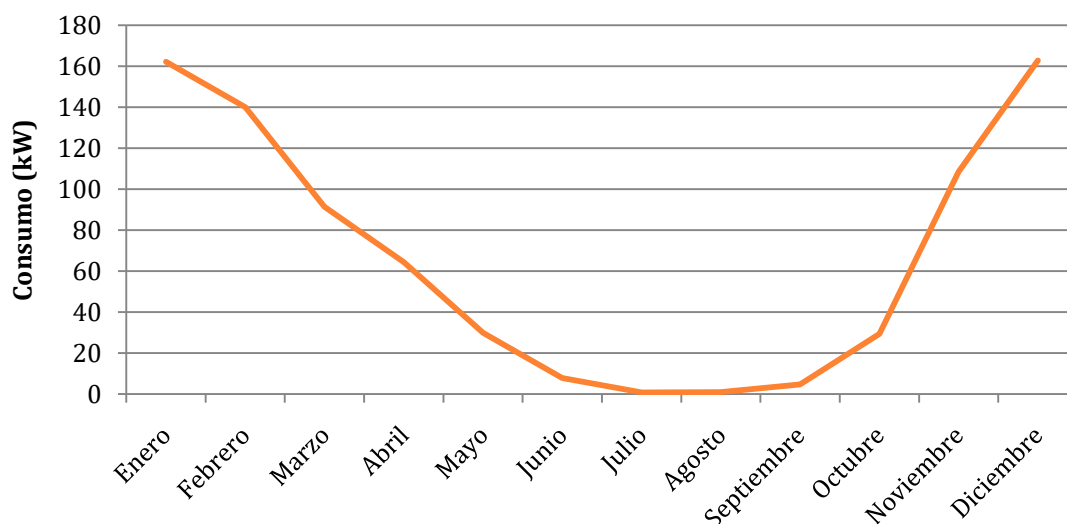


FIGURA 27. CONSUMO CALDERA N°1. CASO N°2

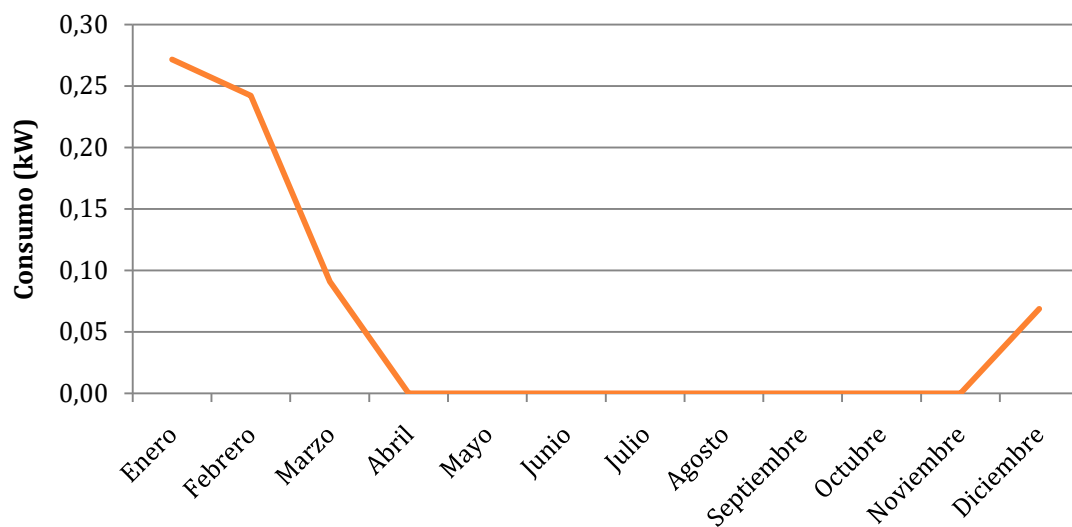


FIGURA 28. CONSUMO CALDERA N°2. CASO N°2

Como en el caso anterior las curvas de consumo de las calderas se asemejan a las de potencia anteriormente mostradas.

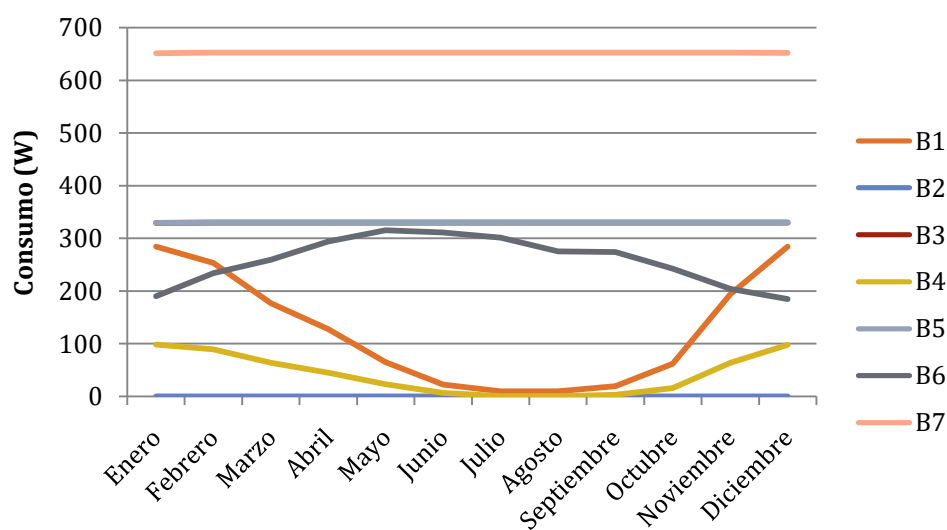


FIGURA 29. CONSUMO BOMBAS. CASO N°2

Finalmente los consumos de las bombas son constantes exceptuando las que están afectadas por los controladores proporcionales (B1, B2, B4) y la bomba del circuito solar (B6) que consume más electricidad cuando éste está activo en los meses de verano.



A continuación se muestra una tabla con los diferentes consumos de combustible de los equipos de generación:

Equipo	Consumo	Combustible
Caldera nº1	582,73 MWh	Gas natural
Caldera nº2	0,48 MWh	
TOTAL	583,21 MWh	
B1	1098,2 kWh	Electricidad
B2	0,83 kWh	
B3	2890,8 kWh	
B4	367,77 kWh	
B5	2890,8 kWh	
B6	2254,56 kWh	
B7	5714,68 kWh	
TOTAL	15217,64 kWh	

TABLA 9. ENERGÍA CONSUMIDA. CASO N°2

5. CASO N°3: AEROTERMIA. BOMBA DE CALOR AIRE-AGUA

Para el último caso se rediseña de nuevo por completo la instalación. Aprovechando la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos ya instalados en la fachada Sur, se propone la hibridación de dicha tecnología con una bomba de calor aire-agua que asegure el suministro de calefacción y ACS. En esta ocasión se mantienen las dos calderas de apoyo pero con una potencia de generación y una temperatura de operación menores, ya que la bomba de calor logra cubrir gran parte de la demanda del edificio.

5.1. INSTALACIÓN

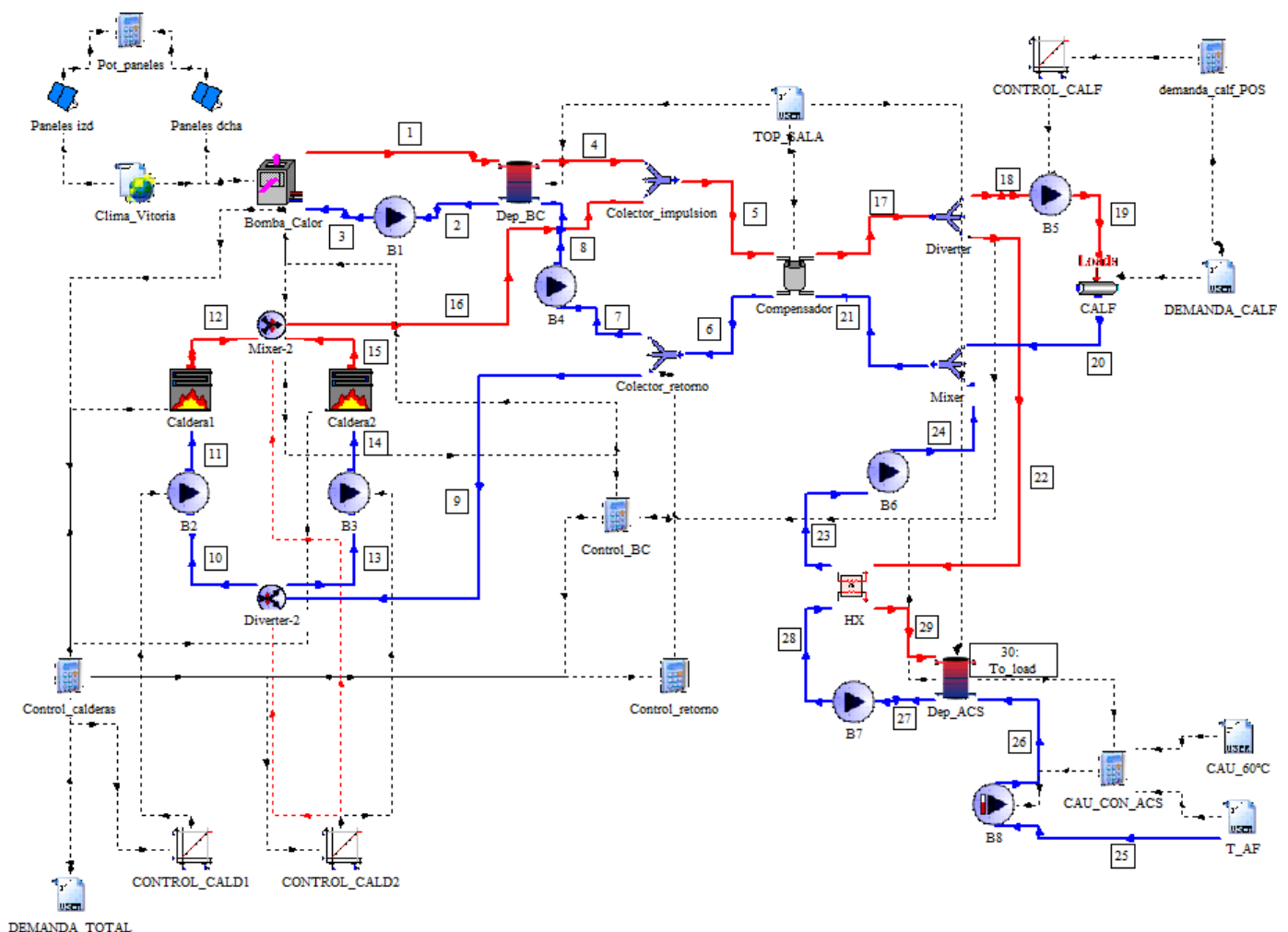


FIGURA 30. ESQUEMA DE LA INSTALACIÓN DEL CASO N°3 EN TRNSYS

El diseño de la instalación de este caso es similar a la del caso n°1. El bloque generación se sitúa a la izquierda de la ilustración con la bomba de calor, que

almacena el agua caliente en su depósito asociado de 3 m³ (“Dep_BC”), y el circuito de calderas unidos a través de los colectores de retorno e impulsión. El primero recoge el agua fría procedente del compensador de 0,35 m³, y el segundo recoge el agua calentada por la bomba de calor y/o las calderas y lo dirige hacia el mencionado compensador. Éste sirve de nexo de unión con la parte de consumo que agrupa los circuitos de radiadores (“CALF”) y el depósito de ACS con capacidad para 3 m³ y al que le llega el agua de red (flujo n°25). El agua que se consume en la vivienda viene simbolizada por el flujo n°30 (“To_load”). El circuito compuesto por los paneles fotovoltaicos es ajeno a la instalación hidráulica y se explicará más adelante.

La instalación se compone de:

Equipo	Cantidad	Type
Bomba de calor aire-agua	1	Type 941
Calderas	2	Type 700
Depósitos	2	Type 4a
Compensador hidráulico	1	Type 38
Intercambiadores	1	Type 91
Bombas de velocidad constante	7	Type 3d
Bombas de velocidad variable	1	Type 110
Válvulas divisoras de flujo	3	Type 647 (Colector de retorno y Diverter), Type 11f (Diverter-2)
Válvulas mezcladoras de flujo	3	Type 649 (Colector de impulsión y Mixer), Type 11d (Mixer-2)
Radiadores	1	Type 682
Paneles Fotovoltaicos	2	Type 194
Controladores proporcionales	3	Type 669

TABLA 10. TYPES UTILIZADOS EN EL CASO N°3

Los datos externos se introducen mediante el uso del Type 9a, que está asociado a un archivo “txt” que contiene la información. Los Type 9a utilizados en la instalación son los siguientes:

- **TOP_SALA:** T^a externa de la sala de calderas (en °C). Se conecta con “Environment temperature” del depósito de ACS, el depósito de la BC y con el compensador.
- **CAU_60°C:** demanda de caudal de ACS horaria a 60°C (en l/h). Se conecta con la calculadora “CAU_CON_ACS”.

- **T_AF:** T^a del agua de red (en °C). Se conecta con la calculadora "CAU_CON_ACS".
- **DEMANDA_CALF:** demanda de calefacción del edificio (en kJ/h). Se conecta con el LOADS (valores negativos) y con la calculadora "demanda_calf_POS".
- **DEMANDA_TOTAL:** demanda total (ACS+CALF)(en kJ/h). Se conecta con la calculadora "Control_calderas".

Por último se utiliza el Type 15-2 para suministrar los datos climatológicos:

- **Clima_Vitoria:** T^a exterior del aire ambiente (en °C), irradiancia solar (en W/m²),... Se conecta con la bomba de calor y con los paneles.

5.2. EQUIPOS DE GENERACIÓN

BOMBA DE CALOR

La mayor parte de la generación de calor en este caso recae sobre una bomba de calor. Se trata de una bomba de calor aire/agua de alta eficiencia energética Dimplex modelo LA 60TU. Se trata de una instalación exterior con dos niveles de potencia, es decir, posee dos compresores para reducir la potencia en el modo de carga parcial. Las principales características de este equipo se detallan a continuación.

Bomba de Calor Aire/AguaDimplex mod. LA 60TU	
Potencia nominal ⁶	64,6 kW
COP	4,2
Rango de temperaturas de la fuente de calor (modo calefacción)	-22 /35°C
T ^a ida máxima	65 °C
Caudal mínimo de la fuente de calor	14000 m ³ /h
Refrigerante	R417 A
Dimensiones (anchura x longitud x altura)	1,9 x 1 x 2,3 m ³

TABLA 11. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LA BOMBA DE CALOR

⁶ Potencia nominal Y COP calculados para (para T^a de aire exterior 10 °C y T^a de ida del agua de caldeo de 35°C)

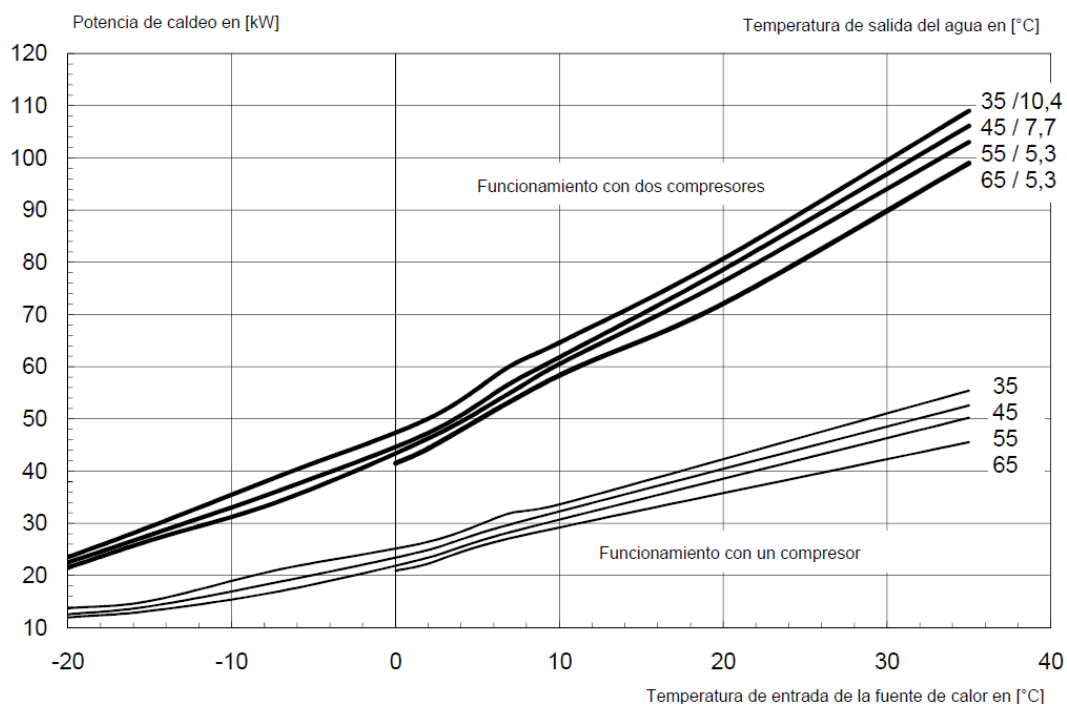


FIGURA 31. CURVA DE POTENCIA DE LA BOMBA DE CALOR

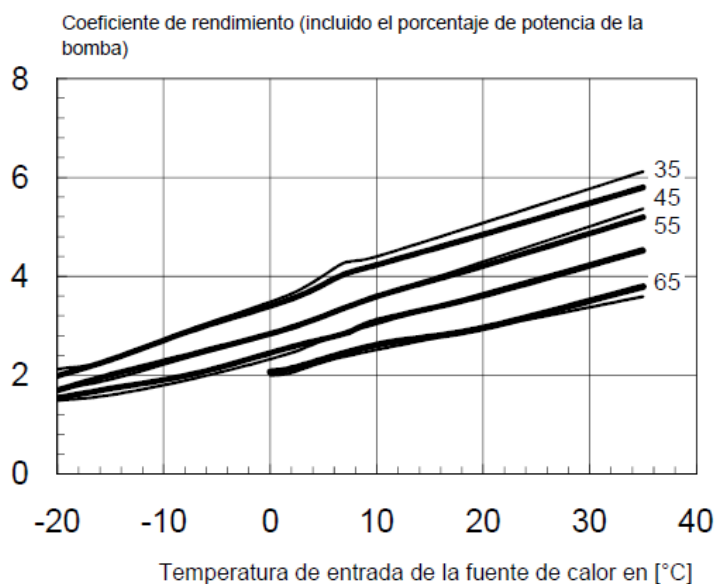


FIGURA 32. COP DE LA BOMBA DE CALOR PARA DIFERENTES TEMPERATURAS DE ENTRADA DE LA FUENTE DE CALOR

Para modelizar este equipo se ha recurrido al Type 941 de la biblioteca de TRNSYS. Este Type trabaja igual que el Type 917 con la diferencia de que el utilizado toma como inputs los valores de humedad relativa y humedad absoluta. Éstos datos se suministran desde el archivo climatológico "Clima_Vitoria".

El Type 941 posee dos modos de funcionamiento: calefacción y refrigeración, aunque para el caso en estudio sólo se utilizará en el primer modo. Para ello se fija un “0” en el input “Cooling control signal”.

En los Anexos se explica el funcionamiento en detalle del Type utilizado y se desarrolla como han sido obtenidos los parámetros que finalmente se introducen en el mismo, siendo estos:

- **Rated Heating Capacity:** 97,51 kW = 351036 kJ/h
- **Rated Heating Power:** 15,57 kW = 56052 kJ/h

PANELES FOTOVOLTAICOS

Aunque no participen en la generación de calor, la electricidad generada en los paneles fotovoltaicos instalados en la fachada Sur se usará para la alimentación de la bomba de calor, por lo que en este caso si habrá que modelizar estos equipos en el TRNSYS.

La instalación se compone de 2 conjuntos (lado izquierdo y lado derecho de la fachada) de 8 filas de paneles cada uno con 16 paneles por fila, ocupando una superficie total de 430 m² con orientación Sur y una inclinación de 43° (como se ha mencionado en el caso de los colectores térmicos, el rendimiento de estos equipos se maximiza con una inclinación igual a la latitud del lugar de su emplazamiento, en este caso, la latitud de Vitoria).

A continuación se detallan las características de los paneles utilizados.

