

Trabajo Fin de Máster

Máster en Sistemas de Energía Térmica

Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de pilas de combustible mediante TRNSYS

Autor: Francisco Durán Parejo

Tutores: José Manuel Salmerón Lissén

Francisco Javier Pino Lucena

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2020



Trabajo Fin de Máster
Máster en Sistemas de Energía Térmica

**Análisis de viabilidad económica y reducción del
consumo de energía de un edificio terciario al
integrar un sistema fotovoltaico y de pilas de
combustible mediante TRNSYS**

Autor:

Francisco Durán Parejo

Tutores:

José Manuel Salmerón Lissén (Profesor Titular de Universidad)

Francisco Javier Pino Lucena (Profesor Titular de Universidad)

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2020

Trabajo Fin de Máster: Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de pilas de combustible mediante TRNSYS

Autor: Francisco Durán Parejo

Tutores: José Manuel Salmerón Lissén
Francisco Javier Pino Lucena

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2020

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis profesores

Agradecimientos

En este apartado de agradecimientos me gustaría dar las gracias a todas aquellas personas que me han ayudado a lo largo del máster y en la realización de este proyecto.

En primer lugar, mostrar mi gratitud a José Manuel Salmerón Lissén y Francisco Javier Pino Lucena por la confianza puesta en mí para la realización del trabajo fin de máster bajo su dirección y por la orientación durante todo este período de tiempo.

En segundo lugar, dar las gracias a todos los profesores y compañeros del Máster en Sistemas de Energía Térmica, quienes me han hecho ser mejor estudiante y compañero.

Por último, agradecer a mi familia y amigos su apoyo incondicional, porque gracias a ellos pude alcanzar lo que siempre quise.

Resumen

El presente proyecto es una ampliación del estudio que ya se realizó en el trabajo fin de grado. En este trabajo se incluye una estrategia de operación nueva, la cual incorpora pilas de combustible.

El objetivo es estudiar el comportamiento que presenta un edificio de oficinas al integrar paneles fotovoltaicos y pilas de combustible, analizando su repercusión sobre el consumo de energía, las emisiones de CO₂ y la viabilidad económica. Esto se lleva a cabo en relación con la necesidad de tecnologías de generación de energía menos contaminantes y más eficientes. El estudio se realiza para cinco ciudades de España, cada una de ellas pertenecientes a una zona climática concreta (A3, B4, C2, D3 y E1).

En primer lugar, se realizan las simulaciones de esta nueva instalación, las cuales se ejecutan en el software TRNSYS16.

En segundo lugar, se analizan todos los resultados obtenidos de las diferentes simulaciones, se comparan entre ellos y se extraen conclusiones.

En tercer lugar, los resultados obtenidos en esta nueva alternativa de estudio serán comparados con los que ya se obtuvieron en el trabajo fin de grado, para cada uno de los casos analizados en aquel estudio:

- Caso de estudio “Base”: las demandas se satisfacen mediante energía convencional
- Caso de estudio “Fotovoltaica”: la instalación incluye un campo solar fotovoltaico
- Caso de estudio “Motores de micro-cogeneración”: se introducen motores de micro-cogeneración

Esta comparación de casos permite elegir la instalación idónea en cada ubicación estudiada en términos de consumos de energía, emisiones de CO₂ y Coste del Ciclo de Vida.

Una vez comparadas las distintas condiciones de operación del edificio, se plantea un nuevo horario de funcionamiento del edificio en el que la instalación que incluye pilas de combustible opera 12 horas al día en lugar de 24 horas, horario de funcionamiento que se plantea a lo largo del trabajo. Se llevan a cabo las nuevas simulaciones en TRNSYS16 y los resultados obtenidos se comparan los que ya se tenían para el horario de funcionamiento de 24 horas y, además, se compara el caso de pilas de combustible en este modo de operación con el de motores de micro-cogeneración.

Posteriormente, se plantea un análisis de sensibilidad en el que se estudia cómo afectan los precios de Hidrógeno, el horario de funcionamiento del edificio y la vida útil de las pilas de combustible al Coste del Ciclo de Vida.

Por último, se presentan nuevos estudios futuros relacionados con lo visto en este proyecto que ayudarán a seguir investigando en el ahorro y eficiencia energética de edificio y la incorporación de tecnologías renovables.

Índice

Agradecimientos	ix
Resumen	xi
Índice	xiii
Índice de Tablas	xvii
Índice de Figuras	xix
1 Introducción	1
1.1 <i>Motivación del estudio</i>	1
1.2 <i>Marco energético</i>	2
1.3 <i>Ahorro y eficiencia energética</i>	4
1.4 <i>Marco normativo</i>	6
1.4.1 Marco normativo en Europa	6
1.4.2 Marco normativo en España	7
2 Generación distribuida	11
2.1 <i>Introducción</i>	11
2.2 <i>Características de la generación distribuida</i>	11
2.3 <i>Microredes</i>	13
3 Cogeneración	15
3.1 <i>Sistemas CHP</i>	15
3.2 <i>Tipos de combustibles</i>	16
3.3 <i>Micro-cogeneración</i>	16
3.4 <i>Tecnologías de micro-cogeneración</i>	17
3.5 <i>Parámetros de cogeneración</i>	20
4 Hidrógeno	21
4.1 <i>Introducción</i>	21
4.2 <i>Producción del Hidrógeno</i>	22
4.2.1 Reformado de combustibles	23
4.2.2 Electrólisis del agua	25
4.3 <i>Almacenamiento del Hidrógeno</i>	25
4.3.1 Hidrógeno comprimido	27
4.3.2 Hidrógeno licuado	28
4.3.3 Hidruros metálicos	30
4.4 <i>Aplicaciones renovables del Hidrógeno</i>	30
5 Pilas de combustible	33
5.1 <i>Introducción</i>	33
5.2 <i>Funcionamiento y tipos de pilas de combustible</i>	33
5.2.1 PEMFC	36
5.2.2 PAFC	38
5.2.3 MCFC	38

5.2.4	SOFC	39
5.2.5	DMFC	39
5.3	<i>Características de las pilas de combustible</i>	40
5.4	<i>Ventajas e inconvenientes de las pilas de combustible</i>	40
5.4.1	Ventajas	40
5.4.2	Inconvenientes	41
5.5	<i>Pilas de combustible y generación distribuida</i>	42
5.6	<i>Aspectos ambientales</i>	42
6	Descripción del estudio	45
6.1	<i>Descripción del edificio y zonas climáticas</i>	45
6.2	<i>Demandas energéticas del edificio</i>	50
7	Implementación en TRNSYS	51
7.1	<i>Climatología y demandas</i>	51
7.1.1	Obtención de los datos climáticos	51
7.1.2	Demanda eléctrica del edificio	52
7.1.3	Demandas de calefacción y refrigeración	52
7.2	<i>Dimensionado de la instalación</i>	53
7.2.1	Diseño del campo solar fotovoltaico	53
7.2.2	Diseño de refrigeración: enfriadora	57
7.2.3	Diseño de la caldera de calefacción	61
7.2.4	Diseño de las bombas de circulación	63
7.2.5	Diseño del depósito de acumulación	64
7.2.6	Diseño de las pilas de combustible	66
7.3	<i>Diseño de la instalación en TRNSYS</i>	68
7.3.1	Subsistema eléctrico	68
7.3.2	Subsistema térmico	69
7.3.3	Esquemas de la instalación en TRNSYS	70
8	Análisis de resultados	73
8.1	<i>Simulaciones</i>	73
8.2	<i>Resultados</i>	74
8.2.1	Coeficientes de conversión empleados	74
8.2.2	Análisis de resultados para cada caso de estudio	76
8.2.3	Comparación de resultados	90
8.2.4	Conclusiones de los resultados	100
8.3	<i>Cálculo del Coste del Ciclo de Vida</i>	101
8.3.1	Cálculo del Coste del Ciclo de Vida	101
8.3.2	Comparación del Coste del Ciclo de Vida	104
8.3.3	Conclusiones del Coste del Ciclo de Vida	107
8.4	<i>Consumos de energía primaria, emisiones de CO₂ y Coste del Ciclo de Vida</i>	108
9	Horario de funcionamiento de 12 horas	111
9.1	<i>Comparación entre horarios de funcionamiento para “Pilas de combustible”</i>	112
9.2	<i>Comparación entre “Motores de micro-cogeneración” y “Pilas de combustible” para 12 horas</i>	118
9.3	<i>Excedente de electricidad</i>	125
9.3.1	Venta de excedente de electricidad	126
9.3.2	Electrolizador	127
9.3.3	Conclusiones del excedente de electricidad	130
10	Análisis de sensibilidad	131
10.1	<i>Análisis de sensibilidad para horario de funcionamiento de 24 horas</i>	131
10.2	<i>Análisis de sensibilidad para horario de funcionamiento de 12 horas</i>	133
10.3	<i>Conclusiones del análisis de sensibilidad</i>	136

11 Conclusiones	137
Referencias	139
Anexos	141

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Tipos de pilas de combustible. Fuente: [10]	36
Tabla 2: Zonas climáticas de estudio y ciudad de referencia	46
Tabla 3: Latitud de cada zona climática de estudio	47
Tabla 4: Necesidades energéticas anuales por unidad de área para cada zona climática	50
Tabla 5: Inclinación y azimut para el cálculo de la radiación en cada zona climática	52
Tabla 6: Número de paneles en serie, máximo y mínimo, para cada zona climática	56
Tabla 7: Número de hileras de paneles en paralelo para cada zona climática	56
Tabla 8: Ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos para cada zona climática	56
Tabla 9: Modelos de las enfriadoras elegidas para cada zona climática	59
Tabla 10: Potencia y EER nominales de las enfriadoras para cada zona climática	60
Tabla 11: Modelos de las calderas de condensación elegidas para cada zona climática	61
Tabla 12: Potencia nominal de las calderas para cada zona climática	63
Tabla 13: Caudales de las bombas para cada zona climática	64
Tabla 14: Potencia nominal de las bombas para cada zona climática	64
Tabla 15: Factores de conversión a energía primaria y emisiones de CO ₂ para electricidad y GN	74
Tabla 16: Resultados anuales para cada zona climática “Pilas de combustible”	89
Tabla 17: Porcentajes variación resultados “Base”-”Pilas de combustible”	91
Tabla 18: Porcentajes variación resultados “Fotovoltaica”-”Pilas de combustible”	94
Tabla 19: Porcentajes variación resultados “Motores de micro-cogeneración”-”Pilas de combustible”	97
Tabla 20: Precios de los equipos de la instalación y energías	102
Tabla 21: Resultados de los costes y el LCC para cada zona climática “Pilas de combustible”	103
Tabla 22: Porcentajes de variación del LCC “Base”-”Pilas de combustible”	104
Tabla 23: Porcentajes de variación del LCC “Fotovoltaica”-”Pilas de combustible”	105
Tabla 24: Porcentajes de variación del LCC “Motores de micro-cogeneración”-”Pilas de combustible”	106
Tabla 25: Demandas anuales de energía en cada horario de funcionamiento (B4)	111
Tabla 26: Demandas anuales de energía en cada horario de funcionamiento (E1)	111
Tabla 27: Demandas anuales de energía en cada horario de funcionamiento (A3)	112
Tabla 28: Comparación de resultados entre “Pilas de combustible 12h” y “Pilas de combustible 24h”	115
Tabla 29: Comparación del LCC entre “Pilas de combustible 12h” y “Pilas de combustible 24h”	116
Tabla 30: Porcentajes variación resultados “Pilas de combustible 24h”-“Pilas de combustible 12h”	117
Tabla 31: Porcentajes variación LCC “Pilas de combustible 24h”-“Pilas de combustible 12h”	118
Tabla 32: Resultados anuales “Pilas de combustible 12h”	122

Tabla 33: Resultados anuales “Motores de micro-cogeneración 12h”	123
Tabla 34: Resultados de los costes y el LCC “Pilas de combustible 12h”	124
Tabla 35: Resultados de los costes y el LCC “Motores de micro-cogeneración 12h”	124
Tabla 36: Porcentajes variación resultados “Motores de micro-cogeneración 12h”-“Pilas de combustible 12h”	125
Tabla 37: Porcentajes variación LCC “Motores de micro-cogeneración 12h”-“Pilas de combustible 12h”	125
Tabla 38: Porcentajes de variación del LCC con venta de electricidad	127
Tabla 39: Resultados de los costes y el LCC para venta de electricidad	127
Tabla 40: Porcentajes de variación del consumo primario de energía con electrolizador	128
Tabla 41: Porcentajes de variación de las emisiones de CO ₂ con electrolizador	128
Tabla 42: Porcentajes de variación de los costes de energía con electrolizador	128
Tabla 43: Porcentajes de variación del LCC con electrolizador	129
Tabla 44: Resultados del consumo primario de energía para electrolizador	129
Tabla 45: Resultados de las emisiones de CO ₂ para electrolizador	129
Tabla 46: Resultados de los costes de energía para electrolizador	130
Tabla 47: Resultados de los costes y el LCC para electrolizador	130
Tabla 48: LCC objetivo para cada zona climática. Caso 24 horas	131
Tabla 49: Precio unitario (€/kg) del Hidrógeno “Pilas de combustible 24h”	132
Tabla 50: Precio unitario (€/kg) del Hidrógeno para mismo LCC objetivo “Pilas de combustible 24h”	133
Tabla 51: LCC objetivo para cada zona climática. Caso 12 horas	133
Tabla 52: Precio unitario (€/kg) del Hidrógeno “Pilas de combustible 12h”	134
Tabla 53: Precio unitario (€/kg) del Hidrógeno para mismo LCC objetivo “Pilas de combustible 12h”	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Consumo mundial de energía. Fuente: [3]	3
Figura 2: Consumo de energía por fuente energética y región. Fuente: [3]	3
Figura 3: Contribución de renovables en la generación de energía por región. Fuente: [3]	4
Figura 4: Comparación de la producción por cogeneración con la generación tradicional. Fuente: [4]	16
Figura 5: Principales tecnologías de micro-cogeneración. Fuente: [4]	20
Figura 6: Propiedades del Hidrógeno. Fuente: [10]	21
Figura 7: Producción y demanda del Hidrógeno. Fuente: [10]	22
Figura 8: Obtención del Hidrógeno mediante reformado de combustibles. Fuente: [10]	23
Figura 9: Esquema básico del reformado de combustibles. Fuente: [10]	23
Figura 10: Esquema básico de la electrólisis del agua. Fuente [11]	25
Figura 11: Tipos de almacenamiento de Hidrógeno. Fuente: [11]	27
Figura 12: Energía necesaria para comprimir el Hidrógeno. Fuente: [10]	27
Figura 13: Depósitos para almacenamiento de Hidrógeno comprimido. Fuente: [10]	28
Figura 14: Descripción tipos de depósitos de almacenamiento de H ₂ comprimido. Fuente: [10]	28
Figura 15: Depósito de Hidrógeno licuado (Linde). Fuente: [10]	29
Figura 16: Energía necesaria para licuar el Hidrógeno. Fuente: [10]	30
Figura 17: Ciclo del Hidrógeno con pila de combustible. Fuente: [11]	31
Figura 18: Ciclo del Hidrógeno con motor. Fuente: [11]	31
Figura 19: Comparación de conversión de energía. Fuente: [10]	34
Figura 20: Proceso electroquímico de una pila de combustible. Fuente: [10]	35
Figura 21: Curva característica de una pila de combustible. Fuente: [10]	35
Figura 22: Proceso electroquímico de una pila de combustible PEMFC. Fuente: [10]	37
Figura 23: Componentes de una celda PEMFC. Fuente: [10]	38
Figura 24: Modelo 3D del edificio de estudio	46
Figura 25: Mapa de las zonas climáticas de España. Fuente: [4]	47
Figura 26: Climograma de Cádiz. Fuente: [15]	48
Figura 27: Climograma de Sevilla. Fuente: [15]	48
Figura 28: Climograma de Barcelona. Fuente: [15]	49
Figura 29: Climograma de Madrid. Fuente: [15]	49
Figura 30: Climograma de Burgos. Fuente: [15]	50
Figura 31: Demanda horaria de electricidad del edificio B4	52
Figura 32: Demanda horaria de calefacción del edificio B4	53

Figura 33: Demanda horaria de refrigeración del edificio B4	53
Figura 34: Hoja de datos del panel fotovoltaico. Fuente: [16]	55
Figura 35: Hoja de datos del inversor fotovoltaico. Fuente: [17]	57
Figura 36: Hoja de datos de las enfriadoras de A3, B4, C2 y D3. Fuente: [18]	59
Figura 37: Hoja de datos de la enfriadora de E1. Fuente: [19]	60
Figura 38: Hoja de datos de las calderas de condensación de A3 y B4. Fuente: [20]	62
Figura 39: Hoja de datos de las calderas de condensación de C2, D3 y E1. Fuente: [20]	63
Figura 40: Potencia de bombas en función de caudales. Fuente: [20]	64
Figura 41: Hoja de datos y precios del depósito de inercia	65
Figura 42: Especificaciones técnicas de las pilas de combustible	67
Figura 43: Especificaciones técnicas de los inversores de pilas de combustible. Fuente: [17]	67
Figura 44: Esquema del subsistema eléctrico en TRNSYS	69
Figura 45: Esquema del subsistema térmico en TRNSYS	70
Figura 46: Esquema de TRNSYS de la instalación “Pilas de combustible”	70
Figura 47: Esquema de TRNSYS de la instalación “Base”	71
Figura 48: Esquema de TRNSYS de la instalación “Fotovoltaica”	71
Figura 49: Esquema de TRNSYS de la instalación “Motores de micro-cogeneración”	72
Figura 50: Factores de conversión de energía final a primaria. Fuente: [22]	75
Figura 51: Factores de conversión de energía final a emisiones de CO ₂ . Fuente: [22]	75
Figura 52: Demanda eléctrica del edificio “Pilas de combustible”	78
Figura 53: Consumo de refrigeración “Pilas de combustible”	78
Figura 54: Consumo de calefacción “Pilas de combustible”	79
Figura 55: Consumo de bombas “Pilas de combustible”	80
Figura 56: Balance de energía “Pilas de combustible”	81
Figura 57: Demanda eléctrica de la red “Pilas de combustible”	81
Figura 58: Producción fotovoltaica “Pilas de combustible”	82
Figura 59: Radiación directa anual zona climática B4	82
Figura 60: Radiación directa anual zona climática E1	83
Figura 61: Autosuficiencia fotovoltaica “Pilas de combustible”	84
Figura 62: Potencia pilas de combustible “Pilas de combustible”	85
Figura 63: Consumo de Hidrógeno “Pilas de combustible”	86
Figura 64: Consumo de Gas Natural de caldera “Pilas de combustible”	86
Figura 65: Consumo final de energía “Pilas de combustible”	87
Figura 66: Consumo primario de energía “Pilas de combustible”	88
Figura 67: Emisiones de CO ₂ “Pilas de combustible”	88
Figura 68: Comparación de resultados entre “Pilas de combustible” y “Base”	93
Figura 69: Comparación de resultados entre “Pilas de combustible” y “Fotovoltaica”	96
Figura 70: Comparación potencias pilas de combustible y motores de micro-cogeneración	99

Figura 71: Comparación consumos H ₂ pilas de combustible y GN motores de micro-cogeneración	99
Figura 72: Comparación de resultados entre “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración”	100
Figura 73: Coste del Ciclo de Vida “Pilas de combustible”	102
Figura 74: Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Base”	105
Figura 75: Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Fotovoltaica”	106
Figura 76: Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración”	107
Figura 77: Emisiones de CO ₂ VS Consumo primario de energía	108
Figura 78: LCC VS Consumo primario de energía	109
Figura 79: LCC VS Emisiones de CO ₂	109
Figura 80: Excedente de electricidad “Pilas de combustible 12h”	113
Figura 81: Comparación consumo final “Pilas de combustible 12h”-“Pilas de combustible 24h”	114
Figura 82: Comparación consumo primario “Pilas de combustible 12h”-“Pilas de combustible 24h”	114
Figura 83: Comparación emisiones CO ₂ “Pilas de combustible 12h”-“Pilas de combustible 24h”	114
Figura 84: Comparación LCC “Pilas de combustible 12h”-“Pilas de combustible 24h”	115
Figura 85: Comparación consumo final “Pilas de combustible 12h”-“Motores de micro-cogeneración 12h”	120
Figura 86: Comparación consumo primario “Pilas de combustible 12h”-“Motores de micro-cogeneración 12h”	121
Figura 87: Comparación emisiones CO ₂ “Pilas de combustible 12h”-“Motores de micro-cogeneración 12h”	121
Figura 88: Comparación LCC “Pilas de combustible 12h”-“Motores de micro-cogeneración 12h”	123
Figura 89: Consumo de Hidrógeno “Pilas de combustible 24h”	133
Figura 90: Consumo de Hidrógeno “Pilas de combustible 12h”	135

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Motivación del estudio

El presente proyecto está motivado por los objetivos marcados por la UE de ahorro y eficiencia energética. El estudio está fuertemente ligado a la consecución de un edificio de consumo de energía muy bajo, con la menor emisión de CO₂ posible y con alta eficiencia energética, todo ello teniendo en cuenta la viabilidad económica de las distintas opciones estudiadas.