Paneles fotovoltaicos lado izquierdo	
Potencia pico nominal	222 W
Nº de células en serie	60
Eficiencia del módulo	13,63 %
Intensidad Punto Máxima Potencia	7,44 A
Tensión Punto Máxima Potencia	29,84 V
Corriente de cortocircuito	7,96 A
Tensión de circuito abierto	32,2 V
Dimensiones (anchura x longitud x altura)	0,05 x 0,984 x 1,639 m ³

TABLA 12. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS (LADO IZQUIERDO)

Paneles fotovoltaicos lado derecho	
Potencia pico nominal	280 W
Nº de células en serie	72
Eficiencia del módulo	14,43 %
Intensidad Punto Máxima Potencia	7,95 A
Tensión Punto Máxima Potencia	35,2 V
Corriente de cortocircuito	8,33 A
Tensión de circuito abierto	44,8 V
Dimensiones (anchura x longitud x altura)	0,05 x 0,992 x 1,956 m ³

TABLA 13. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS (LADO DERECHO)

Para la modelización en TRNSYS de la instalación fotovoltaica se ha hecho uso del Type 194. Se han definido los dos conjuntos (izquierdo y derecho) independientemente y se han conectado de la siguiente manera:

- Cada conjunto se compone de 8 filas conectadas en paralelo de 16 paneles cada una. Los 16 paneles de cada fila están conectados en serie. Cada bloque se modeliza con el mencionado Type 194. El lado izquierdo tiene una superficie total de 206,08 m² mientras que el derecho ocupa 248,32 m².
- Los dos conjuntos se conectan en paralelo. Para representar esta conexión se recurre al uso de la calculadora “Pot_paneles” en la que se define la potencia total de la instalación fotovoltaica de la siguiente manera:

$$pot_total = \max(V_1, V_2) \cdot (I_1 + I_2)$$

CALDERAS

Finalmente para este caso se han instalado unas calderas de menor potencia, ya que la bomba de calor cómo se verá más en adelante, se basta para suministrar 80,5% de la demanda. Las calderas escogidas son las mismas que en los dos casos anteriores (caldera Hoval modelo Max-3 (420)) sin embargo el modelo trabaja a una potencia nominal de 320 kW.

5.3. CONTROL DE LA INSTALACIÓN

BOMBA DE CALOR

La bomba de calor se controla a través de las temperaturas del depósito de ACS y de calefacción. Para ello se han definido las siguientes ecuaciones en la calculadora denominada "Control_BC":

- $\text{control_ACS} = \text{lt}(\text{T_ACS}, 60)$ (1)
- $\text{control_CALF} = \text{lt}(\text{T_CALF}, 55)$ (2)
- $\text{control_BC} = \text{ge}(\text{control_ACS} + \text{control_CALF}, 1) \cdot \text{le}(\text{TS_BC}, 65)$ (3)

La ecuación (1) controla la temperatura en el depósito de ACS. La señal con el dato de la temperatura media del depósito (T_ACS) llega a la calculadora, y la función $\text{lt}(a,b)$ ⁷devuelve un "1" si $T_{\text{ACS}} < 60^\circ\text{C}$.

La ecuación (2) controla la temperatura de impulsión que llega a los radiadores. La señal con el dato de temperatura que sale de "Diverter" ("T_CALF") llega a la calculadora, y la función $\text{lt}(a,b)$ devuelve un "1" si $T_{\text{CALF}} < 55$.

Finalmente la ecuación (3) se compone de 2 factores. El primero se trata de la función $\text{ge}(a,b)$ ("Greater or Equal") que devuelve un "1" cuando " $a \geq b$ ", y un "0" en el caso contrario. En este caso cuando las señales de las ecuaciones (1) y (2) sumen 1 o más, el valor devuelto será "1". El segundo factor se trata de la función $\text{le}(a,b)$ ("Lower or Equal") que retorna un "1" cuando " $a \leq b$ ", y un "0" en el caso contrario. Esta función representa el límite de operación de la bomba de calor: cuando la temperatura de ida del equipo sea superior o igual a 65°C , la bomba de calor dejará de operar. Visto de otra forma, cuando dicha temperatura ("TS_BC") sea inferior o igual a 65°C la función devolverá un "1" permitiendo así el funcionamiento de la bomba de calor.

Por lo tanto, cuando la temperatura del depósito de ACS descienda de los 60°C , o cuando la temperatura que se dirige a los radiadores sea inferior a 55°C , la señal que salga de la calculadora "Control_BC" hacia el "Heating Control Signal" de la bomba de calor será "1", poniéndose en marcha ésta, siempre y cuando la

⁷La función $\text{lt}(a,b)$ ("Lower than") está disponible y viene implementada por el propio programa. Devuelve un "1" si el valor "a" es inferior al "b"; de lo contrario, el resultado devuelto es un "0".

temperatura de ida de dicho elemento no sea superior a 65°C en cuyo caso el resultado de la función $le(a,b)$ será "0" que multiplicará al resto de la ecuación (3), permaneciendo inactiva de esta manera la bomba de calor.

CALDERAS

En este caso las calderas son de menor potencia que en los dos casos anteriores, al igual que su temperatura de ida de consigna que también lo es: 60 °C frente a los 80°C en los casos n°1 y n°2.

Al igual que en los casos anteriores, el control de las instalaciones de generación sigue una estrategia en cascada: cuando la bomba de calor no es capaz de cubrir toda la demanda térmica del edificio entra en funcionamiento la caldera n°1, y cuando ésta es incapaz de satisfacer toda la demanda que no puede cubrir la bomba de calor se activa la caldera n°2.

El control de las calderas se lleva a cabo mediante los controladores proporcionales que actúan sobre el caudal de las bombas en función de la demanda instantánea. Esta vez se han modificado los límites de los parámetros de los Types ya que las calderas son de menor potencia.

- CONTROL_CALD1: para el controlador de la caldera n°1 se establece un límite inferior de 0 y un límite superior de 1152000
- CONTROL_CALD2: para el controlador de la caldera n°2 se establece un límite inferior de 1152000 y un límite superior de 2304000⁸.

Como en el caso de los colectores, la demanda que las calderas tienen que suplir es la demanda resultante de restar a la demanda total ("DEMANDA_TOTAL"), la demanda cubierta por la bomba de calor que se corresponde con el output devuelto por el Type 941 de la bomba de calor "Total heat transfer to liquid":

$$demanda_restante = demanda_total - demanda_cubierta_BC$$

⁸ Nótese que estos valores límites, aún no teniendo unidades en los Types, representan las potencias máximas en kJ/h que pueden suministrar las calderas: 1152000 = 320 kW para la caldera n°1; 2304000-1152000=1152000 kW = 500k W para la caldera n°2

Este valor, definido en la calculadora "Control_calderas", se envía a los controladores proporcionales y éstos devuelven el valor porcentual que es enviado a las bombas que regulan el paso de caudal por las calderas.

Al igual que en el caso de los colectores, se ha definido un control de activación de las calderas. También en la calculadora "Control_calderas" se definen las siguientes ecuaciones:

- $\text{control_demanda1} = \text{gt}(\text{demanda_restante}, 0)$ (1)
- $\text{control_CALD1} = \text{eql}(\text{control_demanda1} + \text{control_BC}, 2)$ (2)
- $\text{control_demanda2} = \text{gt}(\text{demanda_restante}, 1152000)$ (3)
- $\text{control_CALD2} = \text{eql}(\text{control_demanda2} + \text{control_CALD1}, 2)$ (4)

Como ya se ha explicado en los casos anteriores, la ecuación (1) retornará el valor "1" cuando el parámetro "demanda_restante" sea superior a cero. Este resultado está integrado en la ecuación (2) a través de la función $\text{eql}(a,b)$ ⁹. Por lo tanto en este caso, el valor devuelto por la ecuación (2) será "1" cuando la suma de los parámetros "control_demanda1" y "control_BC" sea igual a dos, es decir cuando estos dos parámetros tengan un valor de "1". En otras palabras, la caldera n°1 se pondrá en funcionamiento cuando exista demanda restante y cuando la bomba de calor esté ya activa, verificándose el control en cascada: la primera caldera sólo entrará en funcionamiento cuando la bomba de calor sea incapaz de cubrir toda la demanda en un instante dado.

La ecuación (3) recurre a la misma función $\text{gt}(a,b)$ como en la ecuación (1) salvo que el segundo valor, 1152000, se corresponde con la máxima potencia que puede suministrar la caldera n°1. Finalmente la caldera n°2 se activará cuando la ecuación (4) devuelva el valor "1". Este caso se da cuando los valores devueltos por las ecuaciones (2) y (3) sean ambos igual a "1", es decir, la caldera n°2 se pondrá en funcionamiento cuando el conjunto bomba de calor + caldera n°1 no pueda suministrar toda la energía necesaria para cubrir la demanda del edificio.

Ambos valores devueltos por las ecuaciones (2) y (4) se envían al "Input Control" de las respectivas calderas, activándose éstas cuando se dé el caso.

El control que rige los caudales que circulan por las corrientes salientes del "Diverter-2" y por las corrientes entrantes del "Mixer-2" se realiza de la misma

⁹ La función $\text{eql}(a,b)$ ("Equal") está disponible y viene implementada por el propio programa. Devuelve un "1" si el valor "a" es igual al "b"; de lo contrario, el resultado devuelto es un "0".

manera que en el caso n°2, a través de la señal que sale del controlador proporcional de la caldera n°2 ("CONTROL_CALD2").

Finalmente se ha implantado un control en el colector de retorno. En la calculadora "Control_retorno" se han especificado las siguientes ecuaciones:

- $\text{flujo1_retorno_BC} = 1 - \text{control_CALD1} / 2$ (1)
- $\text{flujo2_retorno_CALD} = (1 - \text{flujo1_retorno_BC}) \cdot \text{control_CALD1}$ (2)

La señal de la ecuación (1) se conecta con el valor input del colector de retorno "Fraction of flow to outlet-1" (siendo este "outlet-1" el flujo n°7 que se dirige hacia el depósito de la bomba de calor), mientras que la señal de la ecuación (2) se conecta con el valor input del colector de retorno "Fraction of flow to outlet-2" (siendo este "outlet-2" el flujo n°9 que se dirige hacia el "Diverter-2" del circuito de calderas).

Con estas dos ecuaciones se controla el flujo de caudal que pasa por las calderas. Como la bomba de calor logra cubrir la totalidad de la demanda durante gran parte del año no es necesario que circule caudal por el circuito de calderas, desviándose todo al depósito de la bomba de calor.

"control_CALD1" procede de la ecuación (2) y puede tomar dos valores "1" ó "0". De esta forma cuando no sea necesaria la activación de la caldera n°1 (y tal como se ha definido anteriormente tampoco de la n°2), su valor será "0" y por lo tanto la fracción de flujo que retorna a las calderas, definida en la ecuación (2), será nulo también, circulando todo el caudal por la salida que va a la bomba de calor (si se toma la ecuación (1), el resultado es "1", es decir del caudal que entra en el colector de retorno todo se asigna a "Fraction of flow to outlet-1"). Por el contrario, cuando es necesario la activación de al menos la caldera n°1, el valor de "control_CALD1" es de "1" y sustituyendo este valor en las ecuaciones (1) y (2) se comprueba como la corriente que entra en el colector de retorno se divide en dos partes iguales, circulando el 50% del caudal entrante al circuito de la comba de calor y el otro 50% al circuito de calderas (Para control_CALD1=1 -> (1)=(2)=0,5).

CALEFACCIÓN Y ACS

El control de la carga en calefacción y los caudales de ACS se realiza exactamente como en los dos casos anteriores.

5.4. RESULTADOS

BOMBA DE CALOR

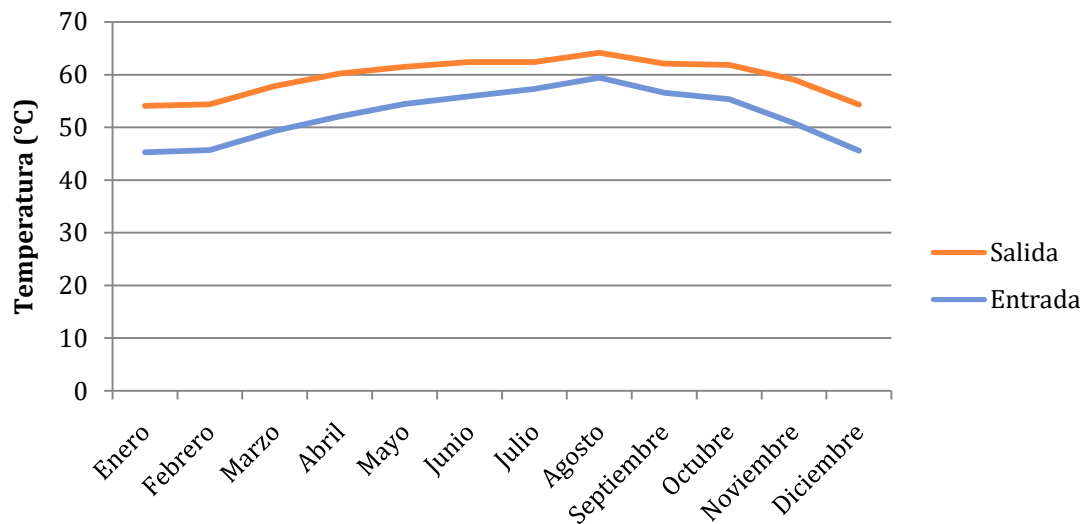


FIGURA 33. TEMPERATURAS DE ENTRADA Y SALIDA A LA BOMBA DE CALOR

En la gráfica se puede comprobar cómo la diferencia de temperaturas de entrada y salida de la bomba de calor se mantiene constante a lo largo del año y entorno a los 10°C. Las temperaturas de ida ($=T^a$ salida del líquido de la bomba de calor) se encuentran en un rango entre los 55 y 75°C, suficientes para suministrar las temperaturas demandadas por el depósito de ACS (60°C) y por la calefacción (55°C).

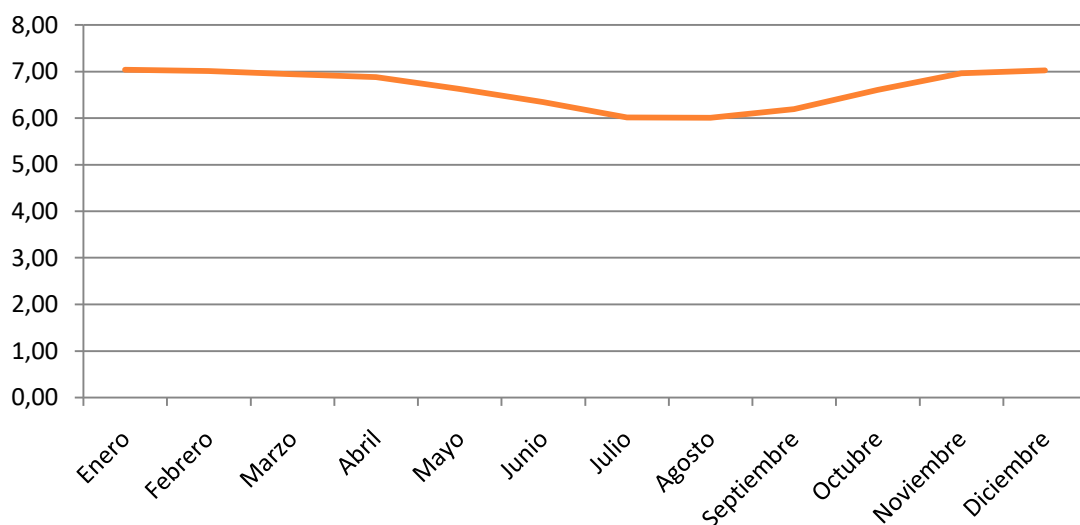


FIGURA 34. COP BOMBA DE CALOR

El COP de la bomba de calor es bastante elevado, con un valor de 7 en los meses de invierno. Se observa como en verano, el COP de la máquina térmica disminuye (cuando en realidad, a mayor temperatura de entrada del foco caliente, su rendimiento debería aumentar) y esto es debido al funcionamiento intermitente en esa época del año. En efecto, como no es necesaria su activación en muchas horas del verano, el COP que alcanza la bomba de calor en las horas que funciona no es tan grande debido a dicho funcionamiento intermitente, en régimen transitorio. Por otra parte, y como se verá más adelante, bajo un enfoque exergético este rendimiento será menor.

POTENCIA SUMINISTRADA POR LOS EQUIPOS

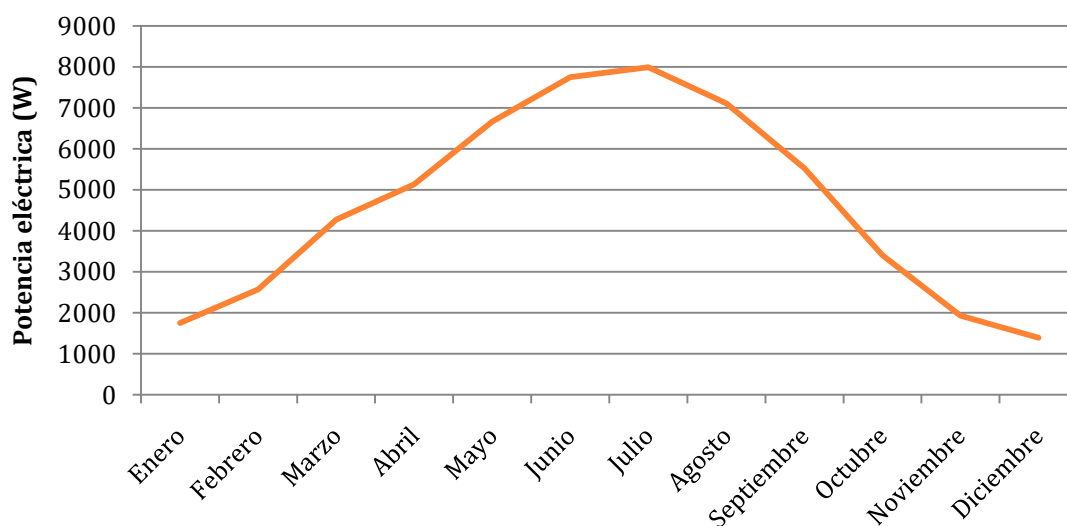


FIGURA 35. POTENCIA ELÉCTRICA PANELES FOTOVOLTAICOS. CASO N°3

Como en el caso de los colectores, la potencia eléctrica suministrada por los paneles fotovoltaicos es mayor en verano cuando las condiciones son más favorables, alcanzándose un pico de 8 kW en Julio.

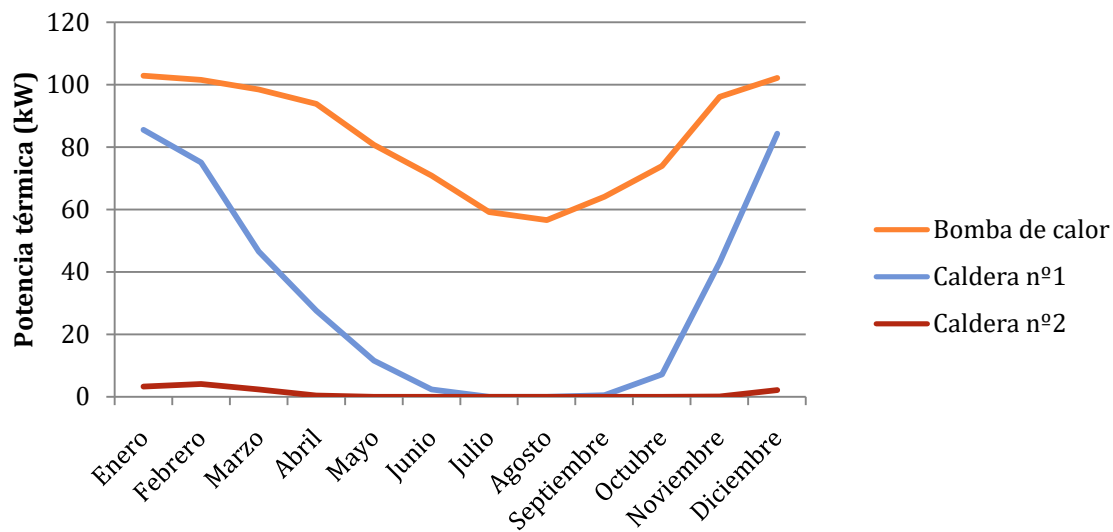


FIGURA 36. POTENCIA TÉRMICA BOMBA DE CALOR Y CALDERAS. CASO N°3

Por su parte vemos como las potencias térmicas de la bomba de calor y de las calderas siguen el mismo patrón, con unas potencias suministradas bajas en verano, y altas en invierno.

A continuación se muestra un resumen con la energía generada y las horas activas de los equipos de generación:

Equipo	Energía generada	Horas activa
Paneles fotovoltaicos	40,64 MWh	4345
Bomba de calor	729,42 MWh	7156
Caldera nº1	278,53 MWh	3170
Caldera nº2	9,01 MWh	122

TABLA 14. ENERGÍA GENERADA. CASO N°3

DEMANDA CUBIERTA POR CADA EQUIPO

Para este último caso se ha diseñado la instalación de forma que la bomba de calor soporte la mayor parte de la demanda térmica total. En efecto la bomba de calor logra generar a lo largo del año 729,42 MWh, lo que representa un 80,5% de la demanda total y un 100% de la demanda de ACS incluida en dicho total.

Las dos calderas suministran el resto de energía en los momentos en los que la bomba de calor no puede hacer frente a toda la demanda. En realidad, una caldera sería suficiente para asegurar que la demanda térmica del edificio se cubre en todo

momento, sin embargo, se ha optado por instalar una segunda caldera para dotar de aún más seguridad a la instalación. El resultado es que la demanda restante, una vez restada la energía que suministra la bomba de calor a la demanda total, se reparte entre las dos calderas. Es decir, las calderas n°1 y n°2 se activarán con más frecuencia, sin embargo, la energía que deban suministrar las veces que se activen será menor, no forzando así las instalaciones. Por ejemplo, si sólo se hubiese instalado una caldera, ésta tendría que haberse encendido más veces y haber suministrado más energía en cada encendido.

Por otra parte, los paneles fotovoltaicos son capaces de generar 40,64 MWhe, mientras que la bomba de calor necesita de 109,38 MWhe a lo largo del año para funcionar. Por lo que gracias a los paneles se logra ahorrar un 37,15% en electricidad que alimenta al equipo, el resto debiendo ser suministrado desde la red.

CONSUMOS DE COMBUSTIBLE

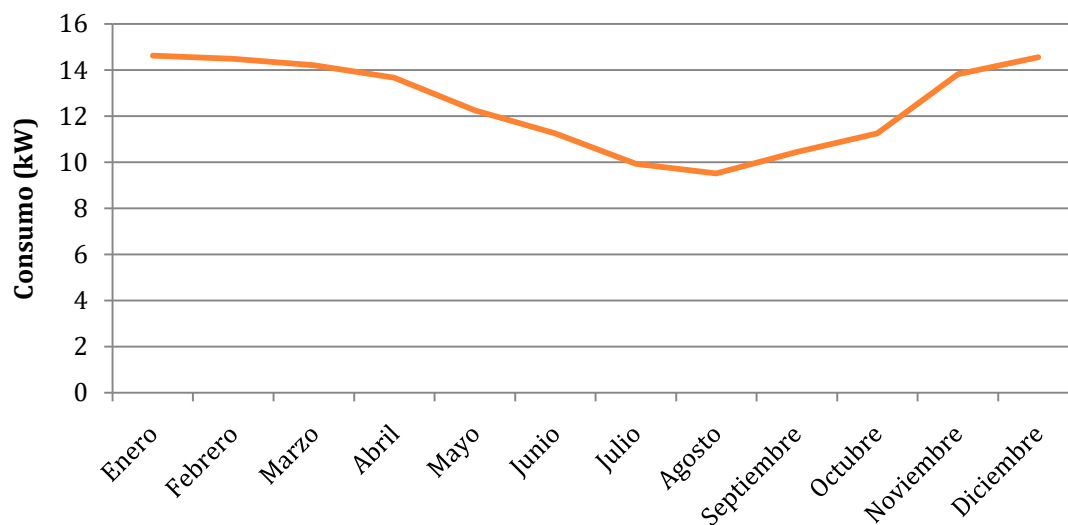


FIGURA 37. CONSUMO BOMBA DE CALOR. CASO N°3

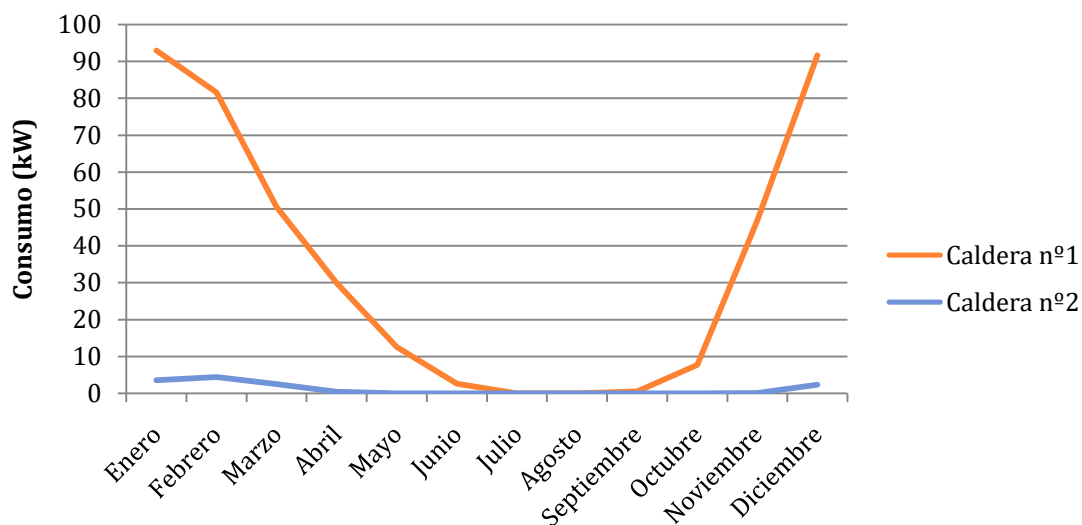


FIGURA 38. CONSUMO CALDERAS. CASO N°3

Las curvas de consumos de bomba de calor y calderas se asemejan a sus curvas de potencia. En este caso hay que distinguir que el consumo de la bomba de calor es eléctrico, mientras que el de las calderas es gas natural.

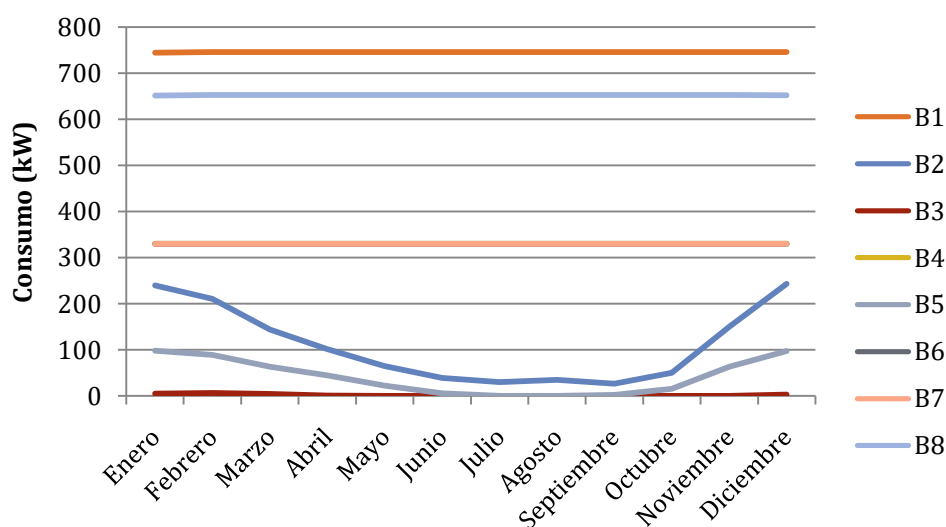


FIGURA 39. CONSUMO BOMBAS. CASO N°3

Por último, en el caso de las bombas, el consumo de electricidad se mantiene constante menos en las bombas B2, B3 y B5 que están controladas por los controladores proporcionales.



A continuación se muestra una tabla con los diferentes consumos de combustible de los equipos de generación:

Equipo	Consumo	Combustible
Caldera nº1	302,75 MWh	Gas natural
Caldera nº2	9,79 MWh	
TOTAL	312,54 MWh	
Bomba de calor	109,38-40,64=68,74 MWh	Electricidad
B1	6531,07 kWh	
B2	970,36 kWh	
B3	14,9 kWh	
B4	2890,8 kWh	
B5	267,77 kWh	
B6	2890,8 kWh	
B7	2890,8 kWh	
B8	5714,68 kWh	
TOTAL	90911,18 kWh	

TABLA 15. ENERGÍA CONSUMIDA. CASO Nº3



6. COMPARATIVA RESULTADOS DE LOS TRES CASOS

6.1. GENERACIÓN (SÓLO TÉRMICA)

En cuanto a la generación de energía térmica que corre a cargo de los equipos de energía renovable/cogeneración, la bomba de calor es la que más energía logra generar. Por su parte los colectores solares del caso n°2 producen unos 28 MWh menos que los motores de cogeneración del caso n°1, sin embargo este equipo está en funcionamiento un 66% menos de horas que los motores, por lo que la diferencia en MWh producidos no es tan grande si tenemos en cuenta la desigualdad en horas de funcionamiento.

Por la parte de las calderas, éstas necesitan generar menos energía para cubrir la demanda en los casos n°2 y n°3. La caldera n°2 entra más horas en funcionamiento en la instalación del último caso, sin embargo el número de veces que entran en funcionamiento las dos calderas es casi dos veces que en el primer caso, y la energía generada, necesaria para cubrir la demanda es casi un 60% menor.

Equipo	Caso n°1		Caso n°2		Caso n°3	
	Energía (MWh)	Horas funcionamiento	Energía (MWh)	Horas funcionamiento	Energía (MWh)	Horas funcionamiento
Equipo de energía renovable/cogeneración	206,74	8744	178,43	3009	729,42	7156
Caldera n°1	699,84	6146	536,11	7074	278,53	3170
Caldera n°2	0,43	16	0,45	17	9,01	122

TABLA 16. COMPARACIÓN ENERGÍA GENERADA EN LOS TRES CASOS

6.1. CONSUMO

Combustible	Caso nº1	Caso nº2	Caso nº3
Gas natural (MWh)	1099,95	583,21	312,54
Electricidad (kWh)	24850,66	15217,64	90911,18

TABLA 17. COMPARACIÓN ENERGÍA CONSUMIDA EN LOS TRES CASOS

En cuanto al consumo de las instalaciones, el primer caso es con diferencia el que más gas natural consume, ya que basa toda la generación en las calderas y los motores. Los colectores del caso nº2 logran reducir dicho consumo en un 47%, mientras que la instalación del caso nº3 con la bomba de calor y las calderas de menor potencia logran reducir el consumo de gas natural en un 72% respecto al caso inicial.

En el caso de la electricidad consumida, el último caso es el que más electricidad consume, aun cuando la instalación fotovoltaica logra cubrir un 37,15% de la energía eléctrica demandada por la bomba de calor. Este equipo exige una gran cantidad de electricidad aumentando la demanda eléctrica de la instalación en un 262% respecto al caso inicial. Por su parte, la instalación que menos electricidad necesita para su funcionamiento es la compuesta por los colectores. Esto se explica en parte ya que esta instalación es más sencilla y requiere de menos bombas (que son las mayores consumidoras de energía eléctrica de la instalación) para su funcionamiento). Cabe destacar que, en el caso nº1, el 100% del consumo en energía eléctrica puede ser cubierto con la electricidad generada por los motores de cogeneración.



IMPACTO MEDIOAMBIENTAL: ANÁLISIS EXERGOAMBIENTAL

Una vez simulados los tres casos y obtenidos los datos de temperatura, caudal, energía generada/consumida, etc. de cada flujo, se procede en este apartado a realizar el análisis exergoambiental de cada uno de ellos.

1. METODOLOGÍA

Para cada caso se llevará a cabo el mismo procedimiento: primeramente, se realizará un análisis exergético del sistema que revelará la destrucción de exergía que tiene lugar en cada componente, permitiendo así evaluar el rendimiento exergético del mismo y mostrar si los recursos exergéticos suministrados a los equipos han sido aprovechados eficientemente. El segundo paso es realizar un análisis de ciclo de vida para cuantificar el impacto ambiental de los equipos a lo largo de toda su vida. Finalmente se efectúa el análisis y la evaluación exergoambiental que permite identificar en qué elementos del sistema se producen las mayores ineficacias pudiendo de esta forma plantear y diseñar métodos de mejora.

La mejora de la eficiencia termodinámica de un componente se traduce en una reducción de los costes en fuel, y por lo tanto de emisiones al entorno. Sin embargo, los cambios en el diseño del componente asociados a dicha mejora resultan en un aumento de los costes de fabricación y mantenimiento, o en aumento de los impactos ambientales en los mencionados procesos. Para encontrar el punto óptimo, los costes en fuel deben ser asignados al respectivo componente. La problemática de la asignación se resuelve mediante un análisis termoeconómico.

El análisis exergoambiental fue desarrollado para:

- Investigar la formación de impactos ambientales asociados con sistemas en los que se produzca una conversión de energía;
- Para generar información crucial para el diseño de sistemas con un impacto ambiental global bajo.

Los impactos ambientales son asignados a los flujos exergéticos del sistema. Este método genera información sobre impactos asociados a las irreversibilidades

asociados al propio proceso (destrucción de exergía¹⁰), y sobre los impactos asociados a la propia construcción, mantenimiento y disposición de los componentes del sistema.

Tras analizar los resultados a través de las variables exergoambientales, se identifican los componentes con mayor potencial de mejora. Este método muestra además dónde se pueden llevar a cabo dichas mejoras: o bien reduciendo las ineficiencias termodinámicas o bien reduciendo el consumo de materiales a lo largo de la vida de los componentes.

1.1. ANÁLISIS EXERGÉTICO

En el análisis exergético se calcula la exergía de cada corriente presente en el sistema. Este primer paso revelará y permitirá evaluar las ineficiencias termodinámicas (o irreversibilidades) asociados a un proceso termodinámico.

Para los flujos materiales, como pueden ser el agua o el combustible, su exergía será la suma de las exergías física y química, pudiendo desprejarse los términos de exergía cinética y potencial.

$$E = E_{física} + E_{química} + E_{potencial} + E_{cinética}$$

- **Exergía de los flujos de agua:** sólo se tendrá en cuenta la exergía física y se calcula mediante la ecuación:

$$\dot{E} \left(\frac{kJ}{h} \right) = \dot{m} \left(\frac{kg}{h} \right) \cdot 4,19 \left(\frac{kJ}{kgK} \right) \cdot \left[(T - T_0)(K) - T_0 \cdot \ln \left(\frac{T (K)}{T_0 (K)} \right) \right]$$

siendo **T₀**: la temperatura del aire ambiente que se toma como referencia

T: la temperatura de la corriente del flujo de agua

¹⁰ La destrucción de exergía es una medida directa de las ineficiencias/irreversibilidades termodinámicas de un proceso.

- **Exergía de los flujos de combustible en motores y calderas:** sólo se tendrá en cuenta la exergía química y se tomará la siguiente aproximación:

$$\dot{E} \left(\frac{kJ}{h} \right) = 1,05 \cdot PCI_{cble} \left(\frac{kJ}{h} \right)$$

Para la exergía utilizada en las bombas ésta es electricidad, es decir, exergía pura, por lo que el flujo de exergía será igual a la potencia suministrada:

$$\dot{E} \left(\frac{kJ}{h} \right) = \dot{W} \left(\frac{kJ}{h} \right)$$

Este también es el caso para la energía generada en los paneles fotovoltaicos del caso nº3.

Para la exergía procedente de la radiación solar ésta se calcula a través de la ecuación desarrollada por Petela para radiación térmica procedente de cuerpos negros:

$$\dot{E} \left(\frac{kJ}{h} \right) = I \left(\frac{kJ}{m^2 h} \right) \cdot A \left(m^2 \right) \cdot \left[1 - \frac{4}{3} \cdot \frac{T_0(K)}{T_I(K)} + \frac{1}{3} \cdot \frac{T_0(K)}{T_I(K)} \right]$$

siendo **I:** radiación incidente

A: área de la superficie receptora

T_I: temperatura del cuerpo negro, en este caso, el sol (6000 K)

Finalmente para la exergía que se desprende de los radiadores, ésta está asociada a un flujo de calor y se calcula de la siguiente manera:

$$\dot{E} \left(\frac{kJ}{h} \right) = \left(1 - \frac{T_0(K)}{T_{op}(K)} \right) \cdot Q \left(\frac{kJ}{h} \right)$$

siendo **Q:** demanda de calefacción

T_{op}: temperatura en el interior de la vivienda

La exergía de cada flujo está calculada en kJ/h, por lo que la suma de estos valores a cada hora durante todo el año devolverá un valor en kJ que dividido por 3600 (s/h) resultará en un valor en kWh. En los posteriores cálculos se trabajará en MWh.

Para cada componente se calcula:

- la exergía de sus productos: E_P
- la exergía de sus fueles: E_F
- el rendimiento exergético: $\varepsilon = \frac{E_P}{E_F}$
- la destrucción de exergía: $E_D = E_F - E_P$
- el ratio de destrucción de exergía: $\gamma_D = \frac{E_D}{E_{D_{Total}}}$

Finalmente, a la hora de realizar el análisis exergético, no se tendrán en cuenta los elementos hidráulicos: bombas, divisores y mezcladores de corriente, colectores, etc.

1.2. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

El Análisis de Ciclo de Vida presenta un enfoque global del impacto ambiental asociado a un producto, servicio, y/o actividad humana durante todas las etapas de su vida (“desde la cuna hasta la tumba”), incluyendo todos sus impactos sin límites geográficos, funcionales o temporales.

Las ventajas de utilizar la herramienta de Análisis de Ciclo de Vida como método de evaluación ambiental son, por una parte, la consideración de toda la vida de los componentes, y por otra el hecho de que los impactos ambientales están directamente determinados por modelos ambientales.

Sin embargo el Análisis de Ciclo de Vida incluye ciertas limitaciones como la incapacidad de medir de forma consistente y objetiva los impactos ambientales, y la necesidad de definir unos límites, “fronteras”, al sistema. En efecto, en el primer caso la evaluación de impactos utilizando un único indicador requiere la ponderación de los diferentes impactos. Ésta es sin embargo una solución subjetiva; basada en las preferencias y juicios humanos, y no en unos criterios objetivos fundados en las ciencias naturales. El segundo caso lleva implícito la imprecisión a la hora de fijar unos límites al sistema. En efecto, el acotamiento del sistema hace que el estudio se pueda extender innecesariamente, o acortar

obviando impactos relevantes que puedan tener lugar a lo largo de la vida de uno de los componentes del sistema.

En este apartado se asignará, por lo tanto, a cada componente un impacto asociado a toda su vida útil (construcción, operación y mantenimiento, disposición):

$$Y = Y_{\text{construcción}} + Y_{\text{operación y mantenimiento}} + Y_{\text{disposición}}$$

Los valores, en kg CO₂ emitidos, se han tomado de la Tesis Doctoral *Optimización en la operación y diseño de plantas de microcogeneración para edificios de viviendas*, de la profesora de la ETSI Bilbao, Estíbaliz Pérez Iribarren. Estos datos han sido extraídos del software SIMAPRO, habiéndose utilizado la base de datos ECOINVENT y el método de evaluación IPCC 2013 GWP, que determina el potencial de calentamiento global en kg de CO_{2eq} en un horizonte temporal de 100 años.

A continuación se muestran los impactos asociados a cada equipo, expresados en kg CO₂, que han sido calculados para un año de funcionamiento en la instalación.

Equipo	Impacto Y (kg CO ₂)
Motores de cogeneración (caso n°1)	169,6
Depósito motores cogeneración (caso n°1)	186,8
Colectores solares (caso n°2)	1035,96
Depósito colectores solares (caso n°2)	242,04
Bomba de calor (caso n°3)	487,65
Depósito bomba de calor (caso n°3)	262,5
Instalación fotovoltaica (caso n°3)	3544,32
Calderas 500 kW (casos n°1 y n°2)	452,2
Calderas 320 kW (caso n°3)	234,55
Compensadores hidráulicos (casos n°1 y n°3)	18,7
Depósitos ACS	262,5
Intercambiadores de calor	0,6
Bombas	2,4
Radiadores, colectores, mezcladores, divisores,...	0

TABLA 18. IMPACTOS ASOCIADOS A LOS EQUIPOS

Se ha escogido en este estudio la categoría de impacto del efecto invernadero (de ahí los kg CO₂ como unidad de medida) ya que se ha considerado que es uno de los impactos más relevantes en la actualidad. Sin embargo no hay que olvidar que

existen otras categorías que causan daño en el ambiente (reducción de capa de ozono, acidificación, eutrofización,...). Estos impactos suelen estar relacionados y no es conveniente centrarse exclusivamente en uno de ellos, ya que esto puede llevar al descuido de las otras categorías¹¹.