Para ello, se seleccionará un edificio representativo de nuestro país, y se diseñará el sistema de producción eléctrica y de climatización, utilizando el software TRNSYS, y así analizar el comportamiento de distintas alternativas.

En los últimos años, el concepto de eficiencia energética ha estado recibiendo atención generalizada debido a la comprensión de que los recursos de combustibles fósiles requeridos para la generación de energía son finitos y que el cambio climático está vinculado a las emisiones de carbono. Por esta razón y debido al gran peso que tiene el sector de la edificación en el consumo de energía primaria y emisiones de gases de efecto invernadero, actualmente ha aumentado la investigación y el estudio en la construcción de edificios de alta eficiencia energética.

Estos estudios se centran en la cogeneración de calor y electricidad o calor combinado como un sistema de producción de energía eficiente y confiable. Este sistema se define como la producción simultánea de varios tipos de energía a partir de una fuente y puesto que presentan muchas ventajas han sido recomendados por muchos organismos internacionales.

Debido a que el sector de la edificación representa más del 40 % del uso mundial de la energía primaria y el 25 % de las emisiones de gases de efecto invernadero, los edificios se señalan como un sector con un potencial considerable para sistemas de producción de energía más eficientes.

La electricidad representa, actualmente, la forma más útil de energía, estando presente en todos los sectores de la sociedad gracias a su gran variedad de aplicaciones, que van desde el alumbrado, calefacción o ventilación, hasta el campo de las telecomunicaciones, procesos industriales...

El objetivo de un sistema de potencia es suministrar electricidad a todos los consumidores conectados a la red, en cualquier instante y con la capacidad necesaria para cubrir las puntas de demanda. Asimismo, la energía eléctrica debe cumplir unos estrictos requisitos de calidad que garanticen la estabilidad del nivel de tensión y la continuidad del servicio.

Frente al modelo tradicional, implantado en las últimas décadas, surge un modelo alternativo en el que la generación de energía se acerca al consumidor. Nace así la denominada Generación Distribuida. La complementariedad entre ambos modelos de generación será la base para el desarrollo de los futuros sistemas eléctricos de potencia.

La generación distribuida consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles al consumo, reduciendo las pérdidas en la red de transporte de energía eléctrica.

El reto tecnológico es muy alto en todos los subsistemas planteados, puesto que las soluciones de mercado no abordan la energía de forma integral (térmica + eléctrica) y, por ello, no se sigue una estrategia óptima en el uso eficiente de la energía. La estrategia de diseño óptima puede definirse como la estrategia que cumple los objetivos propuestos con el menor coste capital. Sin embargo, otros aspectos pueden ser tenidos en cuenta, como la reducción del consumo o las emisiones.

Los sistemas que combinan cogeneración con fuentes de energía renovables han sido atraídos por un interés sustancial durante los últimos años debido a su mayor eficiencia y sus beneficios de costes al tiempo que reducen los gases de efecto invernadero. Dicho sistema se considera como una forma alternativa para mejorar la eficiencia de utilización de la energía y mitigar los impactos ambientales negativos simultáneamente.

Conseguir un edificio altamente eficiente no se basa en centrarse únicamente en mejorar la envuelta del edificio para así reducir las demandas de energías. Tampoco se basa en centrarse únicamente en mejorar la instalación del edificio, utilizando equipos con una eficiencia energética mayor o introduciendo energías renovables para reducir el consumo energético tradicional. Para conseguir un edificio de alta eficiencia energética hay que hacer un estudio teniendo en cuenta todo lo anterior, hay que centrarse tanto en la envuelta del edificio como en la instalación usada para satisfacer las distintas demandas de dicho edificio.

Las estrategias para la obtención de edificios de alta eficiencia energética pasan por:

- Reducir las demandas energéticas mejorando la envuelta del propio edificio
- Mejorar la eficiencia energética de las instalaciones, uso de equipos con alto rendimiento
- Usar elementos innovadores en la envuelta (doble envolvente, fachadas térmicamente activas, muros Trombe...)
- Usar sistemas innovadores como, por ejemplo: conductos enterrados para precalentamiento de aire, calderas de biomasa, refrigeración mediante sumideros de calor medioambientales (enfriamiento evaporativo, radiante o con conductos enterrados), equipos de absorción, cogeneración o pilas de combustible
- Domótica y gestión de la demanda: adaptar la demanda de energía a las necesidades reales de los diferentes espacios (iluminación, ventilación, temperatura), es decir, utilización de la inercia estructural del edificio como buffer que permite reducir la demanda energética del edificio y/o reducir el consumo energético y/o reducir el coste económico asociado (ventilación nocturna, elementos de control solar, operación de la ventilación sanitaria, comportamiento adaptativo térmico y lumínico de las fachadas...)
- Aumentar el uso de energías renovables

1.2 Marco energético

La energía juega un papel vital en la sociedad actual ya que posibilita el funcionamiento de los sistemas que cubren las necesidades humanas. La energía es vital en las economías industrializadas, pero igualmente en la generación de avances económicos y sociales en las zonas en vías de desarrollo.

Diversos informes realizados por organismos tan relevantes como la Agencia Internacional de la Energía, la Comisión Europea o el Departamento de Energía de los Estados Unidos confirman que las necesidades energéticas a escala mundial continúan aumentando a grandes pasos. Esto está altamente relacionado con el crecimiento mundial de la población, estimándose un total de 8.2 billones de personas en 2030, es decir, la producción de energía deberá satisfacer las necesidades energéticas de la alta población mundial.

Según la publicación *“BP Statistical Review of World Energy”* en 2019, la demanda mundial de energía creció un 2.9 % y las emisiones de carbono aumentaron un 2.0 % en 2018, más rápido que en cualquier otro momento desde 2010.

En la actualidad, la principal fuente de energía sigue siendo los combustibles fósiles (petróleo, carbón y Gas Natural) seguida de la energía nuclear y las energías renovables.

Observando la producción mundial de energía, se ve que las tres principales fuentes de energía, el petróleo primero, la producción de carbón la segunda y el Gas Natural el tercero. Se ve que la producción de petróleo se mantiene en crecimiento estable más o menos desde 1981 hasta el 2018 sin grandes cambios y la del gas sería muy similar a la del petróleo, pero un poco por debajo de él. La producción de carbón se mantiene más o menos estable desde 1981 hasta el año 2002 donde va subiendo poco a poco y a partir del año 2002 empieza a subir con mucha más fuerza hasta que alcanza un pico hacia el año 2013 donde entonces empieza a descender y lo que principio parecía un pico del carbón vuelve a subir hacia el año 2016 hasta este último año 2018 donde casi se ha vuelto a alcanzar el pico.

En cuanto a las dos inferiores, la nuclear y las renovables, vemos que la nuclear se ha mantenido subiendo muy ligeramente pero bastante estable sobre todo los últimos años mientras que las renovables han pasado de

prácticamente cero hasta igualar a la nuclear.

Todas esas formas de energía, salvo las renovables, son finitas y, el que la gente se haya dado cuenta de ello ha conducido a una nueva situación energética en la cual se están desarrollando nuevas formas de generación. Por un lado, las reservas fósiles se estima que se agotarán en un futuro no muy lejano mientras que, por otro lado, la energía nuclear tiene una gran oposición social debido principalmente a la gravedad de un posible accidente y al almacenamiento de los residuos radiactivos.

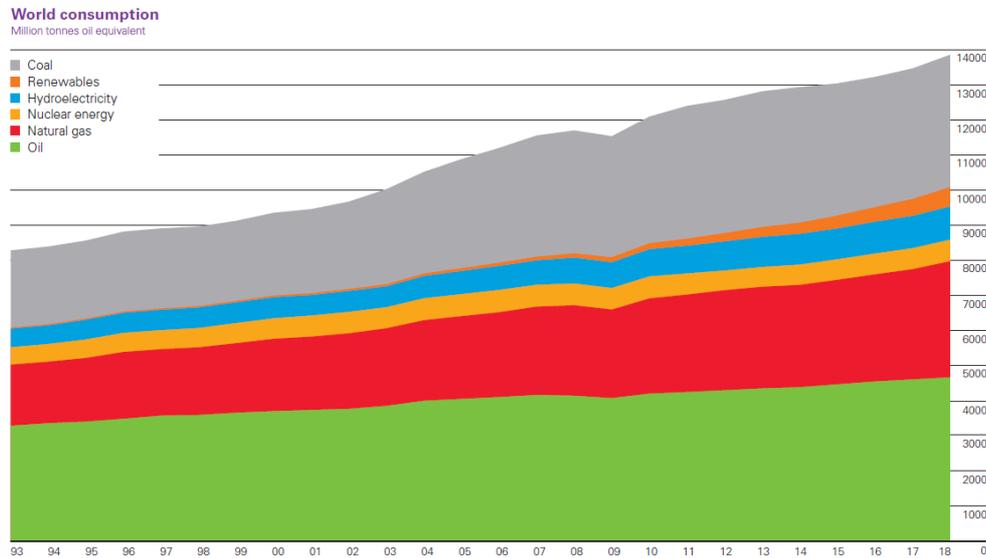


Figura 1: Consumo mundial de energía. Fuente: [3]

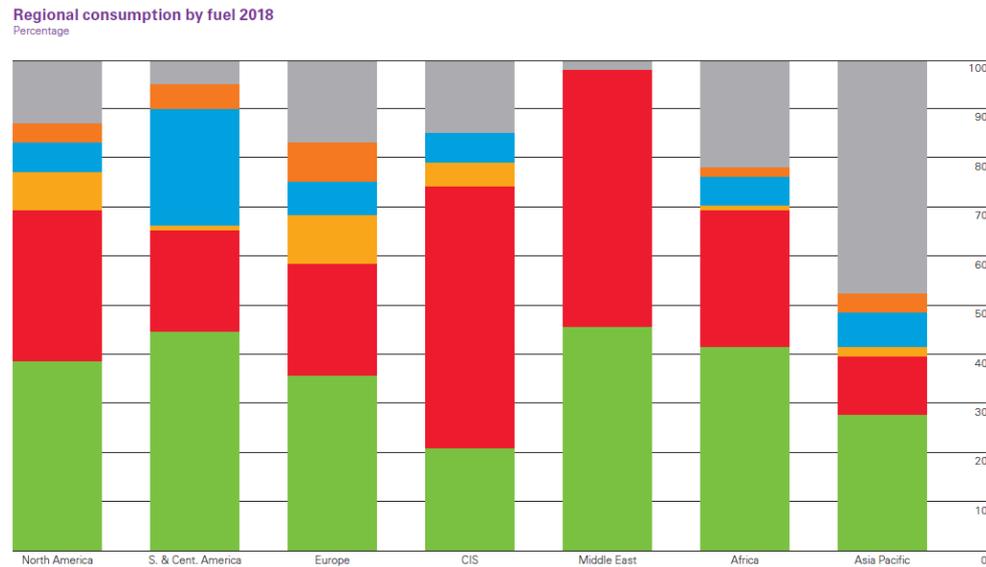


Figura 2: Consumo de energía por fuente energética y región. Fuente: [3]

Renewables share of power generation by region

Percentage

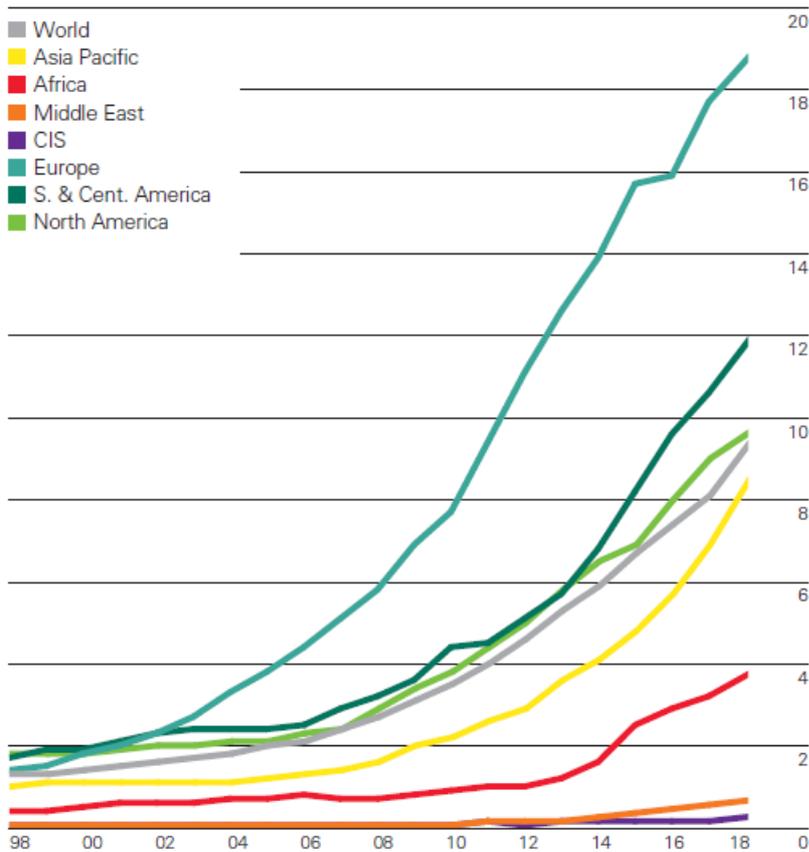


Figura 3: Contribución de renovables en la generación de energía por región. Fuente: [3]

En cuanto a las emisiones mundiales de CO₂, están aumentando muchísimo, desde 1965 se puede ver que el aumento ha sido prácticamente lineal en todos estos años, pasando de un poquito más de 10000 millones de toneladas de CO₂ al año hasta las más de 33000 millones de toneladas en 2018. En los últimos años el ascenso ha descendido ligeramente.

En resumen, según los datos obtenidos de la publicación “BP Statistical Review of World Energy” en 2019, el consumo y la producción de Gas Natural aumentaron más del 5 % mientras que las energías renovables crecieron un 14.5 %, llegando a un aumento récord en 2018, pero esto representó en torno a un tercio del aumento en la generación de energía total. El consumo de carbón (+1.4 %) y la producción (+4.3 %) aumentaron por segundo año consecutivo en 2018, después de tres años de disminución (2014-2016).

1.3 Ahorro y eficiencia energética

La edificación es un sector de enorme influencia en la evolución del consumo de energía y las emisiones de CO₂. El sector servicios es responsable del 30-40 % del consumo energético, y del 25-35 % de las emisiones directas e indirectas. Este sector agrupa edificios con usos muy variados: oficinas, centros comerciales, pequeños comercios, hospitales, polideportivos, hoteles, cafeterías, centros educativos, etc.

En España, las viviendas y los edificios del sector terciario representan el 26 % del consumo de energía total, un 17 % y un 9 %, respectivamente.

Pese a la gran variedad de usos de los edificios destinados al sector terciario, oficinas y comercios concentran el 65 % del consumo de energía. A su vez, los mayores consumos en estos edificios los provocan la climatización (40-60 %) y la iluminación (20-45 %). Por ello, los objetivos de eficiencia energética en el sector servicios deben ir enfocados a reducir el consumo y emisión de estas dos partidas.

Las actuaciones más relevantes de sostenibilidad energética en el sector servicios pasan por la sustitución de equipos de climatización por bomba de calor, la mejora de la iluminación y, en función del edificio y de la ciudad, el autoconsumo.

La sustitución de equipos de climatización por la bomba de calor es una opción mucho más competitiva en grandes superficies y que puede suponer un ahorro de hasta el 30 %.

La iluminación es otro de los consumos con un mayor potencial de reducción. En este aspecto, el cambio de equipos de iluminación a sistemas LED permitiría un ahorro unitario del 70-80 % del consumo, mientras que los sistemas de control inteligente de la iluminación producen una reducción de entre el 15-30 %.

Asimismo, el autoconsumo en el sector servicios se enfrenta a menos barreras ya que las cubiertas de muchas instalaciones (edificios comerciales, oficinas, parkings, polideportivos, etc.) suelen ser lo suficientemente grandes y accesibles como para que se consiga un ahorro sustancial de energía. Un gran edificio de servicios, por ejemplo, podría producir hasta el 15-25 % de su consumo eléctrico mediante instalaciones de autoconsumo.

De forma adicional, la rehabilitación de edificios también conseguiría cierta reducción de consumo y emisiones, aunque menor que en el sector residencial debido a la menor antigüedad de los edificios.

En el sector servicios, las actuaciones de sostenibilidad energética presentan, en términos generales, menores barreras para su desarrollo que en el sector residencial:

- Con carácter general, los edificios del sector servicios suelen ser propiedad o estar gestionados por una única empresa o propietario. Por ello, las decisiones de inversión no requieren poner de acuerdo a un número elevado de interesados, como es el caso de las comunidades de vecinos en el sector residencial. Esto facilita y agiliza el proceso de implementación de las actuaciones y medidas necesarias
- Las decisiones de inversión se toman atendiendo a criterios de racionalidad económica, lo que facilita la toma de decisiones en actuaciones que requieran una alta inversión, pero son rentables en el corto o medio plazo
- Los edificios de este sector consumen más energía por unidad de superficie, por lo que los periodos de recuperación de la inversión son menores que en otras infraestructuras
- La renovación de los equipos y de los edificios por motivos de estética o de funcionalidad se produce de forma más frecuente que en el sector residencial. Esto supone una oportunidad para introducir criterios de sostenibilidad energética en estas renovaciones

De forma similar a lo que ocurre en el sector residencial, la eficiencia energética en el sector terciario pasa por introducir criterios de sostenibilidad y eficiencia energética. Algunas de ellas podrían ser:

- Definir planes de actuación a nivel municipal que aseguren la reducción de consumos, de emisiones y la calidad del aire para cumplir los objetivos
- Implantar como objetivo que el 100 % de los edificios posea certificados energéticos en 2030
- Lanzar campañas de divulgación a los propietarios de los edificios sobre las medidas consideradas en los planes de actuación de edificios
- Establecer un calendario para la restricción de comercialización de equipos no eficientes
- Promover que las rehabilitaciones que se lleven a cabo de forma natural en los edificios incorporen criterios de sostenibilidad energética
- Complementar el Código Técnico de la Edificación para edificios nuevos para que establezca límites restrictivos de consumo energético, según la zona climática
- Fomentar que se adapten las actuales tarifas eléctricas para que sean una señal de precio eficiente que no penalice la adopción de equipos eléctricos frente a otros menos sostenibles

1.4 Marco normativo

La eficiencia energética se puede definir como la reducción del consumo de energía manteniendo los mismos servicios energéticos, sin disminuir el confort y la calidad de vida, protegiendo el medio ambiente, asegurando el abastecimiento de energía y fomentando un comportamiento sostenible en su uso.