1.3. EVALUACIÓN EXERGOAMBIENTAL

Finalmente en este apartado se calcula el impacto ambiental de cada flujo del sistema.

Los resultados de este análisis identifican los componentes del proceso que deberían considerarse como prioritarios para una reducción del impacto ambiental.

Se define el impacto exergoambiental de una corriente i como:

$$B_i = b_i \cdot E_i$$

siendo **B_i**: impacto ambiental de la corriente i
b_i: impacto ambiental unitario de la corriente i
E_i: exergía de flujo (calculada como se ha explicado previamente)

Mediante la aplicación de los balances de impacto ambiental en cada componente y de las proposiciones de la termoeconomía se crea un sistema de ecuaciones lineal del cual se obtienen los diferentes impactos exergoambientales de los distintos flujos.

El balance del impacto exergoambiental establece que para el componente en el que es aplicado, la suma de todos los impactos asociados a los flujos entrantes más el impacto asociado al propio componente es igual a la suma de todos los impactos asociados a los flujos salientes:

$$\sum B_{in} + Y = \sum B_{out}$$

¹¹ Caso de los gases refrigerantes y sus potenciales ODP (Ozone Depleting Potential) y GWP (Global Warning Potential)



- con: **B_{in}**: impacto ambiental de los flujos entrantes
B_{out}: impacto ambiental de los flujos salientes
Y: impacto ambiental asociado al equipo

Este balance se aplica a cada componente, por lo tanto se obtendrán tantas ecuaciones como componentes tenga el sistema, obteniéndose el resto de ecuaciones necesarias a través de la aplicación de las proposiciones de la termoeconomía:

- **Proposición nº1:** "para cada componente, la suma de los costes exergéticos de los flujos de entrada es igual a la suma de los costes exergéticos de los flujos de salida" (esta proposición es en efecto, la aplicación del balance anteriormente descrito)
- **Proposición nº2:** "en ausencia de tasación externa, el coste exergético de los flujos de entrada es igual a su exergía"
- **Proposición nº3:** "si una unidad tiene un producto compuesto de varios componente, se asignará el mismo coste a cada uno de ellos. Igualmente, si un componente del producto tiene varios flujos de salida se asignará el mismo coste a cada uno de ellos"
- **Proposición nº4:** "si un flujo de salida es parte del fuel de la unidad, su coste exergético es igual al coste exergético del coste de entrada del que procede"
- **Proposición nº5:** "si el flujo de salida es un producto se aplica la proposición nº3. Si el flujo de salida es una pérdida, se le asigna un coste exergético igual a cero. Si el flujo de salida es un subproducto, se le asigna un coste exergético igual a la exergía necesaria en la mejor planta disponible diseñada para obtener dicho flujo. Si el flujo de salida es un residuo, se le asigna un coste exergético igual a al valor en negativo de la exergía necesaria para descargarlo en el ambiente"

Estas proposiciones se aplican al análisis exergoambiental, sin más que sustituir el coste exergético de cada flujo por el impacto ambiental del mismo.

Serán necesarias tantas ecuaciones como incógnitas tenga el sistema, y una vez éstas obtenidas se introducen y se resuelven gracias al software EES. El código de los tres casos se incluye en los Anexos.

Finalmente y como herramienta para analizar los resultados de la evaluación exergoambiental y evaluar los rendimientos de los diferentes componentes del

sistema, se definen las siguientes variables que se aplican a cada componente del sistema.

IMPACTO AMBIENTAL UNITARIO DE PRODUCTO Y FUEL

$$b_P = \frac{B_P}{E_P}$$

$$b_F = \frac{B_F}{E_F}$$

La posición relativa del componente para el cual se calculan estas dos variables, así como sus interconexiones con otros componentes afectan a los valores de b_P y b_F . Por lo general estos valores son menores para componentes cercanos a la entrada de fuel al sistema como conjunto y mayores para componentes cercanos a los flujos de producto del sistema como conjunto. Esto es debido a la disminución en exergía e incremento en el valor del impacto ambiental a medida que el observador se desplaza desde la entrada de fuel a la salida de producto del sistema como un todo.

IMPACTO AMBIENTAL DE LA DESTRUCCIÓN DE EXERGÍA

$$B_D = b_F \cdot E_D$$

Con esta expresión se asume que la destrucción de exergía es compensada por un consumo mayor de fuel para obtener una cantidad dada de exergía de producto E_P . Por esta razón el impacto ambiental de la destrucción de exergía B_D se multiplica por el impacto unitario b_F asociado al fuel del componente. Cabe destacar que la posición relativa del componente en el sistema tiene influencia sobre el impacto de la destrucción de exergía, ya que el impacto unitario b_F será mayor o menor dependiendo de la situación del componente dentro del sistema.

IMPACTO AMBIENTAL TOTAL

$$B_{Total} = Y + B_D$$

Representa el impacto ambiental total asociado al componente e identifica la relevancia ambiental de dicho equipo con respecto al sistema.



DIFERENCIA RELATIVA DE IMPACTOS AMBIENTALES ESPECÍFICOS

$$r_k = \frac{b_P - b_F}{b_F}$$

Se trata de un indicador que muestra el potencial de reducción de impacto ambiental asociado al componente. Un valor relativamente de r_k indica, en general, que el impacto ambiental del componente puede ser reducido con menor esfuerzo que otro componente con un valor menor. Esta variable representa por lo tanto la calidad ambiental de un componente.

FACTOR EXERGOAMBIENTAL

$$f_k = \frac{Y}{Y + B_D} = \frac{Y}{B_{Total}}$$

Esta variable expresa la contribución relativa del impacto ambiental asociado al componente (Y) respecto al impacto ambiental total del componente. En otras palabras, identifica las causas del impacto ambiental asociado al equipo estudiado. Cuando f_k es superior a aproximadamente 0,7 el impacto ambiental asociado al componente tiene mayor peso en el impacto total, es decir, la construcción, operación y mantenimiento y la disposición del equipo representan la mayor parte del impacto total del componente. Por el contrario cuando f_k es aproximadamente menor a 0,3 la destrucción de exergía tiene mayor peso en el impacto total, es decir, las ineficiencias termodinámicas, irreversibilidades asociadas al proceso termodinámico representan la mayor parte del impacto ambiental total del componente.

2. CASO N°1: MICROCOGENERACIÓN

Para los flujos que no son de agua y que no aparecen en las ilustraciones se ha seguido la siguiente numeración:

- Flujo n°37: potencia eléctrica suministrada a la bomba B1 (Wb1)
- Flujo n°38: potencia eléctrica suministrada a la bomba B2 (Wb2)
- Flujo n°39: potencia eléctrica suministrada a la bomba B3 (Wb3)
- Flujo n°40: potencia eléctrica suministrada a la bomba B4 (Wb4)
- Flujo n°41: potencia eléctrica suministrada a la bomba B5 (Wb5)
- Flujo n°42: potencia eléctrica suministrada a la bomba B6 (Wb6)
- Flujo n°43: potencia eléctrica suministrada a la bomba B7 (Wb7)
- Flujo n°44: potencia eléctrica suministrada a la bomba B8 (Wb8)
- Flujo n°45: potencia eléctrica suministrada a la bomba B9 (Wb9)
- Flujo n°46: potencia térmica de calefacción asociada a los radiadores (Type 682) (Q_L)
- Flujo n°47: potencia eléctrica generada en el motor n°1 (W_{CHP1})
- Flujo n°48: potencia eléctrica generada en el motor n°2 (W_{CHP2})
- Flujo n°49: combustible suministrado al motor n°1 ($Cble_{CHP1}$)
- Flujo n°50: aire comburente de entrada al motor n°1 ($Aire_{CHP1}$)
- Flujo n°51: humos de escape del motor n°1 ($Humos_{CHP1}$)
- Flujo n°52: combustible suministrado al motor n°2 ($Cble_{CHP2}$)
- Flujo n°53: aire comburente de entrada al motor n°2 ($Aire_{CHP2}$)
- Flujo n°54: humos de escape del motor n°2 ($Humos_{CHP2}$)
- Flujo n°55: combustible suministrado a la caldera n°1 ($Cble_{CALD1}$)
- Flujo n°56: aire comburente de entrada a la caldera n°1 ($Aire_{CALD1}$)
- Flujo n°57: humos de escape de la caldera n°1 ($Humos_{CALD1}$)
- Flujo n°58: combustible suministrado a la caldera n°2 ($Cble_{CALD2}$)
- Flujo n°59: aire comburente de entrada a la caldera n°2 ($Aire_{CALD2}$)
- Flujo n°60: humos de escape de la caldera n°2 ($Humos_{CALD2}$)

2.1. ANÁLISIS EXERGÉTICO

Una vez calculada la exergía de cada flujo, es necesario definir que flujos compondrán los productos y fuel de cada componente del sistema y que a continuación se presentan:

Sistema	Productos	Fuel	Pérdidas
CHP_1	1-8+47	50+49	51
CHP_2	2-7+48	53+52	54
HX	9-11	4-5	-
Dep_inercia	12-15	10-11	-
Compensador	23-27	13-16	-
Caldera_1	19-18	56+55	57
Caldera_2	22-21	59+58	60
CALF	46	25-26	-
HX2	31-33	29-30	-
Dep_ACS	36-35	31-32	-

TABLA 19. DEFINICIÓN PRODUCTOS-FUEL-PÉRDIDAS. CASO N°1

Una vez determinados productos y fueles de los sistemas se calculan la destrucción de exergía asociado a cada equipo y su rendimiento exergético:

Sistema	E_p (MWh)	E_f (MWh)	E_D (MWh)	y_D (-)	ε (-)
CHP_1	66,13	187,37	121,24	12%	35%
CHP_2	59,35	168,35	109,00	11%	35%
HX	33,17	33,99	0,82	0%	98%
Dep_inercia	31,12	33,19	2,07	0%	94%
Compensador	159,10	163,51	4,40	0%	97%
Caldera_1	132,66	798,73	666,07	66%	17%
Caldera_2	0,08	0,49	0,41	0%	17%
CALF	31,45	112,29	80,84	8%	28%
HX2	42,36	44,62	2,26	0%	95%
Dep_ACS	27,59	42,37	14,78	1%	65%

TOTAL DESTRUCCION: 1001,90

TABLA 20. ANÁLISIS EXERGÉTICO. CASO N°1

Dentro de este apartado destacar que la caldera n°1 es el elemento dónde se produce la mayor destrucción de exergía. Esto se debe a las irreversibilidades químicas que tienen lugar en el proceso de combustión. La misma situación se repite en los motores y en la caldera n°2, pero con una destrucción de exergía menor. Debido a esto, estos equipos tienen un rendimiento exergético bajo. Otro elemento con un bajo rendimiento es el conjunto de radiadores ("LOAD"), con una gran cantidad de exergía destruida por tratarse de un equipo disipativo de energía. Por último, la destrucción de exergía que tiene lugar en depósitos (sobre todo en el

nº2, el de ACS) y compensador se debe a la mezcla de agua fría y caliente que tiene lugar en estos equipos.

2.2. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

Los equipos sólo generan 1181,9 kg CO₂, sobre los 287146 kg CO₂ que se emiten anualmente por el funcionamiento de la instalación, lo que supone únicamente un 0,41% sobre el impacto total.

Los equipos que tienen mayor impacto asociado a lo largo de toda su vida son las calderas y los motores con 452,2 kg CO₂ y 169,6 kg CO₂ respectivamente. Aunque también destacan los depósitos de inercia con 186,8 kg CO₂ generados, y de ACS con 262,5 kg CO₂ generados, cuyas emisiones se producen no durante su funcionamiento integrado a la instalación, sino durante su fabricación y disposición.

2.3. ANÁLISIS EXERGOAMBIENTAL

Tras plantear los balances de impacto exergoambiental en cada equipo se obtienen 25 ecuaciones, una por cada equipo que compone la instalación. Sin embargo, el sistema cuenta con 59 incógnitas, una por cada flujo (el flujo nº6 no computa ya que a efectos prácticos es igual que el nº5). Se precisan, por lo tanto, las 34 ecuaciones restantes para poder resolver el sistema, que se obtienen de la aplicación de los principios de la termoeconomía:

De la aplicación de la segunda proposición se obtienen los impactos de los 21 flujos entrantes a la instalación. Éstos son: la entrada de agua de red (flujo nº34), las potencias suministradas a las bombas (flujos nº37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 45), y las entradas de combustible y aire comburente de los motores y las calderas (flujos nº 49, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 57, 58, 59). El impacto ambiental de la entrada de agua y aire es nulo, mientras que el impacto del gas natural y la electricidad que acciona las bombas se obtiene del documento acerca de factores de emisión recogido en el RITE, siendo de 0,252 kg CO₂/kWh para el primero y 0,331 kg CO₂/kWh para el segundo [17].

Con la aplicación de la quinta proposición se consiguen 4 ecuaciones más que se obtienen de igualar el impacto de los flujos de humos de los motores (flujos nº51, 54) y de las calderas (flujos nº57, 60) a cero, ya que éstos se consideran pérdidas.

Finalmente, el resto de ecuaciones, 12, se obtiene de aplicar las proposiciones nº3 y nº4 igualando el impacto ambiental unitario de los siguientes flujos:

Sistema	Ecuación	Proposición aplicada
CHP_1	$b_{47}=b_1-b_8$	Nº3
CHP_2	$b_{48}=b_2-b_7$	Nº3
HX	$b_5=b_4$	Nº4
Divisor	$b_7=b_8$	Nº3
Dep_inercia	$b_{11}=b_{10}$	Nº4
Compensador	$b_{16}=b_{13}$	Nº4
Colector_retorno	$b_{14}=b_{20}$	Nº3
	$b_{20}=b_{17}$	
Diverter	$b_{28}=b_{24}$	Nº3
CALF	$b_{25}=b_{26}$	Nº4
HX2	$b_{30}=b_{29}$	Nº4
Dep_ACS	$b_{31}=b_{32}$	Nº4

TABLA 21. ECUACIONES AUXILIARES. CASO Nº1

La relación de los impactos ambientales unitarios y totales de cada flujo se detalla en los Anexos.

Se puede comprobar cómo los impactos ambientales se van acumulando e incrementando a medida que el observador se desplaza desde los equipos donde se introducen los fueles desde el exterior del sistema hasta los equipos donde se obtienen los productos generales del sistema. De esta manera, los flujos de ACS (flujo nº36) y de calefacción (flujo nº46) tienen los mayores impactos ambientales unitarios, mientras que los flujos de entrada relacionados con los equipos de generación de calor (motores y calderas), así como los flujos de electricidad suministrada a las bombas, tienen los menores impactos ambientales unitarios de toda la instalación. Mención especial tienen los flujos que salen de la bomba B9 (flujo nº35) y de la caldera nº2 (flujo nº22), con unos impactos ambientales unitarios elevados. Esto se debe a que los mencionados flujos tienen una exergía baja (la caldera nº2 apenas se usa, por lo que la temperatura del flujo nº22 apenas aumenta; y la bomba B9 sólo impulsa el agua de red, por lo que el flujo nº35 tiene una temperatura muy cercana al agua de entrada), pero sin embargo arrastran el impacto asociado a los equipos de los que proceden sin aumentar su exergía de flujo, aumentando así su impactos ambientales, y por definición su impactos ambientales unitario.



Finalmente se comprueba como el impacto ambiental de los flujos entrantes más los impactos asociados a los equipos es igual al impacto ambiental de los flujos salientes, siendo el impacto ambiental total entrante/saliente igual a 287146 kg CO₂.

2.4. RESULTADOS

Sistema	b_p (kg CO ₂ /MWh)	b_f (kg CO ₂ /MWh)	B_D (kg CO ₂)	B_{Total} (kg CO ₂)	r_b (-)	f_b (-)
CHP_1	682,56	240,00	29096,78	29266,38	1,84	0,01
CHP_2	683,62	240,00	26159,81	26329,41	1,85	0,01
HX	767,47	748,88	614,73	615,33	0,02	0,00
Dep_inercia	850,66	791,90	1641,71	1828,51	0,07	0,10
Compensador	1385,10	1347,66	5936,22	5954,92	0,03	0,00
Caldera_1	1448,41	240,00	159856,72	159859,12	5,04	0,00
Caldera_2	6875,94	240,00	98,49	100,89	27,65	0,02
CALF	5035,03	1410,25	114005,56	114007,96	2,57	0,00
HX2	1493,18	1417,52	3204,06	3206,46	0,05	0,00
Dep_ACS	2336,87	1515,33	22403,17	22403,77	0,54	0,00

TABLA 22. RESULTADOS ANÁLISIS EXERGOAMBIENTAL. CASO N°1



De la tabla anterior se pueden obtener las siguientes observaciones:

- Los equipos con un mayor impacto ambiental total son los equipos con mayor destrucción de exergía: motores, calderas n°1, y radiadores ("CALF"). El depósito de ACS, tiene también un impacto ambiental total considerable ya que en él se acumulan los impactos ambientales de todos los equipos de la instalación debido a que es el componente que suministra el producto final (ACS) del sistema como conjunto
- A la vista de la diferencia relativa de impactos ambientales específicos (r_b), los equipos con mayor potencial de mejora vuelven a ser los motores, los radiadores, y las calderas, con mención especial para éstas últimas. Cabe destacar que el elevado valor que se obtiene para la caldera n°2 se debe al enorme impacto ambiental específico de sus productos (definido como flujo n°22-flujo n°21). Esto es así ya que la caldera n°2 entra muy poco en funcionamiento a lo largo del año, por lo que la exergía de su producto será bajo, sin embargo su impacto ambiental es elevado debido a que arrastra el impacto asociado al equipo, la caldera, que es considerable. Dicho de otra manera, el impacto ambiental de la caldera n°2 es elevado ya que el impacto del equipo es muy alto para el poco aprovechamiento exergético que se obtiene del producto generado.
- Tal como demuestra el factor exergoambiental (f_b), la mayor causa de impacto ambiental en todos los equipos son las propias irreversibilidades de los procesos termodinámicos que en ellos tienen lugar.

3. CASO N°2: COLECTORES SOLARES PLANOS

Para los flujos que no son de agua y que no aparecen en las ilustraciones se ha seguido la siguiente numeración:

- Flujo n°28: potencia eléctrica suministrada a la bomba B1 (Wb1)
- Flujo n°29: potencia eléctrica suministrada a la bomba B2 (Wb2)
- Flujo n°30: potencia eléctrica suministrada a la bomba B3 (Wb3)
- Flujo n°31: potencia eléctrica suministrada a la bomba B4 (Wb4)
- Flujo n°32: potencia eléctrica suministrada a la bomba B5 (Wb5)
- Flujo n°33: potencia eléctrica suministrada a la bomba B6 (Wb6)
- Flujo n°34: potencia eléctrica suministrada a la bomba B7 (Wb7)
- Flujo n°35: potencia térmica de calefacción asociada a los radiadores (Type 682) (QL)
- Flujo n°36: potencia térmica de radiación solar (Q_{RAD})
- Flujo n°37: combustible suministrado a la caldera n°1 (Cble_{CALD1})
- Flujo n°38: aire comburente de entrada a la caldera n°1 (Aire_{CALD1})
- Flujo n°39: humos de escape de la caldera n°1 (Humos_{CALD1})
- Flujo n°40: combustible suministrado a la caldera n°2 (Cble_{CALD2})
- Flujo n°41: aire comburente de entrada a la caldera n°2 (Aire_{CALD2})
- Flujo n°42: humos de escape de la caldera n°2 (Humos_{CALD2})

3.1. ANÁLISIS EXERGÉTICO

Una vez calculada la exergía de cada flujo, es necesario definir que flujos compondrán los productos y fuel de cada componente del sistema y que a continuación se presentan:

Sistema	Productos	Fuel	Pérdidas
Caldera_1	16-15	38+37	39
Caldera_2	19-18	41+40	42
CALF	35	22-23	-
HX	26-11	25-12	-
Dep_ACS	27-6	26-10	-
Dep_solar	4-3	9-7	-
Colectores	9-8	36	-

TABLA 23. DEFINICIÓN PRODUCTOS-FUEL-PÉRDIDAS. CASO N°2

Una vez determinados productos y fueles de los sistemas se calculan la destrucción de exergía asociado a cada equipo y su rendimiento exergético.