Un 50 % de su consumo actual de la UE depende de las importaciones de energía, cifra que podría llegar al 70 % de aquí a 2030. A esta fuerte dependencia se añaden el agotamiento previsto de las fuentes de energía tradicionales y el insuficiente desarrollo de las fuentes renovables. Juntos estos tres factores exigen un control de la demanda energética para consumir mejor con menos energía, es decir, de forma más eficiente.

1.4.1 Marco normativo en Europa

La dependencia energética europea del exterior para la generación de energía ha obligado a tomar medidas por varias vías. Lo que se pretende es establecer un control de la energía en Europa y mejorar la eficiencia energética para reducir la dependencia del exterior.

Destacan varias directivas que explican la situación actual en materia de eficiencia energética en edificios, industrias y transportes:

- Directiva 93/76/CEE (SAVE): aunque actualmente ha sido sustituida por otra, esta directiva obligó a los estados miembros a tomar medidas respecto al consumo energético de los edificios de uso residencial. Se establece la certificación energética como método para que los países afectados puedan tener un parámetro para clasificar energéticamente a un edificio. Fue derogada por la Directiva 2006/32/CEE
- La Directiva 2006/32/CEE deroga la 93/76/CEE y trata sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos. Obliga a mejorar la eficiencia energética con ahorros que sean mensurables y verificables. Cada estado miembro de la unión deberá de verificar el ahorro de energía que deberá ser comprobado con las autoridades que cada país haga responsable. En esta Directiva se crea la figura de Empresa de Servicios Energéticos (ESE) que serán encargadas de realizar mejoras de eficiencia energéticas y mantenimiento de las instalaciones de calefacción, climatización y generación de ACS. Fue derogada por la Directiva 2012/27/UE
- Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables
- Directiva 2004/8/CE relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y los servicios energéticos. Además de las directivas más destacadas porque afectan a la edificación consumidora del 40 % de la energía en Europa existen normas sobre eficiencia de distinta índole centradas en los electrodomésticos de consumo residencial y en la iluminación. Fue derogada por la Directiva 2012/27/UE
- Directiva 2003/66/CE respecto al etiquetado energético de frigoríficos, congeladores y aparatos combinados electrodomésticos
- Directiva 2002/40/CE relativa al etiquetado energético de los hornos eléctricos
- Directiva 2002/31/CE sobre el etiquetado energético de los acondicionadores de aire de uso doméstico
- Reglamento N°2422/2001 sobre el etiquetado de la eficiencia energética para los equipos ofimáticos
- El compromiso 20-20-20 para el 2020 acordado en la unión europea pretende que en el año propuesto se consiga ahorrar un 20 % del consumo de energía mediante una mayor eficiencia energética. En este acuerdo se quiere también reducir el 20 % de las emisiones de CO₂ (respecto a las emisiones de 1990) y producir el 20 % de la energía de forma renovable.

En cuanto a la Directiva europea de eficiencia energética 2010-31-UE, conocida como DEEE, deroga en parte a la pionera Directiva 2002/91/CE (Energy Performance of Buildings Directive) relativa a la eficiencia energética en los edificios. Pretende establecer un método de cálculo dentro de unos límites para el cálculo de la eficiencia energética en los edificios de nueva construcción y aquellos con reformas profundas de los estados miembros.

Tiene como objetivo fomentar la eficiencia energética de los edificios de la Unión Europea, teniendo en cuenta las condiciones climáticas exteriores y las particularidades locales, así como las exigencias ambientales interiores y la rentabilidad en términos de coste-eficacia.

Entre otros aspectos, dicha Directiva establece en su artículo 12 que los Estados miembros velarán por que se expida un certificado de eficiencia energética para los edificios o unidades de éstos que se construyan, vendan o alquilen a un nuevo arrendatario, y para los edificios en los que una autoridad pública ocupe una superficie útil total superior a 500 m² y que sean frecuentados habitualmente por el público. El 9 de julio de 2015, este umbral de 500 m² se reducirá a 250 m².

El certificado de eficiencia energética en los edificios provee a los propietarios y posibles inquilinos de una herramienta objetiva para evaluar el consumo energético del lugar donde va a realizar una actividad económica o donde va a habitar. Cada estado miembro ha adaptado según las características de su legislación y sus particularidades climáticas propias el desarrollo de la metodología del certificado de eficiencia energética

Marca unos requisitos mínimos en eficiencia energética en las instalaciones:

- Iluminación
- Producción de agua caliente sanitaria (ACS)
- Calefacción
- Refrigeración
- Ventilación

Esta directiva tiene en su interior una consecuencia muy relevante y es que a partir del 31 de diciembre de 2020 los edificios de nueva construcción deben ser de consumo de energía casi nulo, siendo obligatorio para edificios públicos a partir del 31 de diciembre de 2018.

La Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética establece un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética dentro de la Unión Europea para asegurar el objetivo principal de eficiencia energética de un 20 % de ahorro para 2020. La directiva establece unas medidas mínimas que cada Estado miembro desarrollará según sus propias circunstancias y leyes.

En España esta directiva se contiene en el Real Decreto 56/2016 de eficiencia energética y entró en vigor el 14 de febrero de 2016.

1.4.2 Marco normativo en España

En primer lugar, las leyes energéticas en nuestro país tienen como precedente la NBE-CT-79. (derogada). Las Normas Básicas de la Edificación (NBE) fueron en su día fundamentales para el desarrollo normativo de las edificaciones e instalaciones en nuestro país. La eficacia energética de los edificios dejaba mucho que desear, las prioridades energéticas estaban más enfocadas en la producción que en el ahorro de energía.

La Ley de Ordenación de la Edificación (LOE) estableció unos criterios mínimos de seguridad, funcionalidad, seguridad y habitabilidad. Fue el primer paso para la unificación, o al menos su intento, de las distintas normativas sobre la construcción de un edificio y no se considera un reglamento de eficiencia energética.

El Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), Real Decreto 1027/2007, comenzó a perfilar en las instalaciones de ACS y climatización parámetros de eficiencia, que no tenía soporte normativo en la legislación española, para evitar el despilfarro energético, fue la principal ley de eficiencia energética hasta hace muy poco.

La primera versión de la norma data de 1998 (Real Decreto 1751/1998), derogada por el Real Decreto 1027/2007 para ser finalmente incluido en el Código Técnico de la Edificación (CTE) como Sección HE-2 (rendimiento de las instalaciones térmicas) dentro de DB-HE. Este apartado es el reglamento de eficiencia energética para los edificios.

Desde hace ya unos años se ha incorporado una nueva filosofía para el cumplimiento de cualquier normativa. Existen dos formas diferentes de justificar sus requisitos (de eficiencia energética u otra normativa técnica moderna):

- Método Prescriptivo: El que se ha aplicado tradicionalmente, que consiste en la justificación estricta de los requisitos indicados en la norma. Limitado a la innovación, pero asegura cumplir los requisitos mínimos
- Método Prestacional: Adoptar soluciones diferentes a las detalladas en los reglamentos pero que proporcionan como mínimo iguales prestaciones. Está abierto a la innovación que requiere por parte de los técnicos una justificación documental, con un mayor esfuerzo y conocimiento de la materia

El Código Técnico de la Edificación (Real Decreto 314/2006) supuso un intento de unificar las normativas sobre la eficiencia energética en edificios consecuencia de la aplicación de la LOE. Provocó la derogación de las NBE y ha introducido numerosos aspectos para el ahorro y la eficiencia en la edificación. Consta de distintos documentos básicos o DB, siendo los más representativos para la eficiencia energética, se podría llamar como el CTE eficiencia energética:

- DB HE: Documento Básico de Ahorro de Energía.
- DB HS: Documento Básico de Salubridad

En cuanto al Documento Básico de Ahorro de Energía, se divide en los siguientes apartados:

- HE0 Limitación del consumo energético: el consumo energético de los edificios se limitará en función de la zona climática de su ubicación, el uso del edificio y, en el caso de edificios existentes, el alcance de la intervención. El consumo energético se satisfará, en gran medida, mediante el uso de energía procedente de fuentes renovables
- HE1 Condiciones para el control de la demanda energética: los edificios dispondrán de una envolvente térmica de características tales que limite las necesidades de energía primaria para alcanzar el bienestar térmico en función de la zona climática de su ubicación, del régimen de verano y de invierno, del uso del edificio y, en el caso de edificios existentes, del alcance de la intervención. Las características de los elementos de la envolvente térmica en función de su zona climática, serán tales que eviten las descompensaciones en la calidad térmica de los diferentes espacios habitables. Así mismo, las características de las particiones interiores limitarán la transferencia de calor entre unidades de uso, y entre las unidades de uso y las zonas comunes del edificio. Se limitarán los riesgos debidos a procesos que produzcan una merma significativa de las prestaciones térmicas o de la vida útil de los elementos que componen la envolvente térmica, tales como las condensaciones
- HE2 Condiciones de las instalaciones térmicas: las instalaciones térmicas de las que dispongan los edificios serán apropiadas para lograr el bienestar térmico de sus ocupantes. Esta exigencia se desarrolla actualmente en el vigente Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), y su aplicación quedará definida en el proyecto del edificio
- HE3 Condiciones de las instalaciones de iluminación: los edificios dispondrán de instalaciones de iluminación adecuadas a las necesidades de sus usuarios y a la vez eficaces energéticamente, disponiendo de un sistema de control que permita ajustar su funcionamiento a la ocupación real de la zona, así como de un sistema de regulación que optimice el aprovechamiento de la luz natural en las zonas que reúnan unas determinadas condiciones
- HE4 Contribución mínima de energía renovable para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria: Los edificios satisfarán sus necesidades de ACS y de climatización de piscina cubierta empleando en gran medida energía procedente de fuentes renovables o procesos de cogeneración renovables; bien generada en el propio edificio o bien a través de la conexión a un sistema urbano de calefacción
- HE5 Generación mínima de energía eléctrica: En los edificios con elevado consumo de energía eléctrica se incorporarán sistemas de generación de energía eléctrica procedente de fuentes renovables para uso propio o suministro a la red

En cuanto al Real Decreto 56/2016, transpone la Directiva 2012/27/UE en lo que se refiere a auditorías energéticas y a la acreditación de proveedores de servicios energéticos y auditores. Son las denominadas empresas energéticas en España las que necesitan de sus servicios para mejorar su eficiencia energética.

Entre otras cuestiones, esta directiva obliga a la presentación de auditorías energéticas a empresas de cierta entidad y regula quien puede realizarlas (empresas de servicios energéticos).

Una auditoría energética establece unas pautas de consumo y comportamiento energético para las empresas. Se encarga de la eficiencia energética en la industria y es fundamental para que España sea competitiva en un mercado tal global como el actual.

La legislación europea obliga a que para el año 2020 se debe ahorrar un 20 % en consumo de energía primaria y los edificios que se construyan a partir de esa fecha sean de emisión casi nula.

Se ha puesto especial atención en el ahorro energético para edificios públicos. El plazo para cumplir esta exigencia de ahorro se adelanta para finales de 2017, unos 2 años antes que el resto.

Los esfuerzos en estos últimos años son consecuencia de esta imposición de la Unión Europea, que en materia de energía ha detectado el grave problema de dependencia energética exterior que sufre. La eficiencia energética en los edificios públicos ha sido el primer paso que han tomado las instituciones europeas para intentar impulsar al sector.

En España existe desde 2014 el Real Decreto 163/2014 por el que se crea el registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono, dentro del esfuerzo realizado por Europa para el año 2020.

Otras leyes importantes son:

- La Ley 54/1997, de 27 de noviembre, regulaba el Sector Eléctrico en España
- El Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración
- El Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- El Real Decreto 1890/2008 es el Reglamento de Eficiencia Energética en Instalaciones de Alumbrado Exterior y sus Instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07
- El Real Decreto 187/2011 es el Reglamento Relativo al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía.

2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

2.1 Introducción

En su estado actual el sistema eléctrico se basa en grandes centrales que centralizan la producción, basadas en tecnologías que emplean combustibles fósiles, energía nuclear y energías renovables. Estas centrales son excelentes a escala de rendimientos económicos, pero transmiten la electricidad normalmente a muy grandes distancias y el rendimiento energético y medioambiental es bajo.

El requisito de una mayor presencia de fuentes renovables, no obstante, va a exigir abrir el sistema considerablemente a otros paradigmas de generación, como son la distribuida. Igualmente, en regiones donde las grandes infraestructuras de transporte y distribución de electricidad no están presentes veremos probablemente un modelo de electrificación muy diferente al existente en el actual mundo desarrollado.

En la última década, España ha dado los primeros pasos hacia un nuevo modelo energético. Se trata del autoconsumo de energía eléctrica, un planteamiento que permite a los consumidores producir parte de la electricidad que emplean en sus hogares o negocios siempre y cuando la electricidad producida solo la utilicen ellos mismos. Esto supone una evolución radical desde el modelo actual de generación centralizada (la energía se produce en grandes plantas y recorre largas distancias hasta consumirla) a la generación distribuida (la electricidad se produce en muchas centrales pequeñas situadas muy cerca de donde se consume).

La generación distribuida, por tanto, da lugar a una reducción de la energía que se pierde en la red de transporte de energía eléctrica ya que la electricidad se genera muy cerca de donde se consume, a veces incluso en el mismo edificio. Esto hace que también se reduzcan el tamaño y número de las líneas eléctricas que deben construirse y mantenerse en óptimas condiciones.

Los sistemas de Generación Distribuida (DG) tienen muchas ventajas, incluyendo certidumbre muy alta de suministro, generación de energía de alta eficiencia y alta adaptabilidad a los cambios en la demanda (tanto diaria como anual). Los sistemas DG se pueden comparar en su esencia y modo de funcionamiento a Internet o redes móviles.

La generación distribuida y las fuentes de energía renovables en todo el mundo y en Europa han suscitado un interés considerable y se consideran esenciales en vista de dos objetivos políticos:

- Aumentar la seguridad energética reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles importados como el petróleo, el Gas Natural y el carbón
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente dióxido de carbono por la quema de combustibles fósiles

2.2 Características de la generación distribuida

La generación distribuida, también conocida como generación in-situ, generación embebida, generación descentralizada, generación dispersa o energía distribuida, consiste en la generación de energía eléctrica mediante muchas pequeñas fuentes de generación que se instalan cerca de los puntos de consumo. La generación distribuida se basa en la cooperación entre esta microgeneración y la generación de las centrales convencionales.

Esta distribución hace que la generación sea más equilibrada, y que la población no dependa tanto de las grandes centrales. Además, la microgeneración implica el uso de las energías renovables, lo que contribuye a reducir las emisiones de CO₂.

Las características principales de la generación distribuida son:

- Reduce las pérdidas en la red eléctrica: estar más cerca del consumidor supone que las redes de transporte sean más cortas, por lo tanto, se reducen las pérdidas de energía en el transporte de la electricidad desde la generación hasta el consumidor

- Mejora la fiabilidad y la calidad del sistema eléctrico: como hay pequeñas fuentes de generación (microgeneración), repartidas por el territorio, el fallo de una de las fuentes no supone un grave problema para el sistema eléctrico
- Potencias reducidas: las unidades de microgeneración suelen tener potencias inferiores a 3 kW aunque en general se suele decir que no sobrepasan los 10 kW de potencia instalada
- Energías renovables: en la generación distribuida está muy presente las energías renovables, ya que son las más adecuadas para ubicarse cerca de los puntos de consumo

Debido a que la generación distribuida (GD) se conecta a la red de distribución, cada vez se están dedicando más esfuerzos al estudio del impacto que ocasiona la generación distribuida en las redes de distribución a las cuales se conecta. Los estudios más importantes se centran en:

- Incentivos a las tecnologías de GD para su desarrollo (mecanismos regulatorios: primas, tarifas, certificados verdes, etc.)
- Las nuevas inversiones y la planificación de la distribución teniendo en cuenta la GD
- Las potencias de cortocircuito en la red con GD
- Los servicios complementarios en la red con GD (regulación frecuencia - potencia, black start, control tensión - reactiva)
- Las pérdidas en la red con GD
- La operación y explotación de red con GD
- La seguridad del personal de mantenimiento con GD

Los sistemas de generación distribuida pueden incluir los siguientes dispositivos o tecnologías:

- Cogeneración
- Micro-cogeneración
- Pila de combustible
- Microturbinas
- Energía solar fotovoltaica
- Motores de combustión interna
- Pequeños sistemas de energía eólica

El problema principal radica en que estos generadores son todavía caros de instalar y poner en marcha.

A continuación, se muestran las ventajas y desventajas que presenta la generación distribuida:

Ventajas

- Ayuda a la conservación del medio ambiente al utilizar fuentes de energía renovables
- Descongestionan los sistemas de transporte de energía
- Aplazan la necesidad de readecuación de los sistemas de transmisión
- Ayuda al suministro de energía en periodos de gran demanda
- Mejora la fiabilidad del sistema
- Mejora la calidad del servicio eléctrico
- Evita costos de inversión en transmisión y distribución

Desventajas

- Existe aspectos relacionados con las fluctuaciones de voltaje que afecta a los consumidores vecinos
- Requiere un sistema de adquisición de datos más complejo

- Alto coste de inversión inicial
- La falta de estándares para la conexión de pequeños generadores impide su desarrollo

En conclusión, gracias a los avances tecnológicos y la economía de escala, se ha desarrollado un pequeño mercado de autoconsumo instantáneo enfocado en industrias y comercios, que han conseguido reducir sus facturas energéticas y mejorar su competitividad. La generación distribuida en los últimos años ha ganado importancia como una solución económicamente viable para instalaciones de pequeña potencia, especialmente como fuente de energía para ubicaciones distantes y sin la posibilidad de conectarse a la red.

2.3 Microredes

Varios factores como el cambio climático, el incremento en el costo del combustible y la era de la tecnología digital han llevado a la transformación de la red convencional en una red inteligente, a una mayor implementación de la generación distribuida.

Tener distribuida la generación reduce pérdidas en la red y descarga la red de transporte, y como hay pequeñas fuentes de generación (microgeneración) repartidas por el territorio, el fallo de una de las fuentes no supone un grave problema para el sistema eléctrico, por lo cual mejora la fiabilidad, calidad y seguridad del sistema eléctrico. La generación distribuida tiene como pilar básico las energías renovables y sistemas avanzados de automatización y control, y se establece como una parte fundamental en las microrredes eléctricas, que integran la red eléctrica de manera inteligente con las acciones de los usuarios que se encuentran conectados a ella (generadores, consumidores y aquellos que son ambas cosas a la vez), con el fin de conseguir un suministro eléctrico eficiente, seguro y sostenible.

Estas microrredes utilizan equipos y servicios innovadores, junto con nuevas tecnologías de comunicación, control, monitorización y autodiagnóstico, que ayudarán a conseguir los siguientes objetivos:

- Robustecer y automatizar la red, mejorando la operación de la red, los índices de calidad y las pérdidas en la misma
- Optimizar la conexión de las zonas con fuentes de energía renovable, optimizando las capacidades de conexión y minimizando el coste de conexión de éstas
- Desarrollar arquitecturas de generación descentralizadas, permitiendo el funcionamiento de instalaciones de menor tamaño (Generación distribuida) en armonía con el sistema
- Mejorar la integración de la generación intermitente y de nuevas tecnologías de almacenamiento
- Avanzar en el desarrollo del mercado de la electricidad, posibilitando nuevas funcionalidades y servicios a los comercializadores y a millones de consumidores en el mercado
- Gestión activa de la demanda, permitiendo que los consumidores gestionen de manera más eficiente sus consumos y mejorando la eficiencia energética
- Posibilitar la penetración del vehículo eléctrico, acomodando estas nuevas cargas móviles y dispersas a la red, minimizando el desarrollo de nueva infraestructura y habilitando las funcionalidades de almacenamiento de energía que poseen

Entre todas las topologías de microrredes, el sistema de cogeneración o combinación de calor y energía (CHP) es el mejor mecanismo que puede ayudar a lograr los objetivos de GD.

3 COGENERACIÓN

3.1 Sistemas CHP

La cogeneración o combinación de calor y energía (CHP) no es nueva, pues esta tecnología se empezó a utilizar en plantas industriales a principios de la década de 1880, cuando el vapor era la principal fuente de energía. Sin embargo, su aplicación en edificios tanto de tipo residencial como terciarios ha tenido un gran auge en los últimos años debido al desarrollo energético.

La generación de electricidad en las plantas eléctricas convencionales es un proceso con una baja eficiencia ya que se convierte aproximadamente una tercera parte de la energía del combustible. Además, el calor generado en dicho proceso de producción de electricidad no se suele aprovechar, siendo liberado directamente a la atmósfera y desechando grandes cantidades de energía. Este calor no solo es energía perdida, sino que contribuye con la contaminación y el calentamiento global si no es tratado previo a su liberación.

La cogeneración (CHP) se define como la unidad de generación de energía que produce simultáneamente electricidad y energía térmica a partir de una sola fuente de combustible. Los sistemas integrados CHP tienen una eficiencia global mayor que los sistemas tradicionales y constituyen una importante alternativa de futuro en la edificación.

Las nuevas tecnologías de cogeneración dan la alternativa de aprovechar y reutilizar el calor producido en sistemas de calefacción y refrigeración, utilizando una sola fuente de combustible (por ejemplo, Gas Natural). La utilización del calor residual permite alcanzar grandes eficiencias.

Hoy en día los sistemas CHP alcanzan gran parte de su ahorro, y de ahí su potencial atractivo, gracias a un modelo de balance neto mediante el cual se vierte a la red eléctrica los excedentes de la producción en caso de ser mayor que la potencia demandada. Una de sus ventajas es su simple configuración. Si en la red no existe una gran cantidad de sistemas CHP (lo cual es impensable actualmente), no será necesario hacer grandes cambios en la red eléctrica. Sin embargo, los operadores de la red podrían tener que compensar a quien añade potencia eléctrica a sus redes (dependiendo de las normas del país), lo cual produce inconvenientes técnicos y administrativos. Sin embargo, los efectos adversos que puedan producirse en las redes por la adición de sistemas CHP es de momento inapreciable, hasta que no exista una cantidad considerable de ellos como para que puedan producirse daños.

En conclusión, dado que la cogeneración puede producir dos formas de energía en un solo proceso, pueden proporcionar un ahorro sustancial de energía en relación con las tecnologías convencionales de generación de energía eléctrica y térmica por separado. Por lo tanto, es muy probable que el sistema de cogeneración sea competitivo con las tecnologías convencionales ya que es relativamente económico con muchos beneficios.

Algunas de los beneficios directos que los sistemas de cogeneración presentan son:

- Reducción de los costes relacionados con la energía, proporcionando ahorros directos en los costes
- Mayor confiabilidad y menor riesgo de cortes de energía debido a la adición de una fuente de alimentación
- Aumento de la competitividad económica debido al menor coste de las operaciones

Además de estos beneficios directos, la industria eléctrica, los clientes de electricidad y la sociedad, en general, obtienen beneficios del despliegue de CHP, que incluyen:

- Aumento de la eficiencia energética: proporciona servicios de energía útiles a instalaciones con menos aporte de energía primaria
- Valor de desarrollo económico: permite que las empresas sean más competitivas económicamente en un mercado global, manteniendo así el empleo local y la salud económica
- Reducción de las emisiones que contribuyen al calentamiento global: una mayor eficiencia en el uso de energía permite a las instalaciones alcanzar los mismos niveles de producción o actividad

comercial con niveles más bajos de combustión de combustibles fósiles y menores emisiones de dióxido de carbono

- Emisiones reducidas de contaminantes atmosféricos de criterio: los sistemas CHP pueden reducir las emisiones atmosféricas de monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x) y dióxido de azufre (SO₂), especialmente cuando los equipos CHP de última generación reemplazan calderas obsoletas e ineficientes en el sitio
- Mayor confiabilidad y soporte de red para el sistema de servicios públicos y los clientes en general
- Adecuación de recursos: reducción de la necesidad de construcción de infraestructura de transmisión y central eléctrica regional (generación de electricidad cercano al punto de consumo)

El siguiente esquema muestra con un ejemplo lo desarrollado anteriormente, la diferencia entre la producción de energía por cogeneración y la producción de energía tradicional:

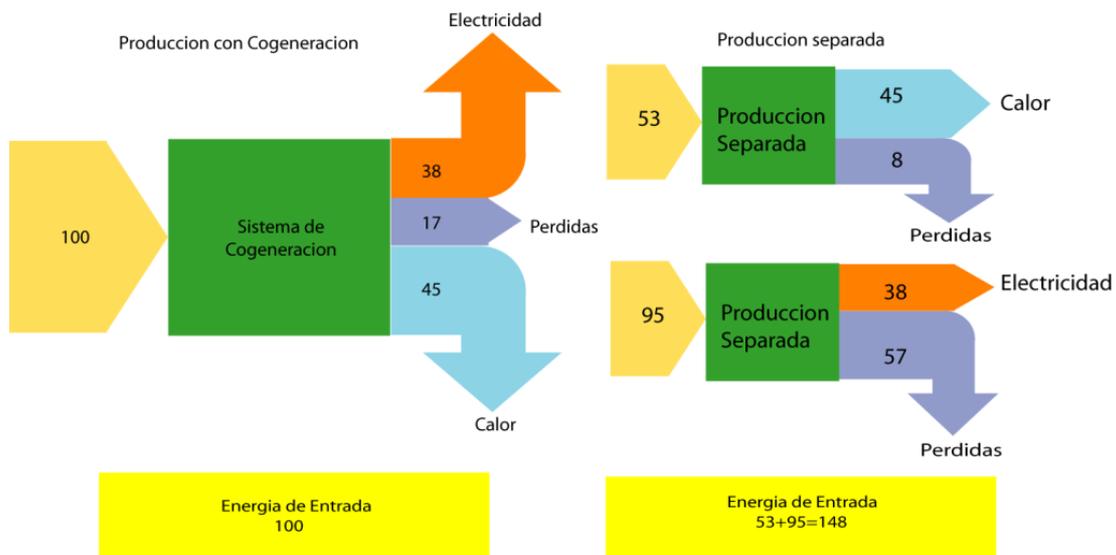


Figura 4: Comparación de la producción por cogeneración con la generación tradicional. Fuente: [4]

3.2 Tipos de combustibles

Hay muchos tipos de combustibles que pueden ser considerados para este tipo de sistemas. La elección de un tipo de combustible u otro está ligado a los siguientes factores: costes, efectos ambientales, facilidad de transporte y almacenamiento, mantenimiento y período de vida útil.

La mayoría de los sistemas de cogeneración usan Gas Natural como combustible debido a que es consumido de forma fácil y limpia, es más barato que otros combustibles, está ampliamente disponible y se transporta fácilmente a través de tuberías.

3.3 Micro-cogeneración

Según la directiva 2004/8/CE se denomina cogeneración de pequeña escala a la de potencia eléctrica inferior a 1 MW eléctrico y micro-cogeneración cuando la potencia instalada es inferior a 50 kW eléctricos.

Se define la micro-cogeneración, al igual que la cogeneración, como la producción combinada de energía eléctrica y energía térmica, a partir de un solo tipo de combustible. Las tecnologías aplicadas tanto en cogeneración como en micro-cogeneración son las mismas.

Actualmente ya no existen grandes diferencias de eficiencia entre la generación a pequeña y gran escala. Si además se aprovecha el calor residual generado, la eficiencia global es aún mayor. Además, por su pequeño tamaño pueden estar situadas cerca de los puntos de consumo, por lo que se eliminan las pérdidas energéticas

de la transmisión y distribución.

En muchos casos, los sistemas CHP y micro-CHP generan electricidad principalmente, siendo el calor residual el subproducto, aunque puede darse al revés. Si se usan principalmente para la producción de calor en circunstancias de fluctuación de la demanda eléctrica, los sistemas CHP generaran frecuentemente más electricidad de la demandada.

Por un lado, la energía eléctrica generada se puede aportar a la red eléctrica y/o utilizarla en forma de autoconsumo mientras que, por otro lado, la energía térmica se puede utilizar para calefacción, preparación de agua caliente sanitaria o para la generación de frío mediante enfriadoras por absorción, entre otros.

En la generación de energía mediante cogeneración, se pueden lograr ahorros de energía primaria de más del 25 % en comparación con los sistemas de generación tradicional.

Como ventajas operativas respecto a soluciones convencionales, la micro-cogeneración ocupa espacios reducidos y modulares y no ocupa espacios arquitectónicos que pueden ser utilizados para otros fines. También pudieran utilizarse en caso de emergencia como equipos electrógenos en caso de fallo de suministro de la red. Además, el hecho de que se puedan instalar varios módulos compactos en paralelo permite ajustarse a las variaciones de demanda de manera más flexible.

Con la micro-cogeneración se consigue además independencia del suministro eléctrico externo, necesitando tan sólo el acceso al combustible necesario para la generación eléctrica, que se produce únicamente cuando las necesidades de iluminación y alimentación de aparatos eléctricos lo requieren.

Aunque las instalaciones de micro-cogeneración existen en el mercado desde hace tiempo, su implantación varía dependiendo del desarrollo tecnológico y social.

En resumen, los equipos de micro-cogeneración permiten ahorrar energía y costes de manera sencilla en las instalaciones térmicas de prácticamente cualquier edificio y en muchas pequeñas y medianas industrias. Esto es así debido a la recuperación del calor. El valor de esta electricidad, que se consume localmente o se exporta a la red, compensa buena parte de los costes de operación y mantenimiento haciendo que el calor se obtenga a muy bajo precio. La micro-cogeneración presenta ventajas tanto para el usuario como para la comunidad y el medio ambiente.

Ventajas para el usuario:

- Costes de electricidad y gastos de calefacción más bajos
- Menores costes de operación
- Gran rendimiento energético
- Absoluta fiabilidad de suministro
- Suministro eléctrico independiente de la fuente de suministro público

Ventajas para la comunidad y el medio ambiente:

- Ahorros en energía primaria
- Producción de energía respetuosa con el medio ambiente
- Emisiones más bajas de gases efecto invernadero (CO₂)
- Excelente biodegradabilidad del combustible

3.4 Tecnologías de micro-cogeneración

Los sistemas CHP consisten en una serie de componentes individuales: motor primario (motor térmico), generador, recuperación de calor e interconexión eléctrica, configurados en un todo integrado. El tipo de equipo que impulsa el sistema en general (es decir, el motor principal) generalmente identifica el sistema CHP. Algunas de las tecnologías de motor principal más destacadas son:

Motores de combustión interna:

La madurez y los altos niveles de producción hacen que los motores alternativos sean una opción confiable de bajo coste. Las características de calor de escape de los motores alternativos los hacen ideales para producir agua caliente.

Ventajas:

- Alta eficiencia energética con flexibilidad operativa de carga parcial
- Arranque rápido
- Costo de inversión relativamente bajo
- Tiene buena capacidad de seguimiento de carga
- Se puede revisar en el sitio con operadores normales
- Opera con gas a baja presión

Desventajas:

- Altos costos de mantenimiento
- Limitado a aplicaciones de cogeneración a baja temperatura
- Emisiones al aire relativamente altas
- Debe enfriarse incluso si no se utiliza el calor recuperado
- Altos niveles de ruido

Turbinas de gas:

Las turbinas de gas pueden fabricarse en una amplia gama de tamaños, desde microturbinas hasta turbinas de bastidor muy grandes utilizadas para la generación de energía de la estación central. Para las aplicaciones CHP, su rango de aplicación más económico es en tamaños superiores a 5 MW con tamaños que van desde los cientos de megavatios. El calor a alta temperatura del escape de la turbina se puede utilizar para producir vapor a alta presión, lo que hace que los sistemas CHP de turbina de gas sean muy atractivos para las industrias de procesos.

Ventajas:

- Alta fiabilidad
- Bajas emisiones
- Calor de alto grado disponible
- No requiere enfriamiento

Desventajas:

- Requiere gas de alta presión o compresor de gas interno
- Poca eficiencia a baja carga
- La producción cae a medida que aumenta la temperatura ambiente

Turbinas de vapor:

Hoy en día se utilizan principalmente para sistemas que coinciden con calderas de combustible sólido, calor residual industrial o el calor residual de una turbina de gas (lo que hace que sea un ciclo combinado). Las turbinas de vapor ofrecen una amplia gama de diseños y complejidad para adaptarse a la aplicación deseada y/o especificaciones de rendimiento que van desde contrapresión de una etapa o turbinas de condensación para rangos de baja potencia hasta turbinas complejas de múltiples etapas para rangos de potencia más altos.

Ventajas:

- Alta eficiencia en general
- Se puede acoplar a calderas que queman una variedad de combustibles gaseosos, líquidos o sólidos

- Capacidad para cumplir con varios requisitos de calor
- Larga vida útil y alta fiabilidad
- La relación potencia/calor puede variar

Desventajas:

- Arranque lento
- Muy baja relación potencia/calor
- Requiere una caldera u otra fuente de vapor

Microturbinas:

Son turbinas de gas muy pequeñas. Las microturbinas son de combustión limpia, mecánicamente simples y muy compactas. Hoy, después de un período de consolidación del mercado, hay dos fabricantes en los EEUU que ofrecen sistemas comerciales para el uso de CHP con capacidades que van desde 30-250 kW para sistemas de turbinas individuales con paquetes de turbinas múltiples disponibles hasta 1000 kW.

Ventajas:

- Pequeño número de partes móviles
- Tamaño compacto y peso ligero
- Bajas emisiones
- No requiere enfriamiento

Desventajas:

- Altos precios
- Relativamente baja eficiencia mecánica
- Limitado a aplicaciones de cogeneración a baja temperatura

Pilas de combustible:

Las pilas de combustible utilizan un proceso electroquímico o similar a una batería para convertir la energía química del Hidrógeno en agua y electricidad. En aplicaciones CHP, el calor generalmente se recupera en forma de agua caliente o vapor a baja presión y la calidad del calor depende del tipo de celda de combustible y su temperatura de funcionamiento. Las pilas de combustible usan Hidrógeno, que puede obtenerse a partir de Gas Natural, gas de carbón, metanol y otros combustibles de hidrocarburos. Las pilas de combustible se caracterizan por el tipo de proceso electroquímico utilizado, y hay varios tipos competidores, ácido fosfórico (PAFC), membrana de intercambio de protones (PEMFC), carbonato fundido (MCFC), óxido sólido (SOFC) y alcalino (AFC). Los costes de capital de las pilas de combustible siguen siendo altos debido a los métodos de producción personalizados de bajo volumen, pero siguen teniendo demanda de aplicaciones CHP debido a sus bajas emisiones al aire, bajo nivel de ruido y generosos subsidios de mercado.

Ventajas:

- Bajas emisiones y bajo ruido
- Alta eficiencia sobre rango de carga
- Diseño modular

Desventajas:

- Altos precios
- Los combustibles requieren procesamiento a menos que se use Hidrógeno puro
- Sensible a las impurezas del combustible
- Baja densidad de potencia

Las cinco tecnologías descritas representan el 97 % de los proyectos de CHP que se implementan hoy y el 99

% por ciento de la capacidad eléctrica total instalada de CHP. Todas las tecnologías convierten un combustible en energía eléctrica. La energía en el combustible que no se convierte en electricidad se libera como calor.

Todas las tecnologías, excepto las pilas de combustible, son una clase de tecnologías conocidas como motores térmicos. Los motores térmicos queman el combustible para producir calor, y una parte de ese calor se utiliza para producir electricidad mientras el calor restante se agota del proceso. Las pilas de combustible convierten la energía del combustible en electricidad electroquímicamente.

Las tecnologías disponibles más relevantes se muestran en la siguiente imagen:

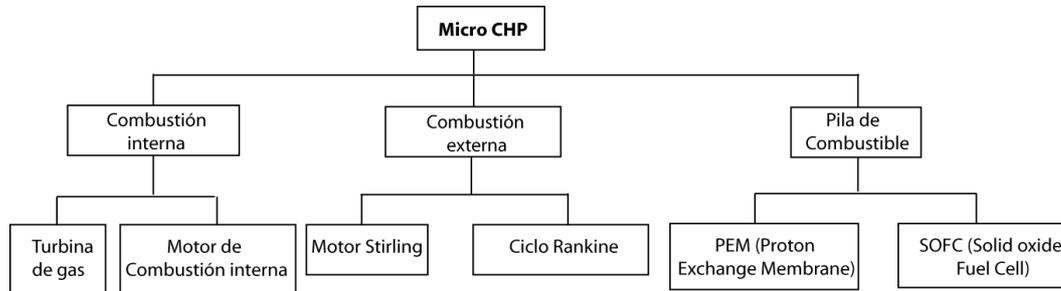


Figura 5: Principales tecnologías de micro-cogeneración. Fuente: [4]

Tecnologías como la cogeneración basada en pilas de combustible y motores son prometedoras para la cogeneración a pequeña escala para edificios residenciales y comerciales.

3.5 Parámetros de cogeneración

Los parámetros de rendimiento del sistema de cogeneración se clasifican en dos partes, que son características de los candidatos de cogeneración y parámetros de rendimiento de la planta de cogeneración.

Las demandas térmicas pueden ser cumplidas por los generadores. Por lo tanto, en el primer paso del desarrollo del sistema de cogeneración, se debe determinar la compatibilidad de cualquier sistema térmico existente con la instalación de cogeneración propuesta. En segundo lugar, debe reconocerse un factor de carga eléctrica razonablemente elevado o las horas de funcionamiento del sistema de cogeneración. Esto significa que la duración del consumo de electricidad y calor debe reconocerse bien para que el tamaño del sistema de cogeneración desarrollado valga tanto para satisfacer las demandas eléctricas como térmicas. En tercer lugar, un candidato del sistema de cogeneración debe tener perfiles de demanda de energía eléctrica y térmica bastante constantes y coincidentes. Además, debe evitarse una parte de la operación de carga de la planta de cogeneración porque tendrá un impacto negativo en la viabilidad económica del proyecto de cogeneración.