Sistema	E_P (MWh)	E_F (MWh)	E_D (MWh)	y_D (-)	ε (-)
Caldera_1	106,13	611,87	505,74	56%	17%
Caldera_2	0,10	0,51	0,41	0%	19%
CALF	31,45	119,49	88,04	10%	26%
HX	22,58	23,20	0,61	0%	97%
Dep_ACS	16,79	22,58	5,79	1%	74%
Dep_solar	13,70	19,61	5,91	1%	70%
Colectores	19,61	322,30	302,69	33%	6%
TOTAL DESTRUCCIÓN:			909,19		

TABLA 24. ANÁLISIS EXERGÉTICO. CASO N°2

Como en el primer caso, la caldera n°1 es l elemento responsable de una mayor cantidad de exergía destruida. Los colectores son otra fuente de destrucción de exergía debido a la baja exergía de los productos en comparación con la exergía del fuel utilizada (radiación solar), de lo que se desprende que estos equipos están mal optimizados, como queda patente en su rendimiento exergético, un 6%, el más bajo de todos los equipos. Los radiadores son el tercer elemento en el que se produce la mayor destrucción de exergía. Esto es lógico, porque como ya se ha mencionado antes se trata de un equipo disipativo.

3.2. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

Sobre el total del impacto ambiental entrante, los equipos sólo representan un 1,61%, generando unas emisiones de 2462,3 kg CO₂

En este punto cabe destacar sin embargo que los colectores como equipo, representan un mayor impacto ambiental que por ejemplo las calderas. Si bien el funcionamiento de las calderas generará unas inevitables emisiones que acabarán repercutiendo en el impacto total generado durante el funcionamiento de la instalación a lo largo de un año, el impacto asociado a toda su vida es bastante menor que el de los colectores, con unas emisiones de 452,2 kg CO₂ frente a los 1036,0 kg CO₂ emitidos durante la producción y disposición de los colectores.

3.3. ANÁLISIS EXERGOAMBIENTAL

Procediendo de la misma manera que en el caso anterior, el caso n°2 consta de 42 incógnitas. 20 ecuaciones se obtienen de aplicar la proposición n°1 (balance del impacto exergoambiental); 13 de aplicar la proposición n°2 en los flujos entrantes de agua de red (flujo n°1), de electricidad a bombas (flujos n°28, 29, 30, 31, 32, 33, 33, 34), de fuel y aire comburente a las calderas (flujos n°37, 38, 40, 41); y de radiación solar (flujo n°36). El impacto de estos flujos de entrada se asigna de la misma manera que en el caso anterior, asignando a la radiación que incide en los colectores solares un impacto nulo.

De la aplicación de la proposición n°5 se obtienen 2 ecuaciones más, asignándose un impacto igual a cero a los flujos de humo de las calderas (flujos n°39, 42).

Finalmente de la aplicación de las proposiciones n°3 y n°4 se obtienen las 7 ecuaciones necesarias restantes.

Sistema	Ecuación	Proposición aplicada
Diverter	$b_{14}=b_{17}$	N°3
Colector_impusion	$b_{24}=b_{21}$	N°3
CALF	$b_{23}=b_{22}$	N°4
HX	$b_{12}=b_{25}$	N°4
Dep_ACS	$b_{10}=b_{26}$	N°4
Temp_valve	$b_5=b_3$	N°3
Dep_solar	$b_7=b_9$	N°4

TABLA 25. ECUACIONES AUXILIARES. CASO N°2

La relación de los impactos ambientales de cada flujo se detalla en los Anexos.

Una vez más los flujos con mayor impacto ambiental unitario vuelven a ser los flujos cercanos a las salidas de producto de la instalación: calefacción y ACS; mientras que los flujos con menor impacto ambiental unitario son los cercanos a los equipos en los que se produce la entrada de fuel al sistema: entradas de fuel a las calderas y electricidad suministrada a las bombas.

El impacto ambiental entrante/saliente es en este caso de 152699 kg CO₂.



3.4. RESULTADOS

Sistema	b_P (kg CO ₂ /MWh)	b_f (kg CO ₂ /MWh)	B_D (kg CO ₂)	B_{Total} (kg CO ₂)	r_b (-)	f_b (-)
CALD1	1387,94	240,00	121377,18	121829,38	4,78	0,00
CALD2	5820,06	240,00	98,28	550,48	23,25	0,82
LOAD	3121,57	821,65	72335,92	72335,92	2,80	0,00
HX	2265,00	2204,98	1355,46	1356,06	0,03	0,00
Dep_ACS	3069,01	2270,72	13143,02	13405,52	0,35	0,02
Dep_solar	163,33	101,75	601,28	843,32	0,61	0,29
Colectores	52,83	0,00	0,00	1035,96	-	1,00

TABLA 26. RESULTADOS ANÁLISIS EXERGOAMBIENTAL. CASO N°2



Del análisis de la anterior tabla se pueden sacar las siguientes observaciones:

- El equipo con mayor impacto ambiental total es la caldera nº1, seguido de los radiadores ("CALF"), y del depósito de ACS.
- La caldera vuelve a ser el equipo con mayor potencial de mejora junto con los radiadores. Se repite el alto valor de r_b para la caldera nº2 que se justifica con la misma razón que en el caso anterior.
- Para los colectores la diferencia relativa de impactos ambientales específicos no se puede determinar, ya que el impacto ambiental específico de su fuel, la radiación solar, no conlleva ningún impacto ambiental asociado. Sin embargo, el factor exergoambiental f_b muestra, que a diferencia del resto de equipos, el impacto ambiental de este componente se debe al impacto ambiental asociado a la vida del elemento (en este caso su fabricación y disposición), y no a las irreversibilidades que tienen lugar en el proceso termodinámico

4. CASO N°3: AEROTERMIA. BOMBA DE CALOR AIRE-AGUA

Para los flujos que no son de agua y que no aparecen en las ilustraciones se ha seguido la siguiente numeración:

- Flujo n°31: potencia eléctrica suministrada a la bomba B1 (W_{b1})
- Flujo n°32: potencia eléctrica suministrada a la bomba B2 (W_{b2})
- Flujo n°33: potencia eléctrica suministrada a la bomba B3 (W_{b3})
- Flujo n°34: potencia eléctrica suministrada a la bomba B4 (W_{b4})
- Flujo n°35: potencia eléctrica suministrada a la bomba B5 (W_{b5})
- Flujo n°36: potencia eléctrica suministrada a la bomba B6 (W_{b6})
- Flujo n°37: potencia eléctrica suministrada a la bomba B7 (W_{b7})
- Flujo n°38: potencia eléctrica suministrada a la bomba B8 (W_{b8})
- Flujo n°39: potencia térmica de calefacción asociada a los radiadores (Type 682) (Q_L)
- Flujo n°40: potencia térmica de radiación solar (Q_{RAD})
- Flujo n°41: potencia eléctrica generada en los paneles fotovoltaicos (W_{PV})
- Flujo n°42: potencia eléctrica suministrada a la bomba de calor (W_{BC})
- Flujo n°43: aire de entrada a la bomba de calor ($Aire_{in_BC}$)
- Flujo n°44: aire de salida de la bomba de calor ($Aire_{out_BC}$)
- Flujo n°45: combustible suministrado a la caldera n°1 ($Cble_{CALD1}$)
- Flujo n°46: aire comburente de entrada a la caldera n°1 ($Aire_{CALD1}$)
- Flujo n°47: humos de escape de la caldera n°1 ($Humos_{CALD1}$)
- Flujo n°48: combustible suministrado a la caldera n°2 ($Cble_{CALD2}$)
- Flujo n°49: aire comburente de entrada a la caldera n°2 ($Aire_{CALD2}$)
- Flujo n°50: humos de escape de la caldera n°2 ($Humos_{CALD2}$)

4.1. ANÁLISIS EXERGÉTICO

Una vez calculada la exergía de cada flujo, es necesario definir que flujos compondrán los productos y fuel de cada componente del sistema y que a continuación se presentan:

Sistema	Productos	Fuel	Pérdidas
Bomba_calor	1-3	43-44+42	-
Dep_BC	4-8	1-2	-
Caldera_1	12-11	46+45	47
Caldera_2	15-14	49+48	50
Compensador	17-21	5-6	-
CALF	39	19-20	-
HX	29-28	22-23	-
Dep_ACS	30-26	29-27	-
Paneles_PV	41	40	-

TABLA 27. DEFINICIÓN PRODUCTOS-FUEL-PÉRDIDAS. CASO N°3

Una vez determinados productos y fueles de los sistemas se calculan la destrucción de exergía asociada a cada equipo y su rendimiento exergético.

Sistema	E_p (MWh)	E_f (MWh)	E_D (MWh)	y_D (-)	ϵ (-)
Bomba_calor	101,47	105,03	3,56	1%	0,97 ¹²
Dep_BC	90,29	101,45	11,16	2%	89%
Caldera_1	41,24	317,89	276,65	42%	13%
Caldera_2	1,34	10,28	8,93	1%	13%
Compensador	117,09	131,05	13,96	2%	89%
CALF	31,45	83,43	51,98	8%	38%
HX	26,04	34,46	8,42	1%	76%
Dep_ACS	19,36	26,04	6,67	1%	74%
Paneles_PV	40,64	322,30	281,67	42%	13%
TOTAL DESTRUCCIÓN:			663,00		

TABLA 28. ANÁLISIS EXERGÉTICO. CASO N°3

En el caso n°3 las calderas siguen teniendo un rendimiento exergético bajo, al igual que los paneles fotovoltaicos, en los que se repite la misma situación que para los colectores solares: son equipos mal optimizados. De la misma manera que en los casos anteriores, los radiadores, al ser elementos disipativos, contribuyen con un 8% a la destrucción de exergía de la instalación. Finalmente, y aunque la exergía destruida en este equipo no sea significativa, hay que destacar el bajo rendimiento exergético que tiene la bomba de calor. En efecto, hay que tener cuidado con este equipo ya que el resultado puede llevar a error: el rendimiento de la bomba de

¹² En valor unitario

calor (COP) está en valor unitario, y no en valor porcentual. El rendimiento obtenido es por lo tanto bajo, apenas llegando a uno consumiendo más exergía de la que genera. Si bien el rendimiento energético obtenido es elevado y en el entorno de unos valores entre 5 y 7, el rendimiento exergético es sin embargo muy bajo.

4.2. ANÁLISIS DE CICLO DE VIDA

En este último caso, los equipos representan un 3,98% sobre el total del impacto total en el funcionamiento anual de la instalación, con unas emisiones de 5064,57 kg CO₂.

Como en el caso n°2, la instalación fotovoltaica que alimenta la bomba de calor tiene un gran impacto ambiental (el mayor de los tres casos): 3544,32 kg CO₂ emitidos (en este caso, como en el de los colectores, durante las etapas de fabricación y disposición del equipo, ya que durante su vida, la electricidad que genera no conlleva emisiones a la atmósfera).

También en esta instalación cabe destacar que las calderas utilizadas, de menor potencia, tienen un menor impacto a lo largo de su vida que las calderas de mayor potencia utilizadas en los anteriores. La bomba de calor tiene unas emisiones asociadas de 487,65 kg CO₂, semejante a la cantidad producida por las calderas de 500 kW, pero mayor que las emisiones ocasionadas por los motores del caso n°1 (169,6 kg CO₂).

4.3. ANÁLISIS EXERGOAMBIENTAL

El caso n°3 se compone de 50 flujos/incógnitas. De la aplicación del balance del impacto ambiental en cada sistema se obtienen 23 ecuaciones. El sistema cuenta 16 flujos entrantes (flujos n°31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 40, 42, 43, 45, 46, 48, 49) entre flujos de aire comburente, fuel, electricidad, radiación; de los que se obtienen por lo tanto 16 ecuaciones más mediante la aplicación de la proposición n°2. Dentro de estos flujos, cabe destacar como diferencia respecto a los casos anteriores, el flujo de aire entrante a la bomba de calor y la potencia eléctrica suministrada a la misma, a los que se les asigna como impactos ambientales nulos y el factor correspondiente a la electricidad respectivamente. Los flujos de humos de las calderas (flujos n°47, 50) tienen un impacto nulo por la aplicación de la proposición n°5.



Las 9 ecuaciones restantes se obtienen de la aplicación de las proposiciones nº3 y nº4:

Sistema	Ecuación	Proposición aplicada
Bomba_calor	$b_{44}=b_{42}$	Nº4
Dep_BC	$b_2=b_1$	Nº4
Diverter-2	$b_{10}=b_{13}$	Nº3
Colector_retorno	$b_7=b_9$	Nº3
Compensador	$b_6=b_5$	Nº4
Diverter	$b_{18}=b_{22}$	Nº3
CALF	$b_{20}=b_{19}$	Nº4
HX	$b_{23}=b_{22}$	Nº4
Dep_ACS	$b_{27}=b_{29}$	Nº4

TABLA 29. ECUACIONES AUXILIARES. CASO Nº3

La relación de los impactos ambientales de cada flujo se detalla en los Anexos.

Como en los casos anteriores, los impactos ambientales unitarios son elevados para los flujos de salida del sistema: ACS y calefacción. El flujo nº41: electricidad generada en los paneles fotovoltaicos, no tiene sin embargo un valor elevado, debido a que no hace parte de la instalación hidráulica y por lo tanto solo acumula el impacto de los paneles. Por el contrario, los impactos ambientales unitarios de los flujos de entrada al sistema: agua de red, fueles, y aire comburente, son comparativamente más bajos.

El impacto ambiental entrante/saliente es en este caso de 127399 kg CO₂.

4.4. RESULTADOS

Sistema	b_P (kg CO ₂ /MWh)	b_f (kg CO ₂ /MWh)	B_D (kg CO ₂)	B_{Total} (kg CO ₂)	r_b (-)	f_b (-)
Bomba_calor	347,43	331,02	1178,95	1666,60	0,05	0,29
Dep_BC	417,32	368,85	4114,60	4377,10	0,13	0,06
Caldera_1	1855,58	240,00	66395,35	66629,90	6,73	0,00
Caldera_2	2008,95	240,00	2143,95	2378,50	7,37	0,10
Compensador	1009,65	901,97	12590,63	12609,33	0,12	0,00
CALF	2385,96	899,44	46753,45	46753,45	1,65	0,00
HX	1699,94	1284,54	10815,65	10816,25	0,32	0,00
Dep_ACS	2348,91	1736,83	11588,99	11851,49	0,35	0,02
Paneles_PV	87,21	0,00	0,00	3544,32	-	1,00

TABLA 30. RESULTADOS ANÁLISIS EXERGOAMBIENTAL. CASO N°3



En la anterior tabla se puede observar como:

- La caldera n°1 vuelve a ser el elemento con mayor impacto ambiental total junto con los radiadores ("CALF"). en este caso el intercambiador, el compensador, y de nuevo el depósito de ACS tienen también un impacto ambiental total considerable.
- Con unos valores de r_b relativamente elevados, las dos calderas son los equipos con un mayor potencial de mejora junto con los radiadores. En este caso la caldera n°2 al estar en funcionamiento un mayor número de horas no tiene una diferencia relativa de impactos ambientales específicos tan elevada como en los casos anteriores.
- Al igual que los colectores en el caso anterior, los paneles fotovoltaicos tienen un valor de r_b indeterminado debido al nulo impacto de su fuel (radiación solar), y el impacto generado por los mismos se debe en su mayor parte a sus fases de fabricación y disposición.

5. COMPARATIVA RESULTADOS DE LOS TRES CASOS

De la observación de los resultados de las tres instalaciones se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- Los equipos responsables de la mayor destrucción de exergía son los equipos de generación: motores y calderas debido a las irreversibilidades del proceso de combustión; colectores y paneles fotovoltaicos debido a su mala optimización.
- Los depósitos y compensadores son responsables de un porcentaje mínimo de destrucción de exergía en comparación con los equipos de generación. Ésta exergía destruida es a causa de la mezcla entre corrientes a diferentes temperaturas.
- Los impactos ambientales de los flujos se van acumulando desde los equipos en los que se introducen los fueles al sistema hasta los equipos en los que se obtienen los productos de la instalación. De esta manera, las corrientes de ACS y calefacción tienen los mayores impactos ambientales unitarios –debido a que el impacto ambiental total va aumentando y la exergía del calor va disminuyendo–, mientras que los de los flujos de combustible, y electricidad de entrada son relativamente bajos
- En general, los impactos ambientales están asociados a las irreversibilidades propias de los procesos termodinámicos que se dan en los equipos. Sin embargo, en el caso de los colectores solares y de los paneles fotovoltaicos, los impactos ambientales están asociados a la fabricación y disposición del propio equipo. En efecto estos equipos no generan lógicamente emisiones durante su funcionamiento, pero sin embargo consumen recursos y emiten CO₂ durante sus respectivos procesos de fabricación y disposición.
- Los equipos con mayor potencial de mejora son las calderas. Como se ha mencionado antes, estos equipos son los mayores destructores de exergía de todas las instalaciones debido a las irreversibilidades durante el proceso de combustión. Sería conveniente por lo tanto mejorar el rendimiento exergético de estos equipos, mejorando el rendimiento de la combustión o con otras calderas más eficientes; o aprovechar otras fuentes de energía para cubrir las demandas en calefacción y ACS.

A continuación se muestra una tabla con los diferentes impactos ambientales unitarios del ACS y de la calefacción para los tres casos estudiados:

Impacto ambiental unitario	Caso n°1	Caso n°2	Caso n°3
ACS (kg CO₂/MWh)	2383,88	1786,25	2397,62
Calefacción (kg CO₂/MWh)	5035,03	3121,57	2385,96

TABLA 31. COMPARACIÓN IMPACTOS AMBIENTALES UNITARIOS DE PRODUCTOS FINALES DE LOS TRES CASOS

El caso n°2 presenta el menor impacto ambiental unitario para la generación de ACS, mientras que los casos n°1 y n°2 tienen un impacto similar. Por otra parte, el impacto asociado a la calefacción es mucho mayor en el primer caso, siendo casi dos veces menor en el último caso.

Por último, se muestran las emisiones de cada caso y las emisiones asociadas a sus equipos:

Emisiones	Caso n°1	Caso n°2	Caso n°3
Instalación (kg CO₂)	287146	152699	127399
Equipos (kg CO₂)	1181,9	2462,3	5064,57
% Emisiones equipos	0,41%	1,61%	3,98%

TABLA 32. COMPARACIÓN EMISIONES TOTALES DE LOS TRES CASOS

La instalación del caso n°1, basada en la generación de calor mediante los motores de cogeneración y las calderas, es la que representa una mayor cantidad de emisiones para un año de funcionamiento. Este impacto decrece en el caso n°2, disminuyendo aún más en el caso n°3 alcanzando una disminución de casi el 56% respecto al caso inicial. Para el caso de las emisiones asociadas a la vida de los equipos, la situación es inversa: el porcentaje de dichas emisiones sobre el total de la instalación es mayor en los dos últimos casos a causa del alto impacto que tienen la fabricación y disposición de los colectores solares y los paneles fotovoltaicos.



Ingeniaritza Goi Eskola Teknikoa
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Bilbao



Makina eta Motor
Termikoak Saila
Departamento de Máquinas
y Motores Térmicos

ASPECTOS ECONÓMICOS

PRESUPUESTO

HORAS INTERNAS

Concepto	Nº horas	Coste horario	TOTAL
Proyectista	600 horas	6 €/h	3600 €
SUBTOTAL			3600 €

TABLA 33. PRESUPUESTO. HORAS INTERNAS

AMORTIZACIONES

Concepto	Coste adquisición	Vida Útil	Vida	Uso	TOTAL
Ordenador	1100 €	10 años	14600 horas	600 horas	45 €
SUBTOTAL					45 €

TABLA 34. PRESUPUESTO. AMORTIZACIONES

GASTOS

Concepto	Coste	TOTAL
Licencia TRNSYS	2116 €	2116 €
Biblioteca componentes	1163 €	1163 €
Material de oficina	25 €	25 €
SUBTOTAL		3304 €

TABLA 35. PRESUPUESTO. GASTOS

RESUMEN

Concepto	Coste
Horas Internas	3600 €
Amortizaciones	45 €
Gastos	3304 €
SUBTOTAL	6949 €
Costes indirectos ¹³	347 €
TOTAL	7297 €

TABLA 36. PRESUPUESTO. RESUMEN

¹³ Se estiman como 5% de los costes directos.