Hay varios parámetros del sistema de cogeneración que deben considerarse antes de realizar cualquier análisis económico, que son la relación calor/potencia, la calidad de la energía térmica necesaria, los patrones de demanda de energía eléctrica y térmica, la disponibilidad de combustible, la confiabilidad requerida del sistema, las regulaciones ambientales locales, la dependencia de la red eléctrica local y la opción de exportar el exceso de electricidad a la red o al tercero.

4 HIDRÓGENO

4.1 Introducción

El Hidrógeno, con símbolo H, es el elemento químico más ligero y su número atómico es igual a la unidad, es inflamable, incoloro e inodoro y se comporta como un gas diatómico en condiciones normales de presión y temperatura.

El Hidrógeno es el elemento más simple de la tabla periódica y el más abundante en el universo. Sin embargo, éste tan sólo se encuentra combinado con otros elementos en la naturaleza, como pueden ser el Oxígeno, formando así el agua (H_2O), o compuestos orgánicos, formando así los hidrocarburos que hoy en día componen los combustibles más usados (gasolina, propano, metanol, Gas Natural).

El Hidrógeno almacena hasta el triple de energía por unidad de masa que el resto de combustibles, sin embargo, al poseer una densidad muy baja, la energía por unidad de volumen es muy pequeña, por lo que presenta algunos problemas en sus etapas de almacenamiento, transporte y distribución.

La siguiente Figura muestra las propiedades del Hidrógeno y su comparación con otros combustibles.

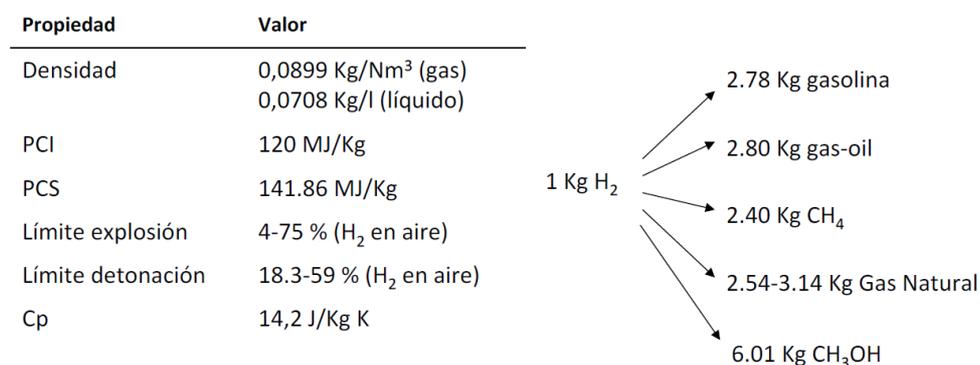


Figura 6: Propiedades del Hidrógeno. Fuente: [10]

Debido a que el Hidrógeno no se encuentra de forma aislada en la naturaleza, es preciso obtenerlo por medio de distintos métodos. El Hidrógeno puede ser producido de varias formas:

- Combustibles fósiles y gaseosos (reformado): aplicación de calor para la disociación de dichos elementos. La mayor parte del Hidrógeno producido actualmente en el mundo procede del reformado del Gas Natural. El Hidrógeno procedente del reformado del Gas Natural se conoce como Hidrógeno gris
- Electricidad (electrólisis): aporte de corriente eléctrica a una cierta cantidad de agua para separarla en Hidrógeno y Oxígeno. Este método presenta como ventaja esencial que no produce ningún residuo contaminante y prescinde del uso de combustibles fósiles los cuáles están condenados a agotarse en un corto periodo de tiempo. El Hidrógeno procedente de la electrólisis se conoce como Hidrógeno verde
- Biológicamente

Una vez se ha obtenido el Hidrógeno, tenemos varias opciones para su aprovechamiento. Una de ellas es producir su combustión en un motor de combustión de Hidrógeno, y otra opción es volver a producir energía eléctrica introduciendo el Hidrógeno en una pila de combustible, la cual invierte el proceso ocurrido en el electrolizador, es decir, mediante las moléculas de Hidrógeno y Oxígeno por separado, se pueden combinar para convertir la energía química del Hidrógeno en energía eléctrica.

Puede almacenarse como gas a presión y como líquido o distribuirse mediante gasoductos, por lo que se considera que puede reemplazar al Gas Natural a medio-largo plazo.

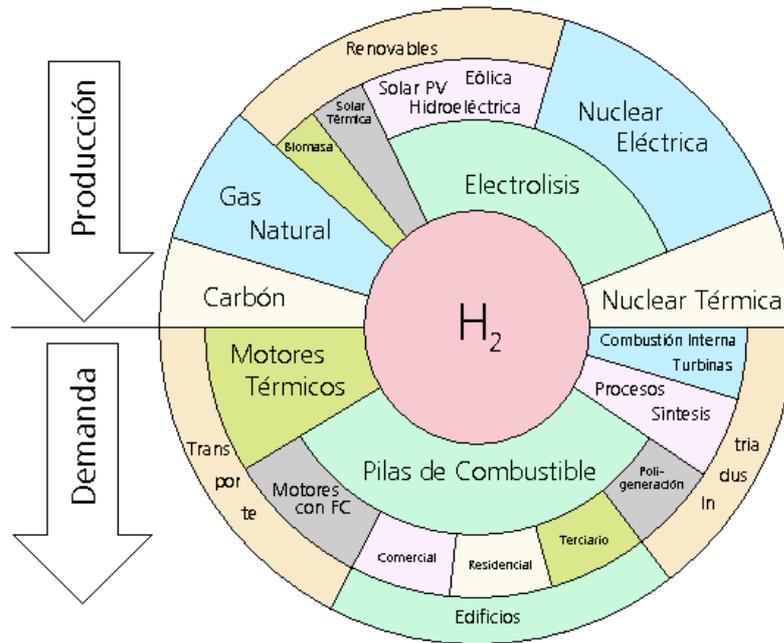


Figura 7: Producción y demanda del Hidrógeno. Fuente: [10]

Algunas de las ventajas que presenta el Hidrógeno son:

- Combustible sin C para automoción
- Único que cumple 120 g CO₂/km
- Obtenible de diversas fuentes
- Útil para amplio rango de aplicaciones
- Complementario a la energía eléctrica
- Desacopla la producción de la demanda
- Sin ser un recurso energético, es útil en el transporte y almacenamiento de energía

Centrándonos en las características que definen al Hidrógeno, una de las principales ventajas es que se puede convertir directamente en energía eléctrica, sin necesidad de utilización de un ciclo de potencia intermedio. Debido a que no se posee este ciclo termodinámico intermedio se pueden alcanzar rendimientos energéticos muy altos, ya que el proceso no está limitado por el rendimiento del ciclo de Carnot.

El Hidrógeno puede ayudar al desarrollo de las fuentes de energía renovables y sostenibles, constituyendo un medio eficaz para el almacenaje, la distribución y la conversión. Asimismo, puede contribuir a aumentar el papel de las energías renovables en el suministro de combustibles limpios para el transporte.

En definitiva, el Hidrógeno puede jugar un papel importante en la reducción de la dependencia energética en el caso en el que la energía esté producida por medios alternativos a los combustibles convencionales. Por ello el uso de las tecnologías del Hidrógeno puede contribuir a mejorar la seguridad de abastecimiento y a la diversificación energética.

4.2 Producción del Hidrógeno

La producción de Hidrógeno consiste en la obtención de este elemento mediante el uso de algún método y a partir de alguna de las sustancias mencionadas anteriormente, las cuales pueden ser agua, hidrocarburos o biomasa.

Los métodos más comunes de producción de Hidrógeno son a partir de hidrocarburos como a partir de agua,

es decir, mediante reformado de combustible y mediante electrólisis.

4.2.1 Reformado de combustibles

La obtención del Hidrógeno mediante reformado puede ser a través de reformado de sólidos (carbón o biomasa), líquidos (GLP, gasolinas, metanol-diesel o naftas) o gases (Gas Natural o etanol).

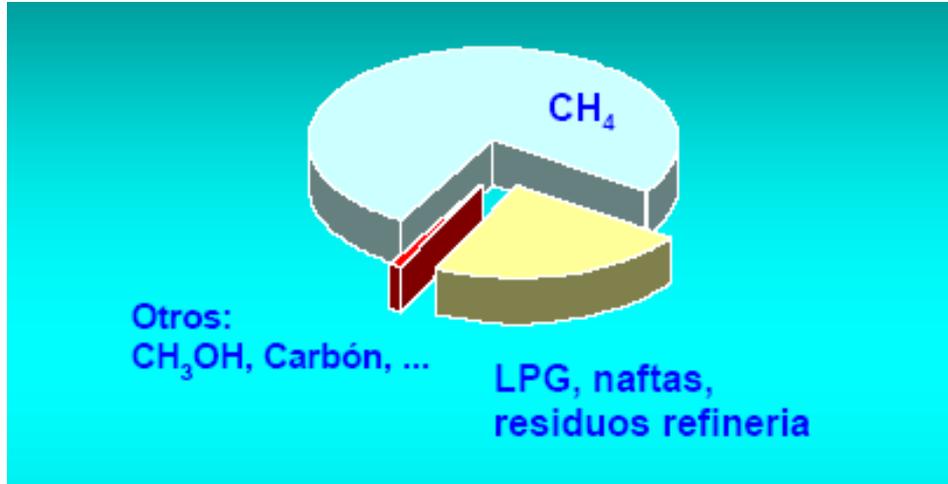


Figura 8: Obtención del Hidrógeno mediante reformado de combustibles. Fuente: [10]

A continuación, se muestra un esquema básico del reformado:

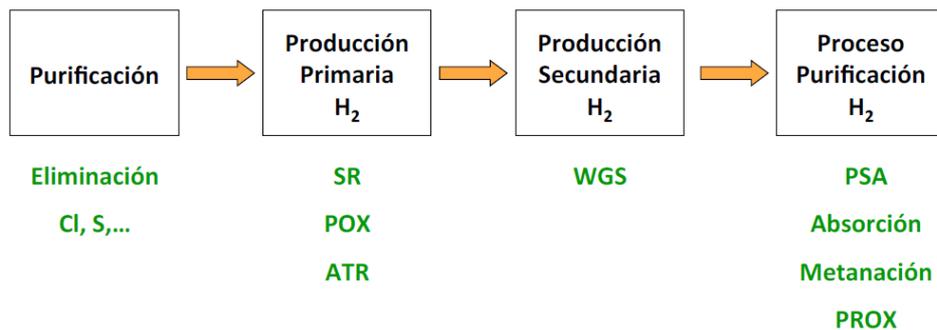


Figura 9: Esquema básico del reformado de combustibles. Fuente: [10]

El primer paso es el de purificación, es decir, se eliminan sustancias indeseables de los combustibles las cuales no se pueden aprovechar e incluso pueden dañar los equipos o contaminar el medio ambiente, tales como el cloro o el azufre.

Tras esto, se realiza la producción primaria de Hidrógeno donde se obtiene la mayor parte del Hidrógeno que posee el hidrocarburo.

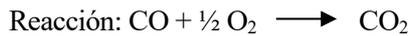
Una vez realizada la producción primaria, se intenta obtener el resto del Hidrógeno que posee el combustible mediante la producción secundaria, en la cual mediante la aplicación de más temperatura a los hidrocarburos resultados de la producción primaria se consigue obtener el Hidrógeno restante.

Por último, se realiza la purificación del Hidrógeno ya que las pilas de combustible necesitan que el Hidrógeno con el que se les vaya a alimentar tenga bajos niveles de CO, lo que se obtiene sometiendo al Hidrógeno a altas temperaturas y haciéndolo pasar por alguno de los procesos que se detallarán más adelante.

Las principales técnicas de purificación son:

Oxidación preferencial (PROX)

Si el dispositivo va a ser alimentado con H₂ necesita que el combustible contenga concentraciones de CO del orden de ppb, se necesita oxidar el monóxido. Se usa un reactor adiabático con temperatura de entrada de 100 °C. Los catalizadores empleados son Pt y Ru.



Desulfuración

Es un proceso catalítico con temperaturas del proceso comprendidas entre 420 °C y 450 °C. Los catalizadores usados son Co-Mo, Ni-Mo o Ni-W en alumina.

Los problemas de esta técnica es el tamaño del lecho desulfurador, el peso y la complejidad.

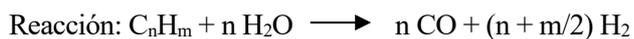
Las principales técnicas de producción primaria son:

Reformado con vapor (SR)

El reformado con vapor se utiliza mayoritariamente con Gas Natural (metano) aunque también se puede alimentar este proceso con gas licuado del petróleo. Es el método más usado para la producción de Hidrógeno, de hecho, el 90 % de la producción mundial de Hidrógeno se realiza a través del reformado de metano con vapor.

En el reformado, se utiliza una corriente de vapor de agua a alta temperatura (600 °C 900 °C) para hacerlo reaccionar con el metano a una presión moderada en presencia de un catalizador para así producir Hidrógeno. Los catalizadores tienen que ser estables a alta presión y temperatura, con gran capacidad de activación del reformado, resistentes a venenos y económicos.

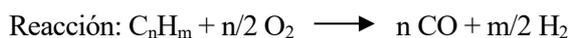
En este proceso se utiliza parte del combustible para generar el calor que precisan las reacciones del reformado, ya que éstas son reacciones endotérmicas.



Oxidación Parcial (POX)

En la oxidación parcial, el metano y otros hidrocarburos en el Gas Natural reaccionan con una cantidad limitada de Oxígeno (normalmente del aire), a una temperatura de unos 1100 °C, la cual no es suficiente para oxidar completamente los hidrocarburos a dióxido de carbono y agua. Con menos de la cantidad estequiométrica de Oxígeno en la reacción, los productos de ésta son principalmente Hidrógeno y monóxido de carbono (más nitrógeno si la reacción se ha llevado a cabo con aire en lugar de Oxígeno puro) y una cantidad pequeña de dióxido de carbono con otros compuestos.

La eficiencia de este método es elevada, aunque menor que la del reformado con vapor debido a las altas temperaturas y a los problemas de recuperación de calor. Por otra parte, debido a que la reacción es exotérmica, no se necesita aporte de energía externa para que se produzca la reacción.



Reformado autotérmico (ATR)

El reformado autotérmico es la combinación del reformado con vapor endotérmico y la oxidación parcial exotérmica en un solo reactor. Se considera que este proceso es térmicamente autosuficiente y no requiere de una fuente de calor externa.

En primer lugar, el hidrocarburo y el vapor se oxidan parcialmente con el Oxígeno cerca de la parte superior del reactor, mediante una reacción exotérmica. Esta reacción proporciona el calor requerido para que el CO₂ producido reaccione con el hidrocarburo y produzca un gas rico en Hidrógeno y monóxido de carbono llamado Gas de Síntesis o Sintegas.

La principal técnica de producción secundaria es:

Water gas shift (WSG)

La reacción de “Water gas shift” es necesaria porque el gas de síntesis producto de la producción primaria contiene grandes cantidades de monóxido de carbono e Hidrógeno, además de otros gases en menores proporciones.

El método “Water Gas shift” y el reformado con vapor son las principales reacciones utilizadas para la producción de Hidrógeno.

Una vez se ha realizado el reformado con vapor, o cualquiera de los otros métodos de producción primaria, se

obtiene un gas que contiene Hidrógeno y altas cantidades de monóxido de carbono. La reacción “Water Gas Shift” produce la reacción de dicho monóxido de carbono con agua, para dar lugar a dióxido de carbono e Hidrógeno.



4.2.2 Electrólisis del agua

La electrólisis del agua consiste en la descomposición de esta sustancia (H_2O) en sus iones Hidrógeno (H) y Oxígeno (O) mediante la aplicación de una corriente eléctrica.

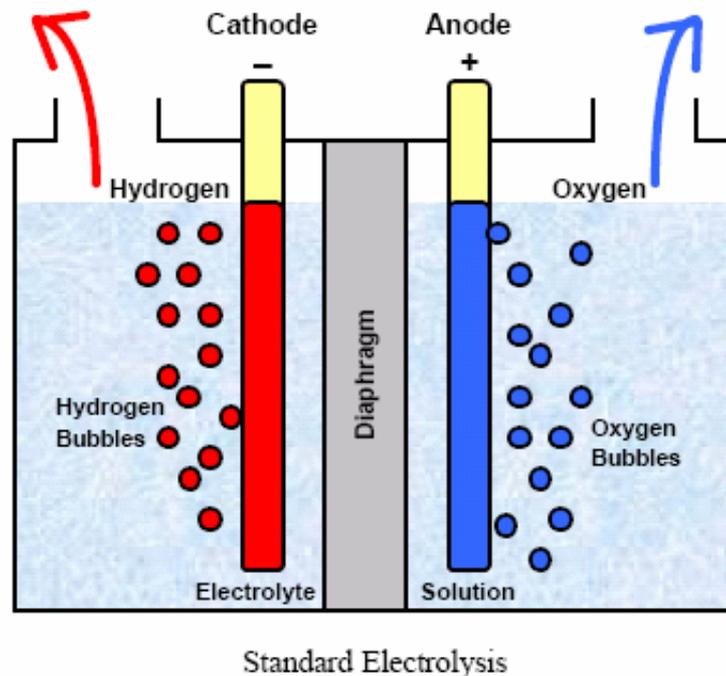


Figura 10: Esquema básico de la electrólisis del agua. Fuente [11]

En primer lugar, para que la electrólisis pueda darse, es necesario que el agua que se utilice no sea pura, es decir agua destilada, ya que se precisa que contenga una mínima cantidad de sales y minerales para que ésta sea conductora de la electricidad. Aun así, a temperatura ambiente la conductividad del agua es muy pobre, por lo que se utiliza un ácido o una base para mejorar la conductividad de ésta. A esta sustancia se le llama electrolito y existen varios tipos en función de su composición.

Típicamente, una unidad de electrólisis de agua consiste en un ánodo y un cátodo separado con un electrolito y una fuente de alimentación. El electrolito puede estar hecho de una solución acuosa que contiene iones, una membrana de intercambio de protones (PEM) o una membrana cerámica de intercambio de iones de Oxígeno.

Se aplica una corriente continua (CC) desde el terminal negativo de la fuente de CC al cátodo (reacción de reducción), donde se produce el Hidrógeno. En el ánodo, los electrones producidos por la reacción electroquímica vuelven al terminal positivo de la fuente de CC.

La electrólisis del agua no es un fenómeno espontáneo porque el potencial de reacción global estándar es negativo. Por lo tanto, necesita una intervención externa (fuente de energía) y aunque en función del electrolito utilizado, las semirreacciones en los terminales serán distintas, la reacción (endotérmica) global no varía y se puede escribir como:



4.3 Almacenamiento del Hidrógeno

El almacenamiento de Hidrógeno es una tecnología clave para el avance del resto de tecnologías del

Hidrógeno y de las pilas de combustible, en aplicaciones estacionarias, portátiles y del sector transporte.