CONCLUSIONES

CONCLUSIONES

Tras realizar la simulación del comportamiento de los tres sistemas de generación y su posterior análisis exergoambiental se confirma cómo los edificios tienen efectivamente un impacto en el medio ambiente. Se ha demostrado igualmente como los softwares de simulación dinámica como TRNSYS, que permiten analizar sistemas termodinámicos en un estado transitorio, consiguen ofrecer resultados bastante ajustados a la realidad si el sistema en estudio (edificio, planta industrial,...) está correctamente modelada, pudiendo así dar una idea del comportamiento real del edificio simulado. Por otra parte, el análisis exergoambiental permite cuantificar los impactos ambientales de las instalaciones así como identificar las causas de los mismos.

De la modelización en TRNSYS se han podido obtener las siguientes conclusiones:

- Los equipos basados en energías renovables logran el objetivo de sustituir en parte los equipos basados en fuentes de energía convencionales (motor y caldera), reduciendo el consumo en gas natural, y por lo tanto las emisiones de CO₂, a costa sin embargo, de un incremento en el consumo de electricidad (notable en el caso de la bomba de calor). Para que este incremento en el gasto de energía eléctrica, no tenga repercusiones en el impacto ambiental del edificio (dependiendo de cómo ha sido generada, electricidad generada supondría un mayor o menor impacto) se puede cubrir sin embargo, mediante el aprovechamiento de los paneles fotovoltaicos instalados en la fachada Sur (y que sólo se han tenido en cuenta en el caso n°3), o bien mediante la adquisición de energía "limpia", es decir procedente de energías renovables, de la red.
- De los tres casos estudiados, el de la bomba de calor es el que mayor ahorro consigue en el consumo de gas natural, con una reducción de casi el 72% frente al caso n°1, y haciendo que el funcionamiento de las calderas sólo sea necesario a lo largo de 3292 horas entre las dos a lo largo de un año. La hibridación de esta tecnología con la energía fotovoltaica es por lo tanto una solución interesante, debido al gran ahorro de energía y a su facilidad de instalación.
- En los tres casos ha sido necesario la instalación de un sistema de apoyo convencional (calderas) a modo de respuesta rápida cuando no se logra cubrir la demanda. Cómo se verá más adelante, estos equipos son sin embargo la mayor fuente de destrucción de exergía por lo que cabe pensar si sería posible la utilización de otros sistemas más eficientes.

Mientras que del análisis exergoambiental se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- El uso de la exergía como indicador de la calidad de la energía permite asignar de manera más eficiente que y cuanta energía se debería utilizar para cubrir una u otra demanda. Además de localizar dónde se producen las ineficiencias, y cuáles son sus causas, pudiendo así tomar medidas al respecto. Esto es útil a la hora de implantar soluciones de cara a la reducción de las emisiones en las instalaciones.
- El Análisis de Ciclo de Vida ofrece una visión global del impacto que un cierto sistema tiene en el ambiente, de manera que es posible calibrar el impacto que tienen los equipos de una instalación durante toda su vida útil, así como en los procesos de fabricación y disposición. Igualmente permite valorar el impacto que tienen ciertas energías como por ejemplo la eléctrica (no es lo mismo una electricidad generada en un parque eólico que en una central térmica).
- En los tres casos el impacto de los equipos es mínimo en comparación con el funcionamiento propio de la instalación, representando como mucho un 4% del impacto total en el caso nº3. Igualmente es necesario destacar que si bien, la energía generada en los paneles fotovoltaicos o en los colectores solares es genuinamente limpia, el impacto que se genera durante la fabricación de dichos equipos es considerable, con unas emisiones superiores a las generadas durante la fabricación de otros equipos que son más contaminantes durante su fase de funcionamiento como son las calderas o los motores. Este impacto es sin embargo muy bajo en comparación con la fase de uso en el edificio del resto de componentes, etapa en la que la instalación genera un mayor impacto hacia el ambiente.
- Los equipos que más exergía destruyen son las calderas y son por lo tanto los componentes con un mayor potencial de mejora. Los radiadores son también responsables de una gran destrucción de exergía y podrían ser sustituidos por otros equipos como pueden ser suelos radiantes que emiten a calor a menor temperatura y por lo tanto requieren de energías de menor exergía para cumplir su función.
- Cabe destacar igualmente, que los equipos basados en fuentes renovables como los colectores, los paneles fotovoltaicos o la bomba de calor, tienen sin embargo unos rendimientos exergéticos bastante bajos. Sin embargo al cumplir su función de suministrar una energía de baja exergía su uso está justificado. En efecto, en el caso de los colectores y los paneles fotovoltaicos, éstos consumen un fuel "limpio" y "barato", y si bien su rendimiento es bajo, la energía suministrada es de baja calidad que es lo que se busca para cubrir las demandas en calefacción y ACS del edificio. En el lado contrario, las calderas utilizan un fuel "caro" y con un alto potencial exergético (en la



combustión se alcanzan altas temperaturas), para luego utilizar el producto generado, en aplicaciones, en el caso de los edificios, con bajos requerimientos de exergía¹⁴ Desde el punto de vista termoeconómico este planteamiento carece de sentido.

Queda por lo tanto pendiente y de cara a futuras líneas de investigación:

- Optimizar los equipos como colectores solares y paneles fotovoltaicos: aumentar su rendimiento exergético y reducir las emisiones durante sus procesos de fabricación.
- Las demandas de calefacción y ACS requieren unas temperaturas bajas, y pueden ser cubiertas con energías de baja calidad, es decir, energías con baja exergía. Puede resultar por lo tanto interesante el aprovechamiento de otras fuentes de energía como calores residuales u otros focos de baja temperatura.

¹⁴ El hecho de que durante la combustión se alcancen altas temperaturas para luego obtener un producto a baja temperatura, unido a la utilización de un fuel con un potencial exergético elevado para llegar al mencionado producto, bajo en exergía, explica los bajos rendimientos exergéticos de estos equipos.



Ingeniaritza Goi Eskola Teknikoa
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Bilbao



Makina eta Motor
Termikoak Saila
Departamento de Máquinas
y Motores Térmicos

BIBLIOGRAFÍA



REFERENCIAS

- [1] *Key World Energy Statistics*, IEA, 2017
- [2] *EU Energy in figures, Statistical Pocketbook*, European Commission, 2016
- [3] *Euskadi Energía 2015. Datos energéticos*, Área de Estudios y Planificación, Ente Vasco de la Energía, Diciembre 2016
- [4] *Estrategia Vasca de Cambio Climático 2050. Líneas estratégicas y económicas básicas*, Eusko Jaurlaritza-Gobierno Vasco, Enero 2015
- [5] *Estrategia Energética de Euskadi 2030*, Ente Vasco de la Energía, 2017
- [6] *Horizon 2020. Work Programme 2016-2017. 10. Secure, Clean and Efficient Energy*, European Commission, Revised Version 24 April 2017
- [7] *Low Exergy Systems for High Performance Buildings and Communities. Annex 49 Final Report*, Fraunhofer IBP, 2011
- [8] Real Decreto 413/2014, de 6 de junio
- [9] <http://www.pimes.eu>
- [10] *Low Exergy Systems for High Performance Buildings and Communities. Annex 49 Final Report*, Fraunhofer IBP, 2011, pág 76
- [11] *Documento Básico HE Ahorro de Energía*, Ministerio de Fomento, Septiembre 2013, Sección 4, pág 58
- [12] *Documento Básico HE Ahorro de Energía*, Ministerio de Fomento, Septiembre 2013, Sección 4, pág 62
- [13] *Guía Técnica. Agua Caliente Sanitaria central*, IDAE, 2010, pág 46
- [14] *Guía Técnica. Agua Caliente Sanitaria central*, IDAE, 2010, pág 48
- [15] *Documento Básico HE Ahorro de Energía*, Ministerio de Fomento, Septiembre 2013, Sección 4, pág 60
- [16] *Documento Básico HE Ahorro de Energía*, Ministerio de Fomento, Septiembre 2013, Sección 4, pág 61
- [17] *Factores de emisión de CO₂ y coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector de edificios en España*, Ministerio de Industria, Energía y Turismo, y Fomento, 2016, pág 17



Ingeniaritza Goi Eskola Teknikoa
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Bilbao



Makina eta Motor
Termikoak Saila
Departamento de Máquinas
y Motores Térmicos

ANEXOS



ANEXO I: FUNCIONAMIENTO TYPE 941

El modelo de TRNSYS trabaja con unos archivos externos (o “Data Files”) suministrados por el usuario que contienen la información acerca de la capacidad calorífica (tanto en el modo de calefacción como en el de refrigeración) y de la potencia consumida.

```

0.9438 1.1011 ! Normalized air flow rate
0.6700 1.0000 1.3600 !Normalized liquid flow rate
10 21.11 32.22 43.33 !values of entering liquid temperature (C)
1.038 0.905
0.987 1.060
0.901 1.276
0.812 1.405
1.047 0.853
1.000 1.000
0.910 1.207
0.821 1.491
1.060 0.828
1.009 0.974
0.923 1.172
0.829 1.448
1.060 0.940
1.009 1.086
0.923 1.319
0.829 1.440
1.069 0.888
1.022 1.043
0.931 1.241
0.837 1.526
1.082 0.862
1.029 1.009
0.940 1.207
0.845 1.483

```

FIGURA 40. VALORES NORMALIZADOS DE CAPACIDAD CALORÍFICA Y POTENCIA DE LA BOMBA DE CALOR

```

21.11 23.89 26.67 29.44 !values of Entering Air Dry-Bulb Temperature (C)
13.89 16.11 17.78 19.44 22.78 25.56 !values of Entering Air wet Bulb Temperature (C)
0.82 0.94 1.01 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/13.89
0.89 0.96 0.84 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/16.11
0.95 0.98 0.71 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/17.78
1.00 1.00 0.57 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/19.44
1.11 1.04 0.29 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/22.78
1.20 1.07 0.00 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/25.56
0.82 0.94 1.15 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/13.89
0.89 0.96 1.04 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/16.11
0.95 0.98 0.92 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/17.78
1.00 1.00 0.79 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/19.44
1.11 1.04 0.52 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/22.78
1.20 1.07 0.26 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/25.56
0.82 0.94 1.15 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/13.89
0.89 0.96 1.24 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/16.11
0.95 0.98 1.13 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/17.78
1.00 1.00 1.00 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/19.44
1.11 1.04 0.73 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/22.78
1.20 1.07 0.49 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/25.56
0.82 0.94 1.15 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/13.89
0.89 0.96 1.24 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/16.11
0.95 0.98 1.31 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/17.78
1.00 1.00 1.21 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/19.44
1.11 1.04 0.94 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/22.78
1.20 1.07 0.71 !Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/25.56

```

FIGURA 41. FACTORES DE CORRECCIÓN DE LA BOMBA DE CALOR

El primer archivo contiene los valores normalizados¹⁵de capacidad calorífica (valores de la columna izquierda a partir de la 4ª línea) y potencia (valores de la columna derecha a partir de la 4ª línea) para diferentes caudales de aire(1ª línea), caudales de líquido (2ª línea), y valores de temperatura de líquido entrante (3ª línea). El segundo archivo contiene unos factores de corrección para la capacidad calorífica total (valores de la 1ª columna a partir de la 3ª línea), la capacidad calorífica sensible (valores de la 2ª columna a partir de la 3ª línea) y potencia (valores de la 3ª columna a partir de la 3ª línea) para diferentes temperaturas seca (1ª línea) y húmeda (2ª línea) de la corriente de aire entrante. Todas las cifras de estos archivos hacen referencia a valores normalizados excepto los datos de temperatura.

Cada valor de capacidad y de potencia de los archivos se corresponde para unas ciertas condiciones. Así, en el primer “data file”, el primer valor normalizado de capacidad (1,038) y de potencia (0,905) se corresponden para un flujo de aire normalizado de 0,9438, un flujo de líquido normalizado de 0,6700 y una temperatura de entrada de líquido de 10 °C. Existen por lo tanto:

- 2 valores de flujo de aire normalizado x 3 valores de flujo de líquido normalizado x 4 valores de temperatura de entrada de líquido = 24 valores de capacidad calorífica = 24 valores de potencia

Para el segundo archivo el funcionamiento es igual:

- 4 valores de temperatura seca de aire entrante x 6 valores de temperatura húmeda de aire entrante = 24 valores de capacidad calorífica total = 24 valores de capacidad calorífica sensible = 24 valores de potencia

A través de la función DYNAMICDATA integrada en el código del Type, TRNSYS interpola estos valores dependiendo de las condiciones de trabajo, y obtiene los valores normalizados de capacidad calorífica y potencia que posteriormente son multiplicados a la capacidad y potencia nominales que se han introducido en los parámetros del Type.

En el caso de estudio, los archivos externos que vienen por defecto en el programa no coinciden con las características de la bomba de calor seleccionada, por lo que será necesario modificar dichos archivos y adaptarlos al caso en estudio. Existen 2 posibilidades:

¹⁵ Valor normalizado = Valor de entrada / Valor en las condiciones nominales

- partiendo de los datos del fabricante, crear el archivo de datos normalizados;
- introducir los valores de capacidad y potencia nominales de la bomba de calor, calculados en las mismas condiciones en las que están calculados los mismos valores en el equipo que ofrece TRNSYS por defecto. En efecto, ensayos han demostrado que las curvas normalizadas de rendimientos de diferentes bombas de calor se asemejan bastante, por lo que basta introducir en los parámetros del Type los valores de capacidad calorífica y COP nominales del equipo escogido, en las condiciones en las que están calculados en los archivos externos que ofrece TRNSYS por defecto. De esta manera, es posible utilizar estos últimos sin necesidad de ninguna modificación. Así por ejemplo, si el archivo externo está calculado para una temperatura de salida del agua de 5°C y una entrada de 16°C, la capacidad y el COP nominales de la bomba de calor escogida y que se introducen en la pestaña de parámetros deberán estar calculados para esas mismas condiciones.

Debido a la imposibilidad de llevar a cabo la primera opción a causa de falta de datos por parte del fabricante, se ha escogido la segunda.

El primer paso es por lo tanto saber cuáles son las condiciones nominales por defecto para las que se han calculado los archivos externos. Para ello se busca en los data files con qué condiciones se obtienen unos valores de capacidad y potencia normalizados iguales a uno¹⁶.

```

0.9438 1.1011 ! Normalized air flow rate
0.6700 1.0000 1.3600 !Normalized liquid flow rate
10 21.11 32.22 43.33 !Values of entering liquid temperature (C)
1.038 0.905
0.987 1.060
0.901 1.276
0.812 1.405
1.047 0.853
1.000 1.000
0.910 1.207
0.821 1.491
1.060 0.828
1.009 0.974
0.923 1.172
0.829 1.448
1.060 0.940
1.009 1.086
0.923 1.319
0.829 1.440
1.069 0.888
1.022 1.043
0.931 1.241
0.837 1.526
1.082 0.862
1.029 1.009
0.940 1.207
0.845 1.483

```

FIGURA 42. VALORES NORMALIZADOS PARA CONDICIONES NOMINALES

¹⁶ Valor normalizado = Valor de entrada / Valor en las condiciones nominales =1
-> Valor de entrada = Valor en las condiciones nominales)



21.11	23.89	26.67	29.44	!values of Entering Air Dry-Bulb Temperature (C)
13.89	16.11	17.78	19.44	22.78 25.56 !values of Entering Air Wet Bulb Temperature (C)
0.82	0.94	1.01		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/13.89
0.89	0.96	0.84		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/16.11
0.95	0.98	0.71		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/17.78
1.00	1.00	0.57		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/19.44
1.11	1.04	0.29		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/22.78
1.20	1.07	0.00		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 21.11/25.56
0.82	0.94	1.15		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/13.89
0.89	0.96	1.04		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/16.11
0.95	0.98	0.92		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/17.78
1.00	1.00	0.79		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/19.44
1.11	1.04	0.52		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/22.78
1.20	1.07	0.26		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 23.89/25.56
0.82	0.94	1.15		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/13.89
0.89	0.96	1.24		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/16.11
1.00	1.00	1.00		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/19.44
1.11	1.04	0.73		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/22.78
1.20	1.07	0.49		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 26.67/25.56
0.82	0.94	1.15		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/13.89
0.89	0.96	1.24		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/16.11
0.95	0.98	1.31		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/17.78
1.00	1.00	1.21		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/19.44
1.11	1.04	0.94		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/22.78
1.20	1.07	0.71		!Multipliers for Total Capacity, Sensible Capacity and Power at 29.44/25.56

FIGURA 43. FACTORES NORMALIZADOS PARA CONDICIONES INICIALES

Resultando en que las condiciones en los valores nominales por defecto son las siguientes:

- **T^a entrada líquido en la bomba de calor:** 21,11 °C
 - **Air flow rate:** 283,14 l/s (El aire no entra en las condiciones nominales)
 - **Liquid rate:** 0,28 l/s
 - **T^a aire entrada (seco):** 26,67 °C
 - **T^a aire entrada (húmedo):** 19,44 °C
- } **w=0,011 kg H₂O/kg a.s.**
} **H_{rel}=53%**

Por último es necesario conocer la temperatura de salida del líquido de la bomba de calor. Ésta se calcula de la siguiente manera conociendo los valores nominales por defecto:

Valores nominales por defecto

- **Rated Heating Capacity:** 24696 kJ/h
- **Rated Heating Power:** 4176 kJ/h
- **Rated air flow rate:** 300 l/s=108000 l/h
- **Rated liquid rate:** 0,28 l/s=10008 l/h

$$24696 \left(\frac{kJ}{h} \right) = 0,28 \left(\frac{kg}{s} \right) \cdot \left(\frac{3600s}{1h} \right) \cdot 4,19 \left(\frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \right) \cdot (T^a_{salida} - 21,11)(^\circ C)$$

$$T^a_{salida} = 26,96 \text{ } ^\circ C$$

Sabiendo las condiciones para las cuales se han obtenido los valores nominales por defecto, basta con obtener los valores de capacidad calorífica nominal y COP nominal de la bomba escogida para dichas condiciones: temperatura aire seco: 26,67°C y temperatura de salida líquido en la bomba de calor: 26,96°C.

Sin embargo en las tablas del fabricante no están tabuladas la potencia calorífica ni el COP para una temperatura de salida del líquido de la bomba de calor (=T^a de ida) de 26,96°C. Es necesario por lo tanto extrapolar capacidad calorífica y COP para dicha temperatura.