Los requisitos principales para el almacenamiento del Hidrógeno son:

- Máxima densidad energética tanto en peso como en volumen
- Mínimas necesidades de instalaciones auxiliares
- Tecnología fiable y experimentada
- Mínimo consumo energético
- Capacidad de almacenamiento durante prolongados períodos sin pérdidas apreciables o con las mínimas pérdidas posibles
- Mínimo tiempo de recarga
- Disponibilidad para operar en diferentes condiciones ambientales

El Hidrógeno tiene como ventaja principal para su almacenamiento que tiene una mayor energía por unidad de masa que ningún otro combustible, sin embargo, en condiciones normales de presión y temperatura, la energía contenida en un litro de H_2 es solo de 10.7 kJ, tres órdenes de magnitud por debajo de aplicaciones prácticas. Además, el Hidrógeno es un gas inflamable. Esto significa que incluso una descarga de electricidad estática o una agitación del Hidrógeno comprimido o líquido pueden generar suficiente energía como para causar su ignición. Así, el desarrollo tecnológico para el almacenamiento de Hidrógeno compacto y seguro es un reto.

Las principales desventajas asociadas al uso del Hidrógeno son la dificultad de almacenamiento y el transporte debido a su muy baja densidad, y el problema de seguridad debido a su alta reactividad.

Por lo tanto, podemos concluir que para que el almacenamiento sea eficiente y no sean necesarios grandes volúmenes de Hidrógeno para proporcionar una cantidad de energía relativamente grande, tenemos que aplicar algún proceso antes de almacenarlo. Estos procesos pueden ser físicos, ya que se puede comprimir el Hidrógeno o se puede pasar de estado gaseoso a estado líquido, y también pueden ser químicos, incluyendo el Hidrógeno dentro de algunas estructuras sólidas.

Para almacenar más Hidrógeno para un volumen dado, los métodos convencionales son en estado gaseoso a alta presión y el almacenamiento en estado líquido a baja temperatura. Aunque estas dos tecnologías están maduras en las industrias de hoy en día, sus aplicaciones en el almacenamiento de Hidrógeno no son totalmente seguras y todavía hay muchos problemas técnicos a ser resuelto.

Actualmente, el almacenamiento de Hidrógeno mediante el uso de hidruros químicos ha recibido mucha atención y ofrece un almacenamiento en estado sólido seguro para Hidrógeno. Sin embargo, la cinética es lenta y se requiere alta temperatura para la liberación de Hidrógeno, lo que impide las amplias aplicaciones de hidruros. Además, los hidruros son demasiado costosos.

Como el Hidrógeno tiene excelentes propiedades de transporte y almacenamiento en comparación con la electricidad, y como además puede ser convertido eficientemente en otras formas secundarias de energías, el almacenamiento de estas últimas puede realizarse en forma muy conveniente por medio del Hidrógeno. Por tanto, los problemas de almacenamiento de energía están estrechamente vinculados a los de almacenamiento de Hidrógeno.

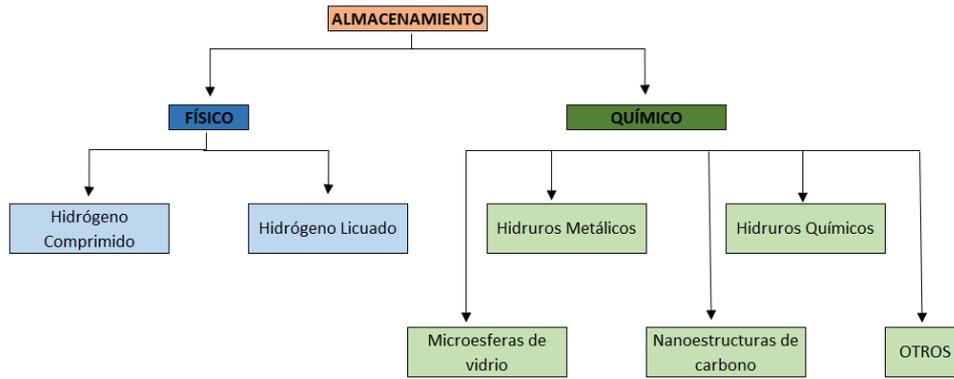


Figura 11: Tipos de almacenamiento de Hidrógeno. Fuente: [11]

4.3.1 Hidrógeno comprimido

A temperatura ambiente el Hidrógeno se encuentra en estado gaseoso, pero con una densidad energética por unidad de volumen muy baja. Es por esto por lo que se suele almacenar a altas presiones, en un rango de 200 700 bar.

Para el almacenamiento a tan altas presiones es necesario el uso de recipientes preparados especialmente para este fin, ya que éstos tienen que soportar grandes tensiones además de un gran número de ciclos de carga y descarga, por lo cual están sometidos a fatigas muy severas. A parte de la presión, estos recipientes deben ser capaces de retener el Hidrógeno, ya que éste es capaz de permear a través de múltiples materiales debido al tamaño tan reducido de sus moléculas.

La siguiente gráfica muestra la energía destinada a compresión:

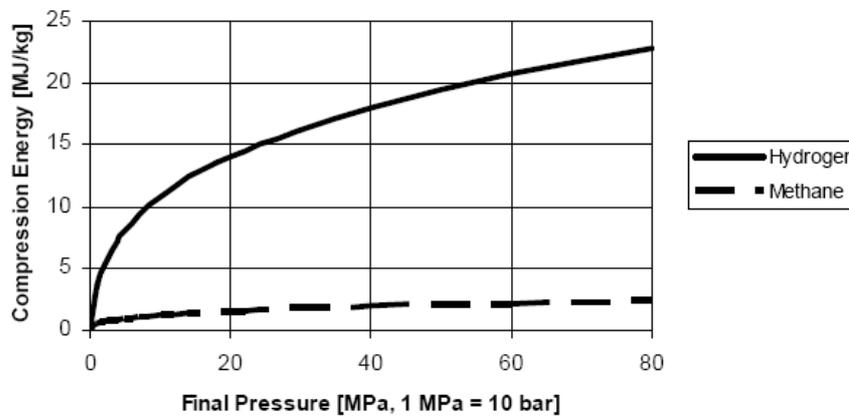


Figura 12: Energía necesaria para comprimir el Hidrógeno. Fuente: [10]

Hasta ahora se han desarrollado cuatro tipos de tanques para el almacenamiento y transporte de Hidrógeno a presión:

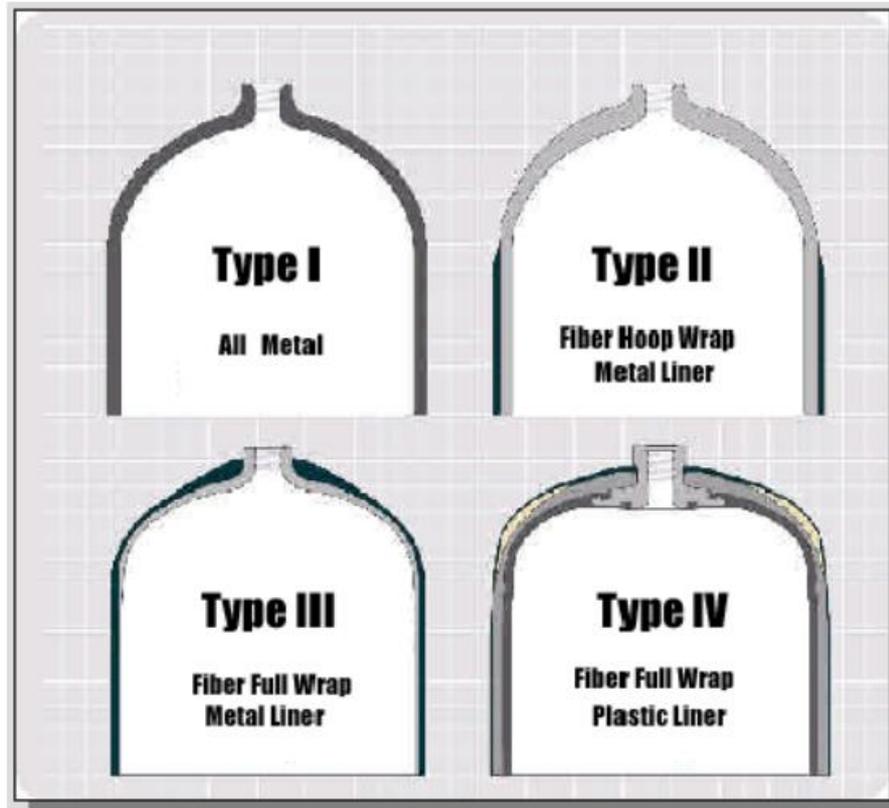


Figura 13: Depósitos para almacenamiento de Hidrógeno comprimido. Fuente: [10]

Designation	Description	% Load Taken by Metal vs. Composite
Type 1	A cylinder made wholly of steel or aluminum	100 / 0
Type 2	A cylinder with a metal line of steel or aluminum and a hoop-wrapped (circumferential) composite overwrap	55 / 45
Type 3	A cylinder with a thin metal liner of steel or aluminum and a fully wound composite overwrap	20 / 80
Type 4	A cylinder with a plastic liner and a fully wound composite overwrap	0 / 100

High Pressure Gas Cylinder Classifications

Figura 14: Descripción tipos de depósitos de almacenamiento de H₂ comprimido. Fuente: [10]

4.3.2 Hidrógeno licuado

El Hidrógeno en estado líquido es otra de las formas de almacenamiento de Hidrógeno, y en este caso se aumenta aún más que en el caso del Hidrógeno comprimido la densidad energética por unidad de volumen.

El mayor problema de esta tecnología es que la temperatura crítica del Hidrógeno (a 1 atm) es de 252.77 °C, por ello también se llama a esta tecnología almacenamiento criogénico. Al tener que alcanzar esta temperatura para licuarse y mantenerse por debajo de ella para que no se evapore durante el periodo de almacenamiento, este proceso conlleva un gasto bastante relevante en cuanto a energía se refiere. En concreto, alrededor del 33 % del poder calorífico inferior (PCI) del Hidrógeno es la energía que se usa para este proceso. Por lo que realmente se estaría aprovechando un 67 % del poder calorífico que contiene el combustible. Normalmente una tecnología empieza a ser competitiva energéticamente hablando cuando dicho consumo baja del 20 % del PCI del combustible utilizado.

Existen varios métodos de licuefacción de Hidrógeno, pero el más usado en la actualidad es el “Método Linde”.

Para almacenar este Hidrógeno licuado, son necesarios contenedores o tanques almacenamiento criogenizados y aislados ya que el mayor problema del almacenamiento de Hidrógeno como líquido son las pérdidas por evaporación flash.

Los tanques de almacenamiento criogénicos que se usan para este tipo de almacenamiento se construyen con el objetivo de minimizar las transferencias de calor, tanto por conducción, como convección y radiación.

Para evitar las pérdidas o la transferencia de calor al líquido mediante conducción y convección se construyen con dos paredes entre las cuales se realiza el vacío.

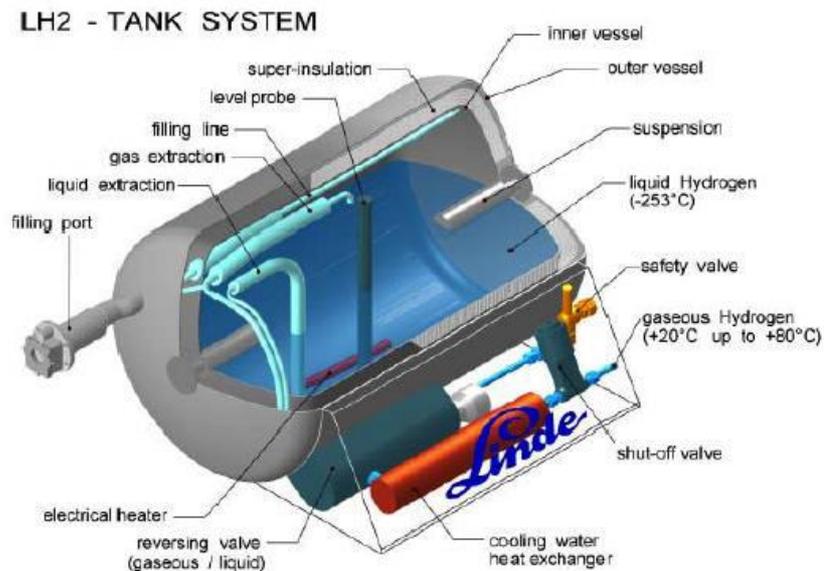
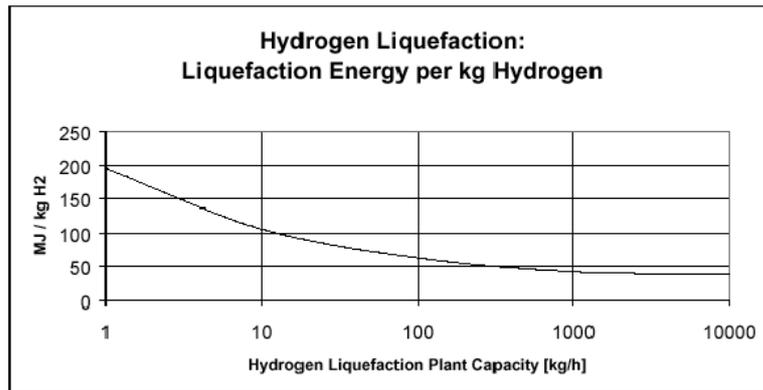


Figura 15: Depósito de Hidrógeno licuado (Linde). Fuente: [10]



Typical energy requirements for the liquefaction of 1 kg hydrogen as a function of plant size and process optimization

Figura 16: Energía necesaria para licual el Hidrógeno. Fuente: [10]

4.3.3 Hidruros metálicos

Los hidruros metálicos se forman a partir de unos compuestos metálicos que absorben Hidrógeno reversiblemente bajo unas condiciones determinadas de presión y temperatura.

Las reacciones químicas involucradas son lo suficientemente rápidas como para ser usado este tipo de almacenamiento en sistemas típicos. Los hidrocarburos metálicos se obtienen mediante absorción directa de Hidrógeno en forma gaseosa o descomposición electroquímica del Hidrógeno.

Los requisitos a cumplir por los hidruros metálicos son:

- El hidruro debe ser fácilmente compuesto y descompuesto
- Rápida cinética de absorción y desorción
- Presión de equilibrio durante descarga compatible con los niveles de seguridad del sistema
- Óptimas condiciones de operación durante el mayor número de ciclos posibles
- Máximas tolerancias posible de impurezas

Estos hidruros metálicos presentan dos problemas principales. El primero es que generalmente se rompen en finas partículas después de repetidas absorciones y liberaciones de Hidrógeno. El segundo de los problemas es que estos compuestos son muy sensibles a impurezas tales como el Oxígeno o el monóxido de carbono, por lo que una minúscula cantidad de estas impurezas puede provocar que estos compuestos dejen de absorber Hidrógeno.

4.4 Aplicaciones renovables del Hidrógeno

En un sistema convencional, la energía eléctrica que puede provenir de una fuente renovable se utiliza para producir Hidrógeno en un equipo llamado electrolizador, el cual, mediante la aplicación de una corriente eléctrica, es capaz de separar las moléculas de Hidrógeno y Oxígeno de una corriente de agua.

Una vez producido el Hidrógeno, se puede almacenar de las diversas formas y transportarlo a cualquier lugar una vez almacenado, ya sea en camiones cisterna o en grandes buques.

Finalmente, para revertir el proceso y obtener de nuevo energía eléctrica, es necesario hacer pasar el Hidrógeno por una pila de combustible, equipo que transforma la energía química del Hidrógeno, combinándolo con Oxígeno (o aire, que contiene Oxígeno), en energía eléctrica y dando como residuo agua en estado líquido o gaseoso.

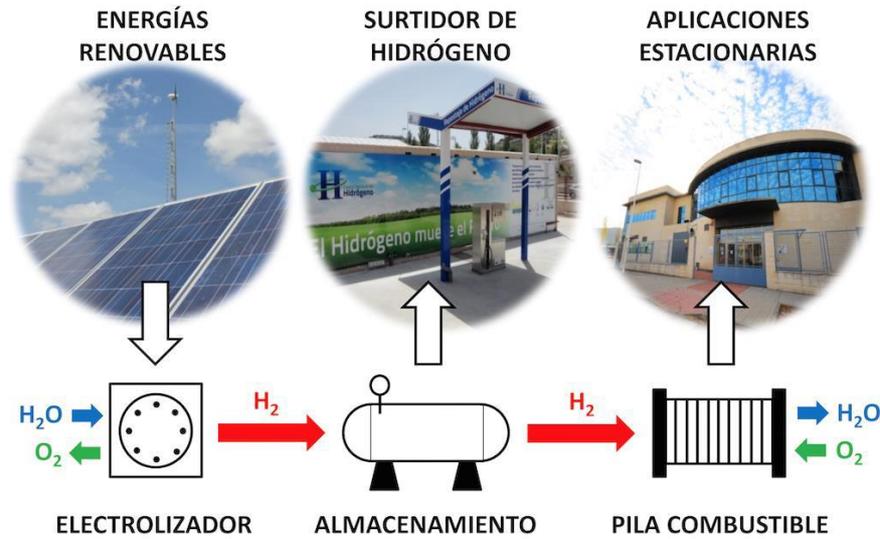


Figura 17: Ciclo del Hidrógeno con pila de combustible. Fuente: [11]

Otra opción para revertir el proceso es introducir el Hidrógeno en un motor de combustión interna de Hidrógeno, y acoplar éste a un generador eléctrico, transformando así la energía química del Hidrógeno en energía mecánica mediante el motor, y transformado a su vez esta en energía eléctrica mediante el uso del generador.

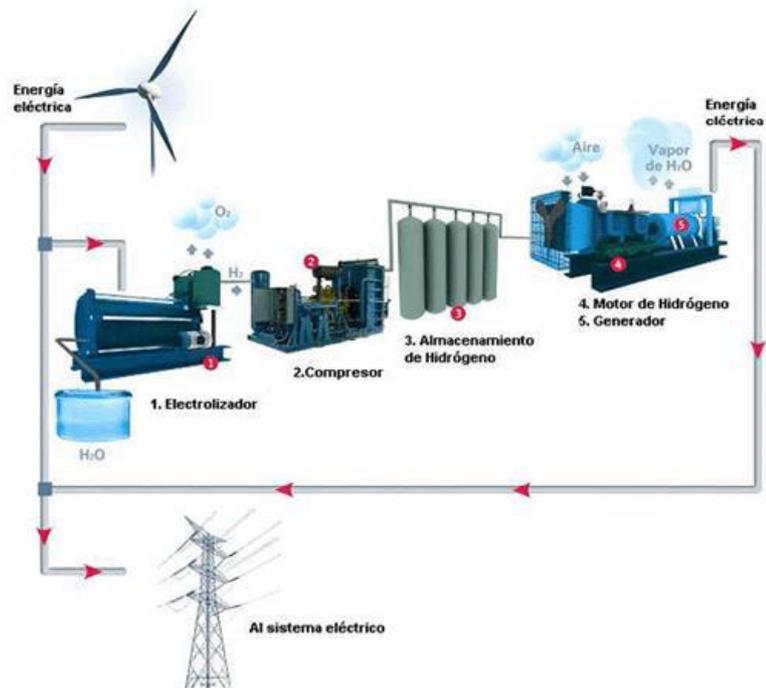


Figura 18: Ciclo del Hidrógeno con motor. Fuente: [11]

5 PILAS DE COMBUSTIBLE

5.1 Introducción

Las pilas de combustible, junto con plantas fotovoltaicas, pequeños aerogeneradores, microturbinas de gas y dispositivos de almacenamiento de energía, se encuadran en el grupo de tecnologías emergentes que se contemplan para la configuración de las futuras micro-redes eléctricas. Esta modalidad de generación distribuida pretende satisfacer las necesidades de energía eléctrica y térmica de las aplicaciones estacionarias, a todos los niveles, incluyendo la residencial, comercial e industrial.

Las aplicaciones de Generación Distribuida se basan en instalaciones modulares diseñadas según las necesidades de energía, ubicadas cerca del punto de consumo. Dentro de este contexto, las Pilas de Combustible para generación de energía eléctrica pueden funcionar conectadas a la red, como aplicaciones distribuidas o como sistemas auxiliares, para garantizar la calidad del suministro eléctrico. También pueden funcionar de forma aislada, para aplicaciones no conectadas a la red de distribución, en áreas donde no es posible, o no resulta rentable, la instalación de tendidos eléctricos. Por otra parte, el calor producido durante su operación puede ser utilizado para disponer de agua caliente o calefacción.

Desde el punto de vista de la red de distribución, la ventaja principal de una micro-red es que pueda ser considerada como una entidad controlada del sistema eléctrico, la cual puede ser operada como una simple carga agregada.

En este escenario, una de las tecnologías que destacan por su elevada eficiencia y bajas emisiones son las pilas de combustible. Las tecnologías de las Pilas de Combustible utilizadas en las aplicaciones estacionarias dependen del tamaño de la aplicación. Se distinguen dos áreas: estacionarias de grandes dimensiones y estacionarias de pequeñas dimensiones. En relación con las aplicaciones estacionarias de grandes dimensiones, destacan la tecnología PAFC y la tecnología MCFC. Simultáneamente, se han conseguido avances notables con las tecnologías PEMFC y SOFC. Estas dos últimas tecnologías también son las que destacan en aplicaciones estacionarias de reducidas dimensiones, utilizándose ambas tecnologías como dispositivos activos en el diseño de micro-redes eléctricas aisladas o interconectadas. Por lo general, la celda de combustible PEMFC se usa generalmente para temperaturas de bajo nivel, ya que genera energía térmica adecuada para vapor de baja presión y agua caliente en el sistema de cogeneración. En cuanto a la celda de combustible SOFC, se usa para aplicaciones de alta temperatura, como ciclos combinados y otras aplicaciones de procesos de cogeneración, porque puede funcionar a una temperatura muy alta.

Estos dispositivos transforman, de forma continua, la energía química de un combustible y un oxidante directamente en energía eléctrica, térmica y agua, no estando condicionadas por el ciclo de Carnot. La pila de combustible más sencilla consiste, esencialmente, en dos electrodos separados por un electrolito.

En dicha pila, las reacciones electroquímicas son exotérmicas, lo que permite la posibilidad de utilización de procesos de poligeneración energética. La producción simultánea de energía eléctrica en la pila y el aprovechamiento del calor generado, bien para obtener más energía eléctrica en una microturbina de gas, o para suplir las necesidades térmicas (calor y frío) de la instalación donde esté ubicada la pila, permite obtener una mayor eficiencia global.

A los sistemas basados en la producción combinada de energía eléctrica y calorífica, se les puede incorporar la opción de generación de frío, mediante máquinas de absorción de doble efecto, proceso que es conocido como Trigeneración.

La pila de combustible tiene un funcionamiento silencioso y podría ubicarse en casi todas partes.

5.2 Funcionamiento y tipos de pilas de combustible

La pila de combustible es un dispositivo capaz de transformar la energía química almacenada en un combustible (H_2) mediante una reacción electroquímica en energía eléctrica. Se extrae agua y electricidad

derivada de la reacción química.

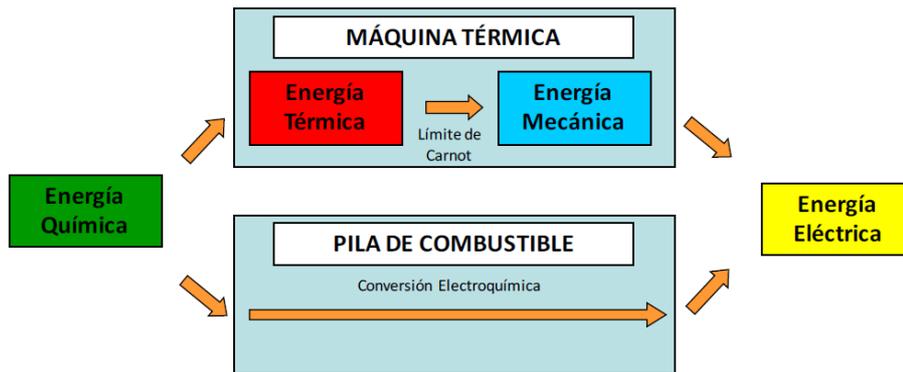


Figura 19: Comparación de conversión de energía. Fuente: [10]

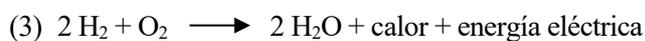
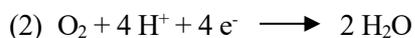
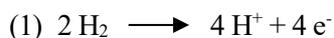
El uso de dichos dispositivos se debe principalmente a:

- La necesidad de nuevas tecnologías respetuosas con el medio ambiente (Protocolo de Kioto)
- Búsqueda de sistemas de conversión de energía más eficientes
- Liberalización del sector energético y tendencia a la descentralización de producción de energía eléctrica

La pila de combustible está constituida por siete partes fundamentales: la capa activa, la capa difusora y los terminales del ánodo, del cátodo y la membrana.

La celda de combustible es un dispositivo compuesto por 2 electrodos porosos separados por un electrolito. El combustible (generalmente H_2) pasa a través del ánodo y el oxidante (aire u O_2) a través del cátodo. En el ánodo el combustible se descompone en iones y electrones. Los iones circulan a través del electrolito hacia el cátodo, y los electrones a través de un circuito eléctrico externo. Por otro lado, el Stack es la agrupación de las celdas individuales y se entiende por pila de combustible el conjunto formado por el STACK y todos los elementos necesarios para el funcionamiento como: sistema de refrigeración, preparación del combustible, eliminación del agua...

A continuación, se indica el modo de operación de esta pila de combustible. El Hidrógeno se introduce en el ánodo y llega, por difusión, hasta la capa catalítica del ánodo, donde se produce la reacción electroquímica indicada en la expresión (1). Los electrones se dirigen hacia la placa colectora del ánodo y llegarán a través de un circuito externo de carga, al cátodo. Los protones producidos cruzarán la membrana hacia el cátodo, según la reacción (2). Siendo la reacción global la indicada en (3).



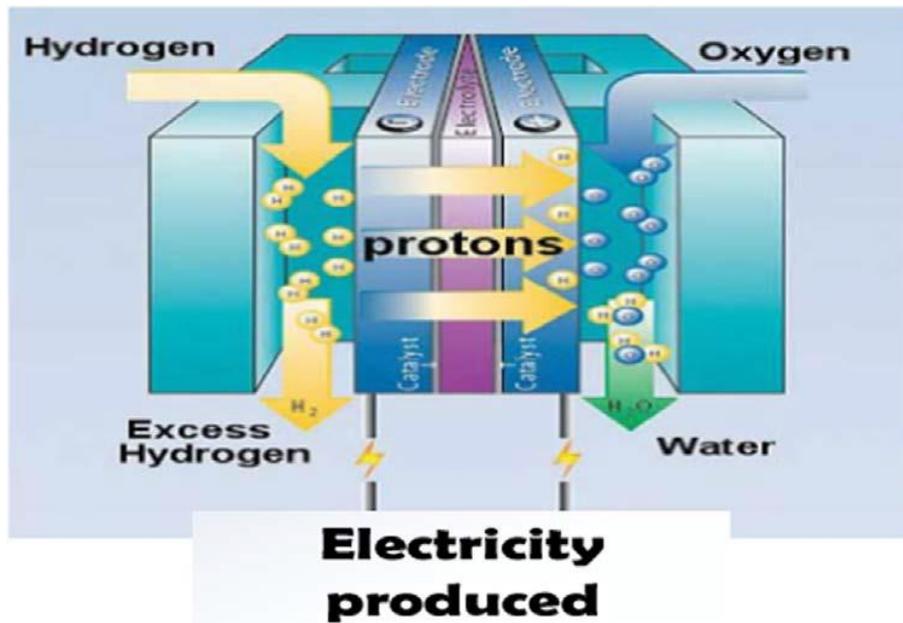


Figura 20: Proceso electroquímico de una pila de combustible. Fuente: [10]

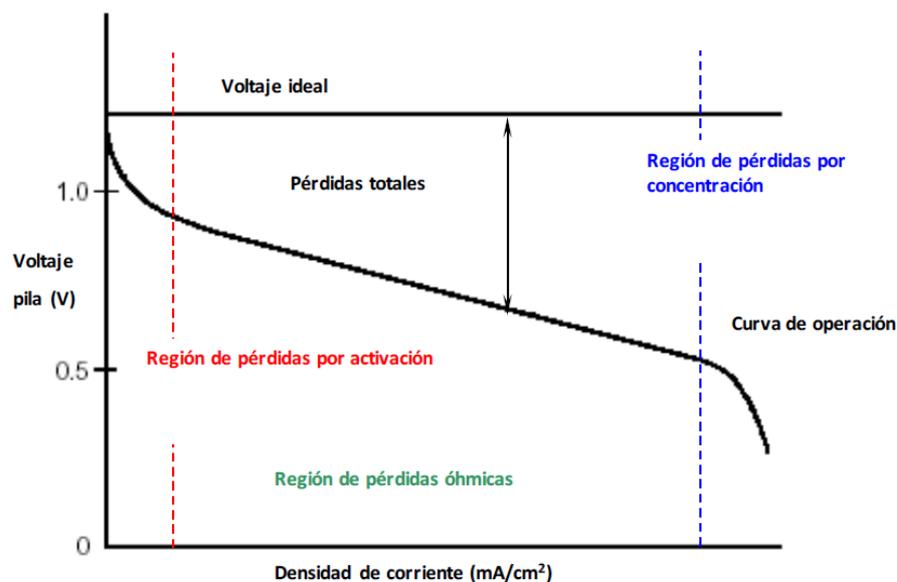


Figura 21: Curva característica de una pila de combustible. Fuente: [10]

Aplicaciones:

- Aplicaciones espaciales
- Dispositivos portátiles
- Instalaciones remotas
- Cogeneración residencial
- Generación distribuida
- Generación centralizada
- Transporte

Existen diferentes tipos de pilas de combustible dependiendo del electrolito usado, que a su vez hace que la temperatura de funcionamiento y resto de elementos necesarios para el stack, sean diferentes.

- Pila de combustible de intercambio protónico (PEMFC)

- Pila de combustible de ácido fosfórico (AFC)
- Pila de combustible de carbonatos fundidos (MCFC)
- Pila de combustible de óxidos sólidos (SOFC)
- Pila de combustible de metanol directo (DMFC)

Se consideran de baja temperatura las modalidades poliméricas, de metanol directo y las de ácido fosfórico; y de temperatura elevada, las de carbonatos fundidos y óxidos sólidos.

Tipo	Electrolito	Combustible	Tª Funcionamiento	Dens. corriente
PEMFC	Membrana	H ₂	70-80 °C	Alta
AFC	Alcalino	H ₂	70-100 °C	Alta
MCFC	Carbonatos Fundidos	H ₂ , CH ₄	600-650 °C	Moderada
SOFC	Óxidos Sólidos	H ₂ , CH ₄ , CO ₂	800-1000 °C	Alta
DMFC	Membrana	H ₂	70-80 °C	Moderada

Tabla 1: Tipos de pilas de combustible. Fuente: [10]

Según el tiempo de respuesta de las pilas de combustible se emplean para una práctica u otra. La modalidad PAFC tiene un tiempo de encendido que puede oscilar entre 1 y 4 horas; las MCFC pueden necesitar entre 5 y 10 horas; la modalidad SOFC, entre 30 a 50 minutos y las PEMFC menos de 1 minuto. Considerando lo anterior, la zona inferior de la Curva de Carga correspondiente a una micro-red, debe estar cubierta por unidades generadoras de base, que funcionan de forma continua y a potencia esencialmente constante. En esta zona, están llamadas a representar un papel fundamental, las tecnologías con tiempos de respuesta más elevados, como pueden ser las MCFC, AFC y SOFC, además de la PEMFC. Como unidades generadoras de punta, se pueden utilizar los modelos PEMFC, debido al reducido tiempo de puesta en marcha que presentan.

5.2.1 PEMFC

Operan a una temperatura del orden de 80 °C, lo cual permite que arranquen rápidamente, al necesitar menos tiempo de calentamiento. El electrolito es un polímero orgánico sólido (generalmente derivado del Polímero Perfluorosulfónico Ácido). Presentan una densidad de potencia elevada y, además, responden rápidamente a las variaciones en la demanda. Pueden operar, además de con Hidrógeno puro, con hidrocarburos reformados, sin necesidad de eliminar el CO₂. Si la PEMFC se alimenta con Hidrógeno procedente de un reformador, como contiene pequeñas cantidades de CO, es necesario utilizar PtRu en el ánodo, para prevenir el envenenamiento con CO. El principal inconveniente es la necesidad de operar en presencia de un catalizador de metales nobles. Estas pilas han logrado una vida útil en el entorno de 50.000 horas y el mantenimiento es mínimo.

Ventajas:

- Alta densidad de corriente en comparación con el resto de pilas de combustible
- El electrolito sólido reduce la corrosión en el interior
- Rápida respuesta a cambios de carga y arranques
- Stack compacto y, por tanto, menores tamaños para una misma potencia

Desventajas:

- Tecnología costosa debido al uso de metales nobles
- Sensible a impurezas en el combustible (CO)
- Control complejo

Aplicaciones principales:

- Automoción
- Generación distribuida
- Espacial
- Militar

Reacciones:

- Semirreacción Anódica: $H_2 = 2 H^+ + 2 e^-$
- Semirreacción Catódica: $\frac{1}{2} O_2 + 2 H^+ + 2 e^- = H_2O$
- Reacción Completa: $H_2 + \frac{1}{2} O_2 = 2 H_2O$

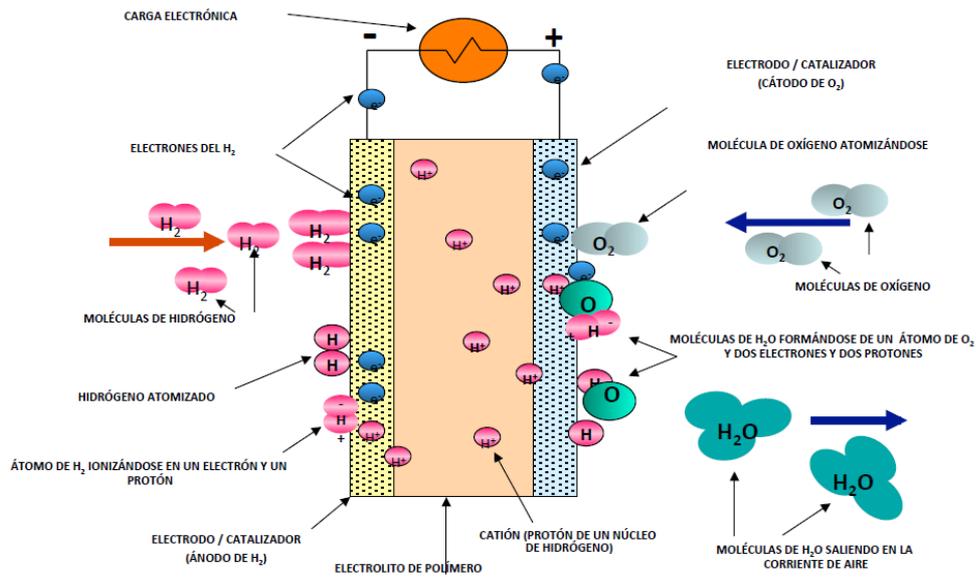


Figura 22: Proceso electroquímico de una pila de combustible PEMFC. Fuente: [10]

Componentes de una celda:

- Membrana
- GDL
- Electrodo (ánodo y cátodo)
- Placas bipolares

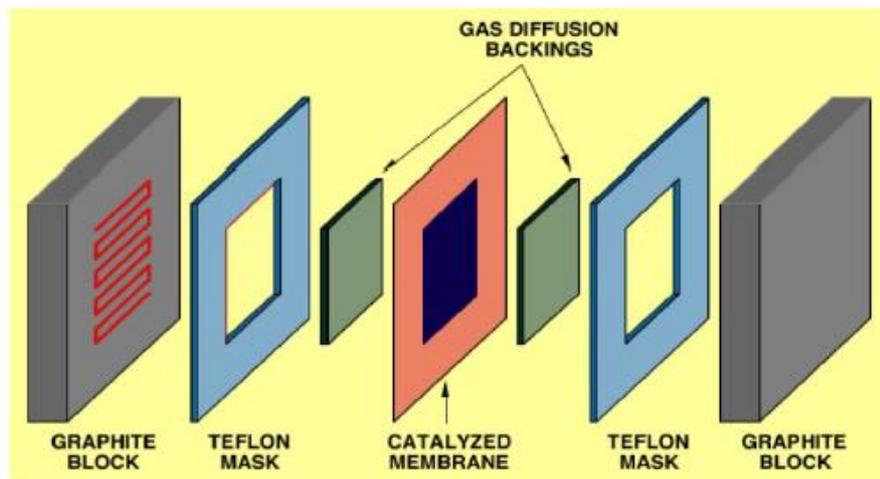
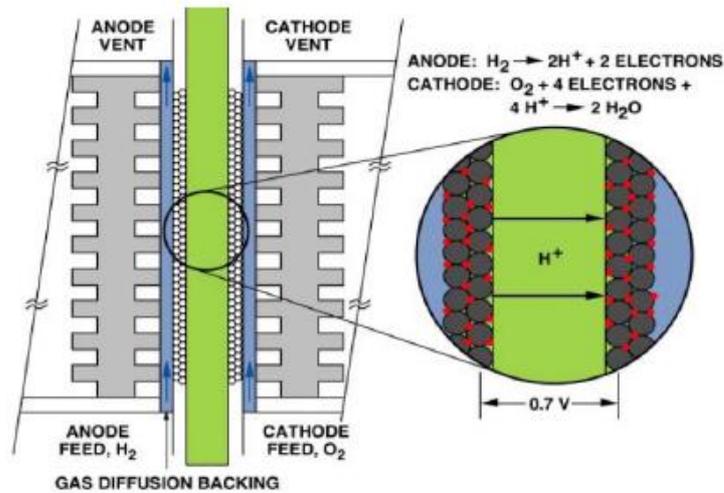


Figura 23: Componentes de una celda PEMFC. Fuente: [10]

5.2.2 PAFC

En este tipo de pila, el electrolito utilizado es el ácido fosfórico, H₃PO₄, concentrado (95-98 %). Este electrolito no se ve afectado por el CO, CO₂ y otras impurezas. Los electrodos de las PAFC están constituidos por la capa catalítica, donde tiene lugar la reacción y el sustrato del que depende ésta. La capa catalítica dispone de un soporte estructural (carbono), en el que se dispersa un catalizador (platino) y de un material hidrofóbico. Operan a temperaturas del orden de 150-200 °C, y no necesitan como combustible Hidrógeno tan puro. Las PAFC producen menos energía que otras pilas, a igualdad de peso y volumen, resultando ser más costosas. Su tiempo de respuesta es superior a las PEMFC y necesitan mantenimiento para reponer pérdidas del electrolito. Se han instalado un número elevado de unidades estacionarias para apoyar a la red eléctrica y pueden proporcionar potencias del orden de 200 kW.