Se trazan las curvas de $Q=f(T^a \text{ aire entrada})$ y $COP=f(T^a \text{ aire entrada})$, que a continuación se muestran:

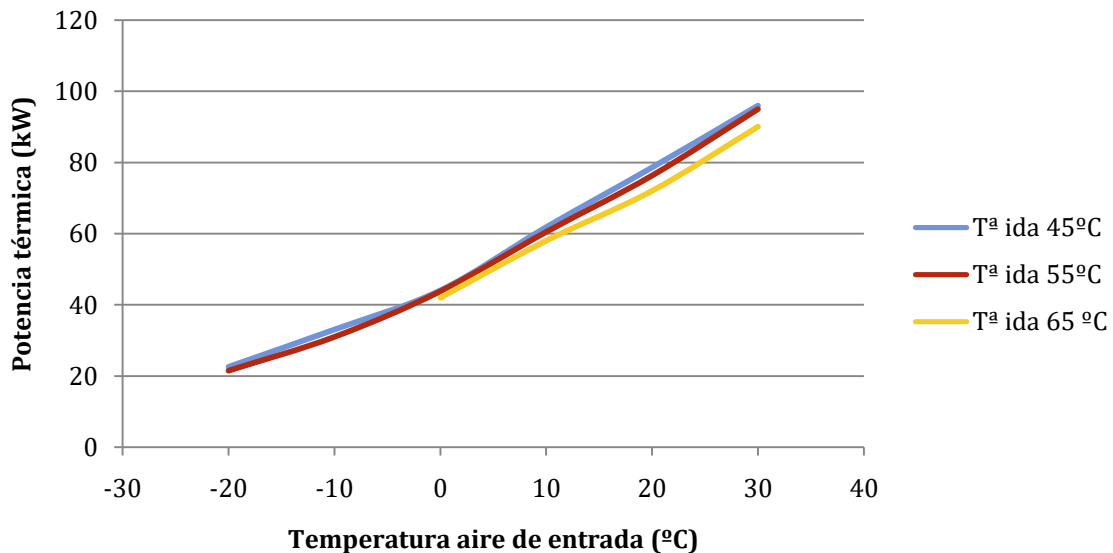


FIGURA 44. POTENCIA CALORÍFICA DE LA BOMBA DE CALOR EN FUNCIÓN DE LAS TEMPERATURAS DE AIRE DE ENTRADA Y DE IDA DE LÍQUIDO

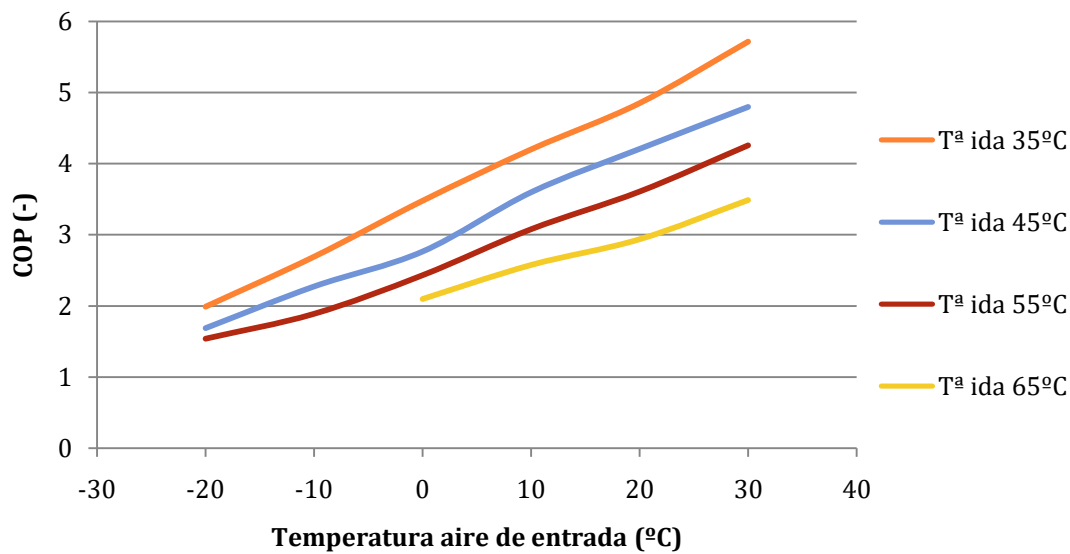


FIGURA 45. COP DE LA BOMBA DE CALOR EN FUNCIÓN DE LAS TEMPERATURAS DE AIRE DE ENTRADA Y DE IDA DE LÍQUIDO

Se calculan en excel las aproximaciones para las diferentes T^a de ida (=T^a salida del líquido en la bomba de calor), obteniéndose las ecuaciones para cada una de las curvas.

T ^a ida	Coeficientes		
	a	b	c
35	0.009182143	1.44001	48.522286
45	0.0103125	1.38845	45.777143
55	0.010351786	1.38274	44.496571

TABLA 37. COEFICIENTES PARA LAS CURVAS DE CAPACIDAD CALORÍFICA A DIFERENTES T^a IDA

T ^a ida	Coeficientes		
	a	b	c
35	4.75138E-05	0.07329	3.4393352
45	8.83849E-05	0.0625	2.88336
55	0.00025837	0.05286	2.4561451

TABLA 38. COEFICIENTES PARA LAS CURVAS DEL COP A DIFERENTES T^a IDA

A continuación se representan las curvas para cada coeficiente en función de las temperaturas de ida (35, 45, 55). Para cada coeficiente se obtiene la ecuación de la curva que siguen dichos coeficientes.

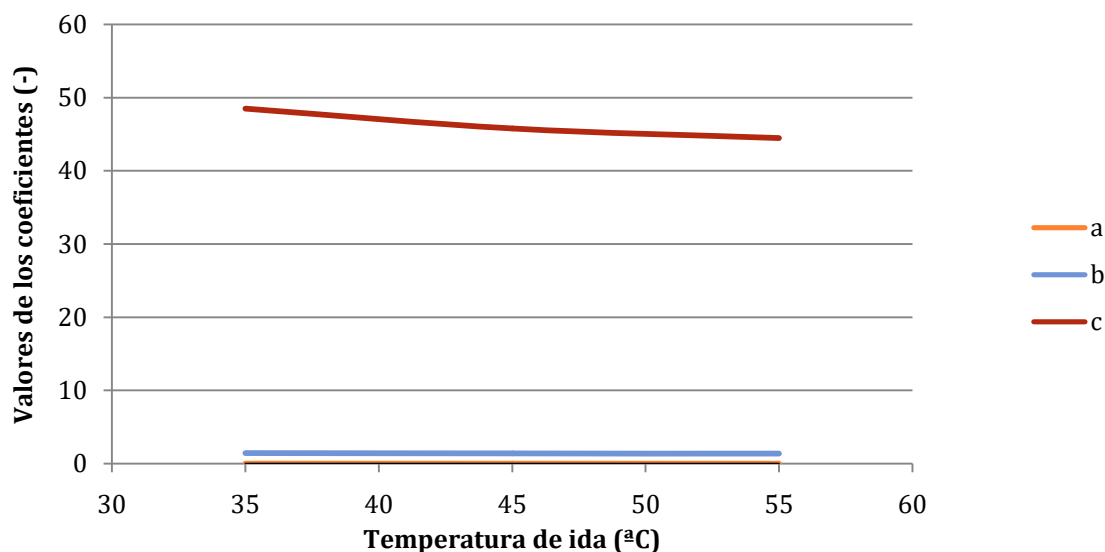


FIGURA 46. CURVAS DE LOS COEFICIENTES PARA LA POTENCIA CALORÍFICA

- **Coeficiente a:** $-5.45535E-6x^2+0.000549464x-0.003366295$
- **Coeficiente b:** $0.000229268x^2-0.0234975x+1.981566518$
- **Coeficiente c:** $0.00732x^2-0.86034x+69.6638$

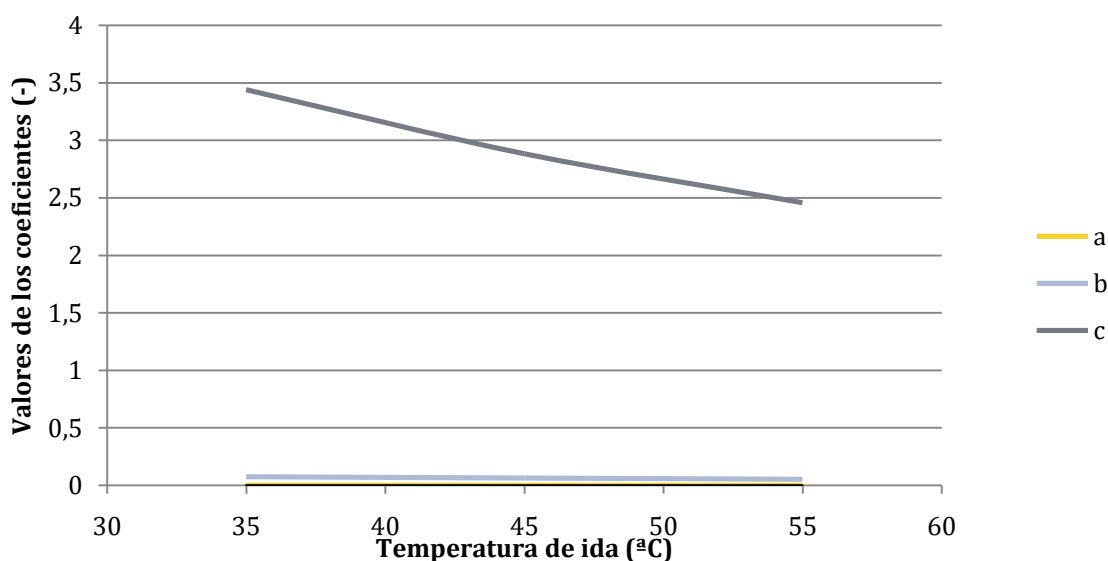


FIGURA 47. CURVAS DE LOS COEFICIENTES PARA EL COP

- **Coeficiente a:** $6.45569E-7x^2-4.75584E-5x+0.000921236$
- **Coeficiente b:** $5.72133E-6x^2-0.001536042x+0.12003841$
- **Coeficiente c:** $0.00064x^2-0.1071x+6.39924$

Sustituyendo x por T^a ida=26,96 °C en las ecuaciones anteriores obtenemos los coeficientes de las ecuaciones de las curvas $Q=f(T^a$ aire entrada) y $COP=f(T^a$ aire entrada) para una temperatura de ida de la bomba de calor de 26,96 °C.

- $Q=f(T^a \text{ aire entrada})=0.007482082x^2+1.51472x+51.791499$
- $COP=f(T^a \text{ aire entrada})=0.000108288x^2+0.08279x+3.9797172$

Aplicando estas ecuaciones para diferentes T^a de entrada de aire se pueden trazar las respectivas curvas para la T^a ida de 26,96 °C

T^a entrada aire (°C)	Capacidad calorífica (kW)	Consumo (kW)	COP (-)
-20	24.49	10.35	2.37
-10	37.39	11.82	3.16
0	51.79	13.01	3.98
10	67.69	14.05	4.82
20	85.08	14.98	5.68
30	103.97	15.85	6.56

TABLA 39. VALORES DE CAPACIDAD CALORÍFICA Y COP A DIFERENTES TEMPERATURAS DE AIRE PARA UNA TEMPERATURA DE IDA DE 26,96°C

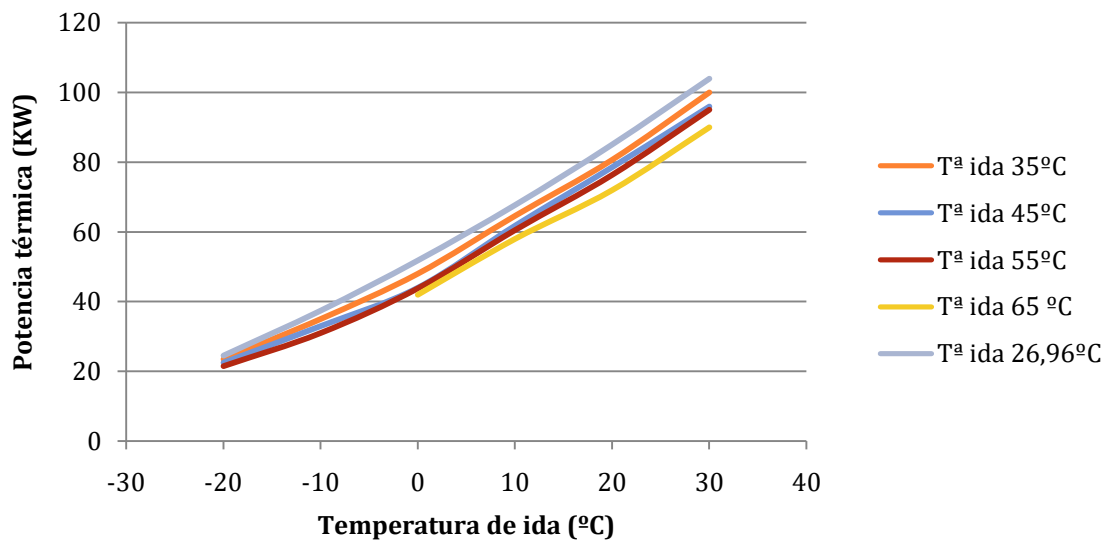


FIGURA 48. POTENCIA DE LA BOMBA DE CALOR EN FUNCIÓN DE LAS TEMPERATURAS DE AIRE DE ENTRADA Y DE IDA DE LÍQUIDO (CON T^a IDA DE 26,96 °C)

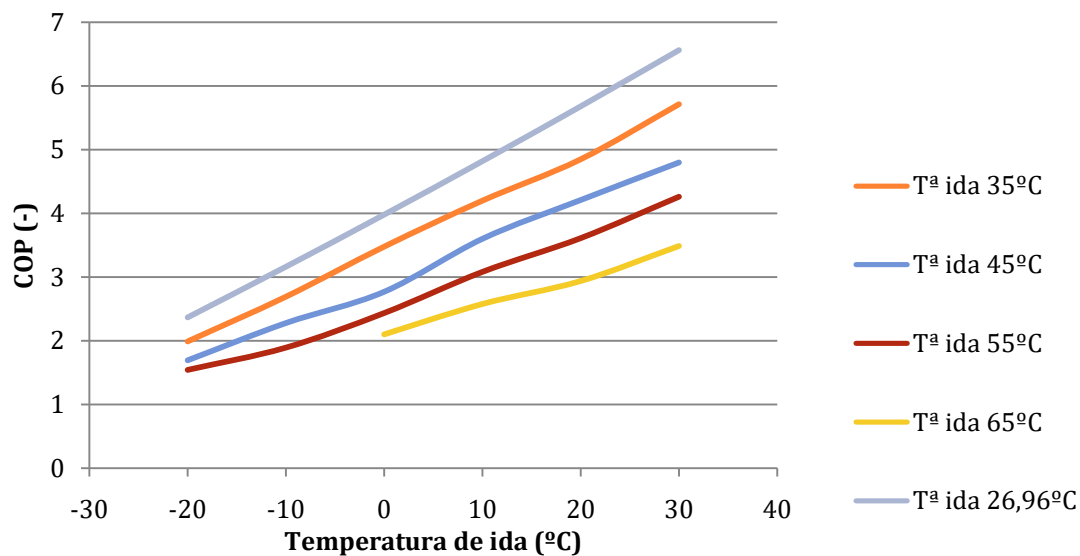


FIGURA 49. COP DE LA BOMBA DE CALOR EN FUNCIÓN DE LAS TEMPERATURAS DE AIRE DE ENTRADA Y DE IDA DE LÍQUIDO (CON Tª IDA DE 26,96 °C)

Una vez obtenidas las curvas para la temperatura de salida del líquido de la bomba de calor de 26,96°C (que es la Tª con la que se han obtenido los valores nominales por defecto) basta con obtener la capacidad calorífica y el COP para una temperatura de entrada del aire de 26,67°C.

Tª entrada aire (°C)	Capacidad calorífica (kW)	Consumo (kW)	COP (-)
26.67	97.51	15.57	6.26

TABLA 40. CAPACIDAD CALORÍFICA Y COP PARA UNA TEMPERATURA DE ENTRADA DE AIRE DE 26,67°C Y UNA TEMPERATURA DE IDA DE 26,96°C

Los parámetros que se introducen en el Type son los siguientes:

- **Rated Heating Capacity:** 97,51 kW = 351036 kJ/h
- **Rated Heating Power:** 15,57 kW = 56052 kJ/h



Finalmente, fijando una temperatura de retorno ($=T^a$ entrada de líquido a la bomba de calor) se obtiene el caudal que circula para esas condiciones en la bomba de calor escogida. Tomando la temperatura de entrada del líquido en la bomba de calor de $21,11\text{ }^{\circ}\text{C}$ (que es la T^a con la que se han obtenido los valores nominales por defecto), el caudal circulante es de:

$$97,51\text{ (kW)} = \dot{m} \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \cdot 4,19 \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg } ^{\circ}\text{C}} \right) \cdot (26,96 - 21,11) (^{\circ}\text{C})$$

$$\dot{m} = 3,978 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 14321,4 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$



ANEXO II. CÓDIGOS EES. ANÁLISIS EXERGOAMBIENTAL

CASO N° 1

{Exergía de los diferentes flujos en MWh}

e1=46,77
e2=44,79
e3=91,45
e4=91,45
e5=57,46
e7=28,73
e8=28,73
e9=87,32
e10=87,34
e11=54,15
e12=87,48
e13=387,09
e14=56,36
e15=56,36
e16=223,58
e17=167,09
e18=167,09
e19=299,75
e20=0,15
e21=0,15
e22=0,24
e23=427,03
e24=315,99
e25=316,00
e26=203,70
e27=267,93
e28=111,03
e29=111,06
e30=66,44
e31=105,13
e32=62,75
e33=62,77
e34=0,25
e35=0,25
e36=27,84

{Exergía suministrada a las bombas en MWh}

eb1=6,53
eb2=2,50
eb3=0,99
eb4=0,0006
eb5=2,50
eb6=0,84
eb7=2,89
eb8=2,89
eb9=5,71

{Exergía de la calefacción en MWh}

eQ=31,45

{Exergía producida por los motores en MWh}



eWchp1=48,09
eWchp2=43,29

{Exergía suministrada a los motores y las calderas en MWh}

ecblechp1=187,37
eairechp1=0
ecblechp2=168,35
eairechp2=0
ecblecald1=798,73
eairecald1=0
ecblecald2=0,49
eairecald2=0

{Impacto ambiental de los equipos en kg CO2}

Ychp1=169,6
Ychp2=169,6
Yeq_diverter=0
Yb1=2,4
Yhx1=0,6
Ytype11=0
Yb2=2,4
Ydep1=186,8
Yb5=2,4
Ycompensador=18,7
Ytype647=0
Yb3=2,4
Ycald1=452,2
Yb4=2,4
Ycald2=452,2
Ytype649=0
Ytype647_2=0
Yb6=2,4
Yload=0
Ytype649_2=0
Yb7=2,4
Yhx2=0,6
Ydep2=262,5
Yb8=2,4
Yb9=2,4

{Balances costes exergeticos y restricciones}

B[34]=0

Bb1=2161,78
Bb2=826,37
Bb3=328,01
Bb4=0,2
Bb5=826,37
Bb6=277,55
Bb7=956,85
Bb8=956,85
Bb9=1891,56

Bcblechp1=44968
Bairechp1=eairechp1
Bhumoschp1=0
Bcblechp2=40404,46
Bairechp2=eairechp2
Bhumoschp2=0



Bcblecald1=191695,24
Bairecald1=eairecald1
Bhumoscald1=0
Bcblecald2=118,41
Bairecald2=eairecald2
Bhumoscald2=0

B[8]+Bcblechp1+Ychp1-B[1]-Bwchp1=0	{CHP1}
B[7]+Bcblechp2+Ychp2-B[2]-Bwchp2=0	{CHP2}
B[1]+B[2]+Yeq_diverter-B[3]=0	{eq_diverter}
B[3]+Bb1+Yb1-B[4]=0	{B1}
B[4]+B[11]+Yhx1-B[9]-B[5]=0	{HX1}
B[5]+Ytype11-B[7]-B[8]=0	{Type11}
B[9]+Bb2+Yb2-B[10]=0	{B2}
B[10]+B[15]+Ydep1-B[11]-B[12]=0	{Dep1}
B[14]+Bb5+Yb5-B[15]=0	{B5}
B[13]+B[27]+Ycompensador-B[23]-B[16]=0	{Compensador}
B[16]+Ytype647-B[14]-B[20]-B[17]=0	{Type647}
B[17]+Bb3+Yb3-B[18]=0	{B3}
B[18]+Bcblecald1+Ycald1-B[19]=0	{CALD1}
B[20]+Bb4+Yb4-B[21]=0	{B4}
B[21]+Bcblecald2+Ycald2-B[22]=0	{CALD2}
B[12]+B[19]+B[22]+Ytype649-B[13]=0	{Type649}
B[23]+Ytype647_2-B[28]-B[24]=0	{Type647_2}
B[24]+Bb6+Yb6-B[25]=0	{B6}
B[25]+Yload-Bq-B[26]=0	{LOAD}
B[26]+B[30]+Ytype649_2-B[27]=0	{Type649_2}
B[28]+Bb7+Yb7-B[29]=0	{B7}
B[29]+B[33]+Yhx2-B[30]-B[31]=0	{HX2}
B[31]+B[35]+Ydep2-B[36]-B[32]=0	{Dep2}
B[32]+Bb8+Yb8-B[33]=0	{B8}
B[34]+Bb9+Yb9-B[35]=0	{B9}

(Bwchp1/eWchp1)-((B[1]-B[8])/(e1-e8))=0	{R1}
(Bwchp2/eWchp2)-((B[2]-B[7])/(e2-e7))=0	{R2}
(B[5]/e5)-(B[4]/e4)=0	{R3}
(B[7]/e7)-(B[8]/e8)=0	{R4}
(B[11]/e11)-(B[10]/e10)=0	{R5}
(B[16]/e16)-(B[13]/e13)=0	{R6}
(B[14]/e14)-(B[20]/e20)=0	{R7}
(B[20]/e20)-(B[17]/e17)=0	{R8}
(B[28]/e28)-(B[24]/e24)=0	{R9}
(B[25]/e25)-(B[26]/e26)=0	{R10}
(B[30]/e30)-(B[29]/e29)=0	{R11}
(B[31]/e31)-(B[32]/e32)=0	{R12}

k[1]=B[1]/e1
k[2]=B[2]/e2
k[3]=B[3]/e3
k[4]=B[4]/e4
k[5]=B[5]/e5
k[7]=B[7]/e7
k[8]=B[8]/e8
k[9]=B[9]/e9
k[10]=B[10]/e10
k[11]=B[11]/e11
k[12]=B[12]/e12
k[13]=B[13]/e13
k[14]=B[14]/e14
k[15]=B[15]/e15



$$k[16]=B[16]/e16$$

$$k[17]=B[17]/e17$$

$$k[18]=B[18]/e18$$

$$k[19]=B[19]/e19$$

$$k[20]=B[20]/e20$$

$$k[21]=B[21]/e21$$

$$k[22]=B[22]/e22$$

$$k[23]=B[23]/e23$$

$$k[24]=B[24]/e24$$

$$k[25]=B[25]/e25$$

$$k[26]=B[26]/e26$$

$$k[27]=B[27]/e27$$

$$k[28]=B[28]/e28$$

$$k[29]=B[29]/e29$$

$$k[30]=B[30]/e30$$

$$k[31]=B[31]/e31$$

$$k[32]=B[32]/e32$$

$$k[33]=B[33]/e33$$

$$k[34]=B[34]/e34$$

$$k[35]=B[35]/e35$$

$$k[36]=B[36]/e36$$

$$k[37]=Bwchp1/eWchp1$$

$$k[38]=Bwchp2/eWchp2$$



CASO N°2

{Exergía de los diferentes flujos en MWh}

e1=0,22
e2=0,22
e3=0,22
e4=13,92
e5=0,003
e6=13,73
e7=7,40
e8=7,39
e9=27,01
e10=108,34
e11=108,34
e12=110,57
e13=347,98
e14=347,66
e15=224,09
e16=330,22
e17=0,30
e18=0,21
e19=0,31
e20=329,94
e21=164,97
e22=357,89
e23=238,41
e24=164,97
e25=133,77
e26=130,92
e27=30,52

{Exergía suministrada a las bombas en MWh}

eb1=1,10
eb2=0,0008
eb3=2,89
eb4=0,37
eb5=0,37
eb6=2,89
eb7=2,25

{Exergía de la calefacción en MWh}

eQ=31,45

{Exergía de la radiación solar en MWh}

eRAD=322,3

{Exergía suministrada a las calderas en MWh}

ecblecald1=611,87
eairecald1=0
ecblecald2=0,51
eairecald2=0

{Impacto ambiental de los equipos en kg CO2}

Ycald1=452,2
Ycald2=452,2
Yb1=2,4
Yb2=2,4
Ymixer=0
Ydiverter=0



Ycolimp=0
Ycolret=0
Yb3=2,4
Yb4=2,4
Yload=0
Yhx=0,6
Yb5=2,4
Ydepacs=262,5
Yteepiece=0
Ytempvalve=0
Yb7=2,4
Ydepsolar=242,04
Yb6=2,4
Ycolectores=1035,96

{Balances costes exergeticos y restricciones}

B[1]=0
Brad=0

Bb1=363,52
Bb2=0,27
Bb3=956,85
Bb4=121,73
Bb5=121,73
Bb6=956,85
Bb7=746,26

Bcblecald1=146847,96
Bairecald1=airecald1
Bhumoscald1=0
Bcblecald2=121,95
Bairecald2=airecald2
Bhumoscald2=0

B[15]+Bcblecald1+Ycald1-B[16]=0	{CALD1}
B[18]+Bcblecald2+Ycald2-B[19]=0	{CALD2}
B[14]+Bb1+Yb1-B[15]=0	{B1}
B[17]+Bb2+Yb2-B[18]=0	{B2}
B[16]+B[19]+Ymixer-B[20]=0	{Mixer}
B[13]+Ydiverter-B[14]-B[17]=0	{Diverter}
B[20]+Ycolimp-B[24]-B[21]=0	{Colector impulsion}
B[12]+B[23]+Ycolret-B[13]=0	{Colector retorno}
B[24]+Bb3+Yb3-B[25]=0	{B3}
B[21]+Bb4+Yb4-B[22]=0	{B4}
B[22]+Yload-Bq-B[23]=0	{LOAD}
B[25]+B[11]+Yhx-B[26]-B[12]=0	{HX}
B[10]+Bb5+Yb5-B[11]=0	{B5}
B[6]+B[26]+Ydepacs-B[27]-B[10]=0	{Dep ACS}
B[5]+B[4]+Yteepiece-B[6]=0	{Tee piece}
B[2]+Ytempvalve-B[5]-B[3]=0	{Tempering valve}
B[1]+Bb7+Yb7-B[2]=0	{B7}
B[3]+B[9]+Ydepsolar-B[4]-B[7]=0	{Dep solar}
B[7]+Bb6+Yb6-B[8]=0	{B6}
Brad+B[8]+Ycolectores-B[9]=0	{Colectores}

(B[14]/e14)-(B[17]/e17)=0	{R1}
(B[24]/e24)-(B[21]/e21)=0	{R2}
(B[23]/e23)-(B[22]/e22)=0	{R3}



$$\begin{aligned}(B[12]/e12)-(B[25]/e25)&=0 \\(B[10]/e10)-(B[26]/e26)&=0 \\(B[3]/e3)-(B[5]/e5)&=0 \\(B[7]/e7)-(B[9]/e9)&=0\end{aligned}$$

{R4}
{R5}
{R6}
{R7}

$$\begin{aligned}k[1]&=B[1]/e1 \\k[2]&=B[2]/e2 \\k[3]&=B[3]/e3 \\k[4]&=B[4]/e4 \\k[5]&=B[5]/e5 \\k[6]&=B[6]/e6 \\k[7]&=B[7]/e7 \\k[8]&=B[8]/e8 \\k[9]&=B[9]/e9 \\k[10]&=B[10]/e10 \\k[11]&=B[11]/e11 \\k[12]&=B[12]/e12 \\k[13]&=B[13]/e13 \\k[14]&=B[14]/e14 \\k[15]&=B[15]/e15 \\k[16]&=B[16]/e16 \\k[17]&=B[17]/e17 \\k[18]&=B[18]/e18 \\k[19]&=B[19]/e19 \\k[20]&=B[20]/e20 \\k[21]&=B[21]/e21 \\k[22]&=B[22]/e22 \\k[23]&=B[23]/e23 \\k[24]&=B[24]/e24 \\k[25]&=B[25]/e25 \\k[26]&=B[26]/e26 \\k[27]&=B[27]/e27\end{aligned}$$



CASO N°3

{Exergía de los diferentes flujos en MWh}

e1=382,08
e2=280,63
e3=280,61
e4=386,05
e5=486,48
e6=355,43
e7=250,60
e8=295,76
e9=104,81
e10=104,31
e11=61,25
e12=102,49
e13=0,51
e14=0,66
e15=2,00
e16=101,48
e17=247,28
e18=123,63
e19=176,73
e20=93,30
e21=130,19
e22=123,63
e23=89,18
e24=37,96
e25=0,40
e26=0,40
e27=26,02
e28=26,02
e29=52,06
e30=19,76

{Exergía suministrada a las bombas en MWh}

eb1=6,53
eb2=0,97
eb3=0,01
eb4=2,89
eb5=0,37
eb6=2,89
eb7=2,89
eb8=5,71

{Exergía de la calefacción en MWh}

eQ=82,56

{Exergía de la radiación y exergía producida por los paneles en MWh}

eRAD=322,30
Wpv=40,64

{Exergías en la bomba de calor en MWh}

Wbc=109,38
eAire_in_BC=0
eAire_out_BC=4,34

{Exergía suministrada a las calderas en MWh}

eblecald1=317,89
eairecald1=0



ecblecald2=10,28
eairecald2=0

{Impacto ambiental de los equipos en kg CO2}

Ybc=487,65
Yb1=2,4
Ydepbc=262,5
Ycald1=234,55
Ycald2=234,55
Yb2=2,4
Yb3=2,4
Ymixer2=0
Ydiverter2=0
Yb4=2,4
Ycolimp=0
Ycolret=0
Ycompensador=18,7
Ydiverter=0
Ymixer=0
Yb5=2,4
Yload=0
Yb6=2,4
Yhx=0,6
Yb7=2,4
Ydepacs=262,5
Yb8=2,4
Ypaneles=3544,32

{Balances costes exergeticos y restricciones}

B[25]=0
Brad=0
Bwbc=36203,41
Baireinbc=eAire_in_BC

Bb1=2161,78
Bb2=321,19
Bb3=4,93
Bb4=956,85
Bb5=121,73
Bb6=956,85
Bb7=956,85
Bb8=1891,56

Bcblecald1=76293,44
Bairecald1=eairecald1
Bhumoscald1=0
Bcblecald2=2466,71
Bairecald2=eairecald2
Bhumoscald2=0

Baireinbc+B[3]+Bwbc+Ybc-Baireoutbc-B[1]=0
B[2]+Bb1+Yb1-B[3]=0
B[1]+B[8]+Ydepbc-B[4]-B[2]=0
B[11]+Bcblecald1+Ycald1-B[12]=0
B[14]+Bcblecald2+Ycald2-B[15]=0
B[10]+Bb2+Yb2-B[11]=0
B[13]+Bb3+Yb3-B[14]=0
B[12]+B[15]+Ymixer2-B[16]=0
B[9]-B[10]+Ydiverter2-B[13]=0

{Bomba calor}

{B1}
{Dep BC}
{CALD1}
{CALD2}
{B2}
{B3}
{Mixer 2}
{Diverter 2}



$B[7]+Bb4+Yb4-B[8]=0$	{B4}
$B[4]+B[16]+Ycolimp-B[5]=0$	{Colector impulsion}
$B[6]+Ycolret-B[7]-B[9]=0$	{Colector retorno}
$B[5]+B[21]+Ycompensador-B[17]-B[6]=0$	{Compensador}
$B[17]+Ydiverter-B[18]-B[22]=0$	{Diverter}
$B[20]+B[24]+Ymixer-B[21]=0$	{Mixer}
$B[18]+Bb5+Yb5-B[19]=0$	{B5}
$B[19]+Yload-Bq-B[20]=0$	{LOAD}
$B[23]+Bb6+Yb6-B[24]=0$	{B6}
$B[22]+B[28]+Yhx-B[23]-B[29]=0$	{HX}
$B[27]+Bb7+Yb7-B[28]=0$	{B7}
$B[29]+B[26]+Ydepacs-B[30]-B[27]=0$	{Dep ACS}
$B[25]+Bb8+Yb8-B[26]=0$	{B8}
$Brad+Ypaneles-Bwpv=0$	{Paneles PV}
$(Baireoutbc/eAire_out_BC)-(Bwbc/Wbc)=0$	{R1}
$(B[2]/e2)-(B[1]/e1)=0$	{R2}
$(B[10]/e10)-(B[13]/e13)=0$	{R3}
$(B[7]/e7)-(B[9]/e9)=0$	{R4}
$(B[6]/e6)-(B[5]/e5)=0$	{R5}
$(B[18]/e18)-(B[22]/e22)=0$	{R6}
$(B[20]/e20)-(B[19]/e19)=0$	{R7}
$(B[22]/e22)-(B[23]/e23)=0$	{R8}
$(B[27]/e27)-(B[29]/e29)=0$	{R9}
$k[1]=B[1]/e1$	
$k[2]=B[2]/e2$	
$k[3]=B[3]/e3$	
$k[4]=B[4]/e4$	
$k[5]=B[5]/e5$	
$k[6]=B[6]/e6$	
$k[7]=B[7]/e7$	
$k[8]=B[8]/e8$	
$k[9]=B[9]/e9$	
$k[10]=B[10]/e10$	
$k[11]=B[11]/e11$	
$k[12]=B[12]/e12$	
$k[13]=B[13]/e13$	
$k[14]=B[14]/e14$	
$k[15]=B[15]/e15$	
$k[16]=B[16]/e16$	
$k[17]=B[17]/e17$	
$k[18]=B[18]/e18$	
$k[19]=B[19]/e19$	
$k[20]=B[20]/e20$	
$k[21]=B[21]/e21$	
$k[22]=B[22]/e22$	
$k[23]=B[23]/e23$	
$k[24]=B[24]/e24$	
$k[25]=B[25]/e25$	
$k[26]=B[26]/e26$	
$k[27]=B[27]/e27$	
$k[28]=B[28]/e28$	
$k[29]=B[29]/e29$	
$k[30]=B[30]/e30$	



ANEXO III: TABLAS FLUJOS ANÁLISIS EXERGOAMBIENTAL

CASO N° 1

FLUJO	E (MWh)	B (kg CO ₂)	b (kg CO ₂ /MWh)
1	46,77	33831,00	723,37
2	44,79	32497,00	725,49
3	91,45	66327,00	725,24
4	91,45	68491,00	748,91
5	57,46	43035,00	748,92
6	0,00	0,00	-
7	28,73	21517,00	748,92
8	28,73	21517,00	748,92
9	87,32	68344,00	782,71
10	87,34	69172,00	791,99
11	54,15	42886,00	792,04
12	87,48	103248,00	1180,19
13	387,09	521658,00	1347,65
14	56,36	75946,00	1347,42
15	56,36	76775,00	1362,13
16	223,58	301306,00	1347,64
17	167,09	225157,00	1347,54
18	167,09	225488,00	1349,53
19	299,75	417635,00	1393,29
20	0,15	202,10	1325,68
21	0,15	204,70	1342,74
22	0,24	775,30	3293,06
23	427,03	601801,00	1409,26
24	315,99	445326,00	1409,31
25	316,00	445606,00	1410,16
26	203,70	287246,00	1410,11
27	267,93	381429,00	1423,61
28	111,03	156475,00	1409,30
29	111,06	157434,00	1417,61
30	66,44	94183,00	1417,66
31	105,13	159286,00	1515,15

32		62,75	95075,00	1515,03
33		62,77	96034,00	1529,98
34		0,25	0,00	0,00
35		0,25	1894,00	7562,52
36		27,84	66368,00	2383,88
37 (Wb1)		6,53	2161,78	331,00
38 (Wb2)		2,50	826,37	331,00
39 (Wb3)		0,99	328,01	331,00
40 (Wb4)		0,0006	0,20	331,00
41 (Wb5)		2,50	826,37	331,00
42 (Wb6)		0,84	277,55	331,00
43 (Wb7)		2,89	956,85	331,00
44 (Wb8)		2,89	956,85	331,00
45 (Wb9)		5,71	1891,56	331,00
46 (Q_L)		31,45	158359,00	5035,03
47 (W_{CHP1})		48,09	32824,00	682,53
48 (W_{CHP2})		43,29	29595,00	683,64
49 (Cble_{CHP1})		187,37	44968,00	240,00
50 (Aire_{CHP1})		0,00	0,00	-
51 (Humos_{CHP1})	INCLUIDO EN DESTRUCCION DE EXERGIA		0,00	0,00
52 (Cble_{CHP2})		168,35	40404,46	240,00
53 (Aire_{CHP2})		0,00	0,00	-
54 (Humos_{CHP2})	INCLUIDO EN DESTRUCCION DE EXERGIA		0,00	0,00
55 (Cble_{CALD1})		798,73	191695,24	240,00
56 (Aire_{CALD1})		0,00	0,00	-
57 (Humos_{CALD1})	INCLUIDO EN DESTRUCCION DE EXERGIA		0,00	0,00
58 (Cble_{CALD2})		0,49	118,41	240,00
59 (Aire_{CALD2})		0,00	0,00	-
60 (Humos_{CALD2})	INCLUIDO EN DESTRUCCION DE EXERGIA		0,00	0,00

TABLA 41. EXERGÍA E IMPACTOS AMBIENTALES TOTAL Y UNITARIO DE LOS FLUJOS DEL CASO N°1

CASO N°2

FLUJO	E (MWh)	B (kg CO ₂)	b (kg CO ₂ /MWh)
1	0,22	0,00	0,00
2	0,22	748,70	3393,76
3	0,22	738,60	3390,54
4	13,92	2976,00	213,84
5	0,003	10,07	3633,94
6	13,73	2986,00	217,47
7	7,40	752,90	101,77
8	7,39	1712,00	231,53
9	27,01	2748,00	101,75
10	108,34	246010,00	2270,62
11	108,34	246134,00	2271,81
12	110,57	243769,00	2204,67
13	347,98	439674,00	1263,51
14	347,66	439295,00	1263,56
15	224,09	439661,00	1961,97
16	330,22	586961,00	1777,48
17	0,30	379,10	1263,41
18	0,21	381,70	1780,57
19	0,31	955,90	3053,72
20	329,94	587917,00	1781,89
21	164,97	293958,00	1781,88
22	357,89	294082,00	821,70
23	238,41	195904,00	821,73
24	164,97	293958,00	1781,88
25	133,77	294918,00	2204,72
26	130,92	297283,00	2270,64
27	30,52	54521,00	1786,25
28 (Wb1)	1,10	363,52	331,00
29 (Wb2)	0,0008	0,27	331,00
30 (Wb3)	2,89	956,85	331,00
31 (Wb4)	0,37	121,73	331,00
32 (Wb5)	0,37	121,73	331,00
33 (Wb6)	2,89	956,85	331,00
34 (Wb7)	2,25	746,26	331,00



35 (Q_L)	31,45	98178,00	3121,57
36 (Q_{RAD})	322,30	0,00	0,00
37 (Cble_{CALD1})	611,87	146847,96	240,00
38 (Aire_{CALD1})	0,00	0,00	-
39 (Humos_{CALD1})	INCLUIDO EN DESTRUCCION DE EXERGIA	0,00	0,00
40 (Cble_{CALD2})	0,51	121,95	240,00
41 (Aire_{CALD2})	0,00	0,00	-
42 (Humos_{CALD2})	INCLUIDO EN DESTRUCCION DE EXERGIA	0,00	0,00

TABLA 42. EXERGÍA E IMPACTOS AMBIENTALES TOTAL Y UNITARIO DE LOS FLUJOS DEL CASO
Nº2



CASO N°3

FLUJO	E (MWh)	B (kg CO ₂)	b (kg CO ₂ /MWh)
1	382,08	140926,00	368,84
2	280,63	103507,00	368,83
3	280,61	105672,00	376,58
4	386,05	264682,00	685,61
5	486,48	438781,00	901,95
6	355,43	320580,00	901,94
7	250,60	226042,00	901,99
8	295,76	227001,00	767,52
9	104,81	94539,00	901,96
10	104,31	94079,00	901,95
11	61,25	94402,00	1541,32
12	102,49	170930,00	1667,78
13	0,51	460,00	905,27
14	0,66	467,30	711,38
15	2,00	3169,00	1583,13
16	101,48	174099,00	1715,66
17	247,28	317675,00	1284,68
18	123,63	158838,00	1284,76
19	176,73	158962,00	899,46
20	93,30	83920,00	899,48
21	130,19	199456,00	1532,02
22	123,63	158838,00	1284,76
23	89,18	114577,00	1284,85
24	37,96	115536,00	3044,02
25	0,40	0,00	0,00
26	0,40	1894,00	4776,04
27	26,02	45186,00	1736,41
28	26,02	46145,00	1773,31
29	52,06	90406,00	1736,62
30	19,76	47377,00	2397,62
31 (Wb1)	6,53	2161,78	331,00
32 (Wb2)	0,97	321,19	331,00
33 (Wb3)	0,01	4,93	331,00
34 (Wb4)	2,89	956,85	331,00



35 (Wb5)	0,37	121,73	331,00
36 (Wb6)	2,89	956,85	331,00
37 (Wb7)	2,89	956,85	331,00
38 (Wb8)	5,71	1891,56	331,00
39 (QL)	31,45	75042,00	2385,96
40 (Q_{RAD})	322,30	0,00	0,00
41 (W_{PV})	40,64	3544,00	87,21
42 (W_{BC})	109,38	36203,41	331,00
43 (Aire_{in_BC})	0,00	0,00	-
44 (Aire_{out_BC})	4,34	1436,00	330,54
45 (Cble_{CALD1})	317,89	76293,44	240,00
46 (Aire_{CALD1})	0,00	0,00	-
47 (Humos_{CALD1})	INCLUIDO EN DESTRUCCION DE EXERGIA	0,00	0,00
48 (Cble_{CALD2})	10,28	2466,71	240,00
49 (Aire_{CALD2})	0,00	0,00	-
50 (Humos_{CALD2})	INCLUIDO EN DESTRUCCION DE EXERGIA	0,00	0,00

TABLA 43. EXERGÍA E IMPACTOS AMBIENTALES TOTAL Y UNITARIO DE LOS FLUJOS DEL CASO N°3