5.2.3 MCFC

Estas pilas utilizan como electrolito una solución líquida de carbonato de litio o carbonato de potasio. El ánodo está constituido por polvo de níquel sinterizado (poroso) al que se le suele añadir una pequeña cantidad de cromo. El cátodo está constituido por óxido de níquel con una pequeña cantidad de litio. Operan a temperaturas del orden de 650 °C, y pueden utilizar distintos combustibles como el monóxido de carbono, Gas Natural, propano, etc. Estas elevadas temperaturas incrementan la eficiencia y permiten la utilización de catalizadores más económicos. Sin embargo, requieren la utilización de materiales de propiedades superiores para hacer frente a la corrosión. Se puede conseguir una vida útil de alrededor de 40.000 horas, si funciona a presión atmosférica. Si se eleva la presión a 10 bar, la vida útil se reduce hasta 5.000-10.000 horas.

Tienen un rango de aplicación entre 100 kW y 10 MW y sus aplicaciones principales son:

- Generación eléctrica de base
- Generación centralizada
- Generación distribuida

Ventajas:

- Mayor rendimiento global y mayor flexibilidad de uso de combustibles
- Material de las placas bipolares más comunes
- Mayor temperatura de gases
- Electrodo de Ni
- Posibilidad de reformado interno
- Uso de combustibles con CO₂

Desventajas:

- Electrolito corrosivo
- Fuente de CO₂
- Acero inoxidable como material de fabricación
- Altas temperaturas provocan problemas en los materiales
- Pérdidas de electrolito debido a la limitada capacidad de retención de la matriz
- Agrietamiento de la matriz
- Corrosión por creep (fatiga, arrastres...)
- Disolución del cátodo en su uso

5.2.4 SOFC

La pieza central de esta pila es un electrolito constituido por un óxido sólido no poroso, como el óxido de itrio, Y₂O₃, estabilizado con óxido de zirconio, ZrO₂. El ánodo es de zirconio/níquel poroso y el cátodo es un mangato de lantano, dopado con magnesio. Estas pilas operan a temperaturas muy elevadas, en el entorno de 1.000 °C, que permiten que no sea necesario utilizar metales nobles como catalizadores, reduciendo el coste. Estas pilas también pueden emplear como combustible monóxido de carbono y metano. Presentan unas tensiones de 0.6 V por elemento y densidades cercanas a los 0.25 A/cm². En relación a su vida útil, Westinghouse presenta un prototipo de SOFC que ha trabajado, sin interrupción, durante más de 69.000 horas, muy por encima del mínimo de 50.000 horas (alrededor de 6 años), que se considera necesario para asegurar el éxito comercial de un sistema de este tipo.

Pueden tener varias tipologías (tubulares, planas o monolíticas) y sus aplicaciones principales son:

- Generación eléctrica de base
- Generación centralizada
- Generación distribuida

5.2.5 DMFC

El electrolito de esta pila de combustible es un polímero orgánico sólido generalmente derivado del Polímero Perfluorosulfónico Ácido. Como combustible se utiliza metanol (CH₃OH) y trabajan a bajas temperaturas, entre 60 y 80 °C. Su principal aplicación es aplicación móvil a pequeña escala.

Ventajas:

- Combustible líquido, por tanto, mayor capacidad de almacenamiento

- No se necesita equipo de reformado
- Tecnología PEM válida

Desventajas:

- Menor potencia frente a pila PEM del mismo tamaño
- Envenenamiento del catalizador
- Mayores pérdidas por activación que pila PEM

5.3 Características de las pilas de combustible

Las pilas de combustible tienen las siguientes características generales:

- Tiempo de construcción: normalmente las instalaciones serán ejecutadas de manera repetitiva y, por tanto, la preparación del terreno se puede estandarizar, permitiendo bajos costes de instalación y cambios regulares con facilidad y rapidez
- Factor de carga: con las pilas de combustible se pueden esperar factores de carga de alrededor del 90 %
- Modularidad: los módulos individuales pueden construirse tan pequeños como sea necesario, de manera que puede ensamblarse el sistema completo a base de ensamblar estas unidades
- Generación de corriente continua: las pilas de combustible son generadoras de corriente continua, por lo que puede ser esta una gran ventaja (actualmente se están empezando a poner en servicio sistemas de distribución eléctrica en corriente continua)
- Ausencia de ruido: otra gran ventaja de las pilas de combustible es su propiedad de funcionar sin producir ruido por la ausencia de componentes dinámicos en su interior. Los únicos ruidos producidos serán los que se produzcan en los componentes auxiliares, lo que las capacita para su utilización en edificios y zonas habitables
- Sistemas híbridos: el mercado potencial de las pilas de combustible se puede incrementar combinándolas con otros equipos de generación energética como son las turbinas de gas y vapor, para el caso de las pilas de alta temperatura y con motores de combustión interna y baterías en el caso de las de baja temperatura

5.4 Ventajas e inconvenientes de las pilas de combustible

5.4.1 Ventajas

Beneficios medioambientales:

- Altas eficiencias en la utilización del combustible (incluso a cargas parciales): como las pilas de combustible no son máquinas térmicas, su rendimiento no viene limitado por el ciclo de Carnot y pueden llegar a alcanzar, teóricamente, valores próximos al 100 %. Sus límites vienen impuestos por el aprovechamiento de la energía generada y los materiales utilizados en su construcción
- Bajo nivel de emisión de contaminantes: los productos obtenidos en la reacción electroquímica catalizada de la pila de combustible entre el Hidrógeno y el Oxígeno son agua, calor y electricidad
- Reducción del peligro medioambiental inherente de las industrias extractivas: el Hidrógeno puro es producido a través de sistemas de generación evitando la extracción de combustibles fósiles
- Funcionamiento silencioso: al carecer de partes móviles, se ha estimado que el nivel de ruido a 30 m de una pila de combustible de tamaño medio es únicamente de 55 decibelios. Por ello, podrían usarse pilas de combustible en recintos urbanos

Beneficios en la ingeniería de pilas de combustible:

- Admisión de diversos combustibles: cualquier combustible si incluye Hidrógeno en su composición puede ser reformado. Pueden emplearse para este proceso, por ejemplo, Gas Natural, carbón gasificado, gasóleo o metanol
- Altas densidades energéticas: la cantidad de energía que puede generar una pila de combustible con un volumen determinado es normalmente dada en kWh/litro. Estos números continúan aumentando conforme se realizan nuevas investigaciones y desarrollos asociados de los productos respectivos
- Bajas temperaturas y presiones de operación: las pilas de combustible en función de su tipo operan desde 80 °C a más de 1.000 °C
- Flexibilidad de emplazamiento: las celdas de combustible, con su inherente operatividad sin ruidos, emisión cero y requerimientos mínimos, pueden ser instaladas en multitud de lugares, de interior o exterior, residenciales, industriales o comerciales
- Capacidad de cogeneración: cuando se captura el calor residual generado por la reacción electroquímica de la pila de combustible, este puede emplearse, por ejemplo, para calentar agua o en aplicaciones espaciales para calentar la nave. Con las capacidades de cogeneración, la eficiencia de una pila de combustible puede alcanzar el 90 %
- Rápida respuesta a variaciones de carga: para recibir energía adicional, se debe introducir más combustible en el sistema. A más combustible, más energía
- Carácter modular: la construcción modular supone una menor dependencia de la economía de escala. La disponibilidad de las pilas de combustible como módulos independientes supone una ventaja adicional, ya que un cambio de escala en la potencia requerida se consigue fácilmente mediante la interconexión de módulos
- Simplicidad del dispositivo: las pilas de combustible carecen de partes móviles. La falta de movimiento permite un diseño más simple, una mayor fiabilidad y operatividad y un sistema que es menos propenso a estropearse
- Seguridad energética: el Hidrógeno usado como combustible en las pilas de combustible puede ser producido de manera doméstica a través del reformado de Gas Natural, electrolisis del agua o fuentes renovables como son la eólica y la fotovoltaica. La generación de energía a este nivel evita la dependencia de fuentes extranjeras que pueden localizarse en regiones del mundo inestables
- Independencia de la red de suministro energético: un sistema de celdas de combustible residencial permite una independencia a sus habitantes respecto a la red de suministro eléctrico, la cual puede tener irregularidades. Unas de estas serían los cortes de corriente que pueden causar daños importantes a sistemas informáticos, a equipamientos electrónicos y, en general, a la calidad de vida de las personas

5.4.2 Inconvenientes

- La obtención del Hidrógeno puro supone un precio elevado
- Alto coste destinado a los sistemas de almacenamiento y suministro
- Peso excesivo de pilas de combustible para los prototipos actuales
- Elevado gasto energético para licuar el Hidrógeno
- Tecnología emergente: determinados problemas aún no resueltos afectan al funcionamiento de las pilas de combustible, lo que repercute en su comercialización
- Al tratarse de una tecnología en desarrollo y contar todavía con una baja demanda de unidades, su precio no puede, hoy en día, competir con el de las tecnologías convencionales
- Otro problema radica en que sería necesario construir una red de repostaje y una cadena de producción, cosa que no existe de manera generalizada en la actualidad

5.5 Pilas de combustible y generación distribuida

Las pilas de combustible estacionarias son una tecnología de generación distribuida capaces de generar electricidad y calor cerca del punto de consumo.

Presentan diferentes aplicaciones según su potencia:

- Sector doméstico (1 – 5 kW), por ejemplo, en viviendas unifamiliares.
- Sector residencial y comercial (10 – 50 kW), por ejemplo, hospitales o polideportivos.
- Sector industrial (250 kW – 1 MW), usado por ejemplo en plantas depuradoras o en la fabricación de productos químicos.

La tecnología más madura de las pilas de combustible es la que se usa en micro-cogeneración para suministrar calor y electricidad en viviendas. El mercado no está muy desarrollado para el resto de aplicaciones, estando muchas de ellas aún en fase de investigación.

Los sistemas estacionarios de energía eléctrica y térmica basados en pilas de combustible empiezan a ser una opción con mucho potencial gracias a sus ventajas:

- Consiguen mayores niveles de eficiencia eléctrica que otros combustibles. Existen pilas de combustible de óxido sólido que ofrecen niveles de eficiencia eléctrica del 60 %. Además, al combinarse con la cogeneración, consiguen valores del 90 %.
- Se eliminan las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes (como NO_x y SO_x, y partículas) si, en lugar de usar combustibles convencionales en la combustión, se utiliza Hidrógeno puro procedente de la hidrólisis del agua, apostando entonces por la electricidad de fuentes renovables
- Permiten el incremento de la participación de las energías renovables en la red eléctrica
- Esta tecnología tiene, además, un gran potencial para lograr el equilibrio de la red por su capacidad de modulación y alta eficiencia a cargas parciales
- Favorecerán la generación distribuida y la seguridad en la continuidad del suministro

5.6 Aspectos ambientales

El impacto de los sistemas de pilas de combustible en funcionamiento sobre el medio ambiente es muy reducido. Los procesos catalíticos empleados requieren de un combustible limpio para que las reacciones anódicas funcionen correctamente. Además, de manera general funcionan a temperaturas menores que los equipos termomecánicos, por lo que generan menos sustancias nocivas como pudiera ser el NO_x. Aun así, una de las líneas actuales de investigación está encaminada a reducir aún más las emisiones de NO_x en los procesos de acondicionamiento de los gases de alimentación, pasando de las 20 ppm a 1-5 ppm.

En lo referente al azufre, los reformadores ya requieren su eliminación previa. Este azufre puede eliminarse por varias técnicas, por ejemplo, hidrosulfurización.

Aunque las plantas requieren soplantes, bombas y otros equipos auxiliares (la parte más ruidosa de una planta de pilas de combustible son los turbocompresores) en su conjunto el funcionamiento es mucho más silencioso que otras plantas de generación. La parte más ruidosa de una planta de pilas de combustible son los turbocompresores. Esta cualidad de las pilas de combustible las hace idóneas para núcleos urbanos tanto en generación de energía como en transporte.

Puesto que las pilas de combustible son generalmente más eficientes que los sistemas que utilizan el ciclo de Carnot, especialmente en unidades pequeñas, producen en general mucho menos calor residual, siendo este aproximadamente la mitad de las plantas actuales, lo que conduce a un menor consumo de agua de refrigeración.

En lo referente a la contaminación visual no habría inconveniente para situar este tipo de plantas en entornos urbanos, por no necesitarse ni altas chimeneas, ni altas torres de refrigeración, pues se pueden instalar en los sótanos de los edificios o bajo las calles.

La mayoría de los componentes de las pilas de combustible son reciclables, mientras que en otras tecnologías el coste de desmantelamiento y almacenamiento de residuos es muy alto. La recuperación del platino y otros materiales valiosos puede convertirse en un negocio importante y puede cubrir los costes de desmantelamiento.

6 DESCRIPCIÓN DEL ESTUDIO

El estudio consiste en diseñar un sistema de producción de energía para un edificio terciario de oficinas situado en cinco zonas climáticas distintas de España, A3 (Cádiz), B4 (Sevilla), C2 (Barcelona), D3 (Madrid) y E1 (Burgos) y, con horario de funcionamiento de 24 horas al día. También se simulará la instalación para un horario de funcionamiento del edificio de 12 horas.

En primer lugar, se diseñan los equipos a partir de las necesidades energéticas del edificio, las cuales se obtienen del software LIDER. Estas demandas serán los datos de entrada, junto con el archivo climatológico, de TRNSYS.

Los equipos principales que componen la instalación (junto a sus auxiliares) son:

- Enfriadora de líquido refrigeradas por aire que funcionan a partir de electricidad para satisfacer la demanda de refrigeración
- Caldera de condensación, la cual trabaja con Gas Natural, para cubrir la demanda de calefacción del edificio
- Campo solar fotovoltaico compuesto para reducir el consumo eléctrico de la red
- Pilas de combustible, alimentadas por Hidrógeno, encargadas de producir energía eléctrica para disminuir el consumo de la red y la energía térmica generada se aprovecha para precalentar el agua de entrada a la caldera y así disminuir el consumo de Gas Natural

Posteriormente, se simula la nueva estrategia de operación (“Pilas de combustible”) para cada zona climática y se obtienen resultados que serán analizados y estudiados.

Las diferentes estrategias de operación que se estudian en el trabajo son, por un lado, las ya vistas en el trabajo fin de grado “Base”, “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración” y, por otro lado, el nuevo caso de estudio “Pilas de combustible”.

- “Base”: la energía necesaria para satisfacer las distintas demandas se obtiene a partir de energías convencionales. La energía eléctrica proviene de la red y la demanda de calefacción se cubre con la caldera de condensación (Gas Natural).
- “Fotovoltaica”: este caso difiere del anterior en que incorpora un campo solar fotovoltaico para cubrir parte de la demanda eléctrica. La parte de calefacción se satisface de la misma forma que en “Base”.
- “Motores de micro-cogeneración”: este caso incluye el campo fotovoltaico y, además, se instalan motores de micro-cogeneración de Gas Natural, los cuales producen electricidad para reducir aún más el consumo de energía eléctrica de la red y se aprovecha la energía térmica residual para disminuir el consumo de la caldera de condensación.
- “Pilas de combustible”: además del campo solar fotovoltaico se instalan pilas de combustible que, igual que los motores, reducen aún más el consumo de energía eléctrica de la red y reducen el consumo de Gas Natural de la caldera al recuperar la energía térmica generada en las pilas. Por el contrario, estos equipos trabajan con Hidrógeno, lo que se tiene añade un nuevo consumo de energía.

Una vez analizados los resultados obtenidos, se comparan el Coste del Ciclo de Vida (CCV), las emisiones de CO₂ y el consumo de energía primario entre sí para determinar qué tipo de instalación es idónea en cada una de las cinco zonas climáticas.

Para finalizar, se realiza un análisis de sensibilidad, en el cuál se estudia que repercusión tiene en el Coste del Ciclo de Vida una modificación en los precios del Hidrógeno, el horario de funcionamiento del edificio y la vida útil de las pilas de combustible.

6.1 Descripción del edificio y zonas climáticas

El edificio objeto se trata de un edificio de oficinas compuesto por seis plantas, más dos plantas subterráneas

que no serán estudiadas. De estas seis plantas tres de ellas tienen las mismas características, por tanto, hay cuatro tipos de plantas diferentes, donde cada una de las plantas se divide en seis zonas. La planta baja se corresponde con la de menor área disponible (~366 m²) mientras que las demás tienen el mismo área (~1252.5 m²). El edificio consta de un área total de 6629 m².

A continuación, se muestra un boceto del edificio en el software LIDER. En la imagen se representan las caras Sur y Este, siendo la pared Sur del edificio la de mayor longitud.

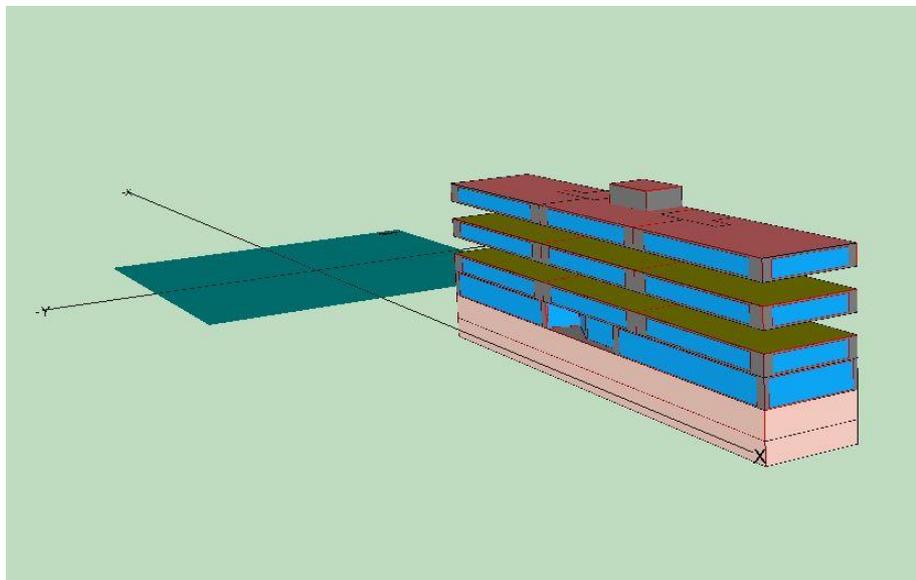


Figura 24: Modelo 3D del edificio de estudio

Para la realización del estudio se han escogido cinco localidades geográficas diferentes de España, las cuales se consideran más representativas. Estas ciudades tienen unas características climáticas muy diversas y coinciden con las ciudades de referencia de las zonas climáticas:

Zona climática	Ciudad
A3	Cádiz
B4	Sevilla
C2	Barcelona
D3	Madrid
E1	Burgos

Tabla 2: Zonas climáticas de estudio y ciudad de referencia

Se muestra un mapa de España donde se señalan las ubicaciones de estudio:

MAPA NACIONAL DE ZONAS CLIMÁTICAS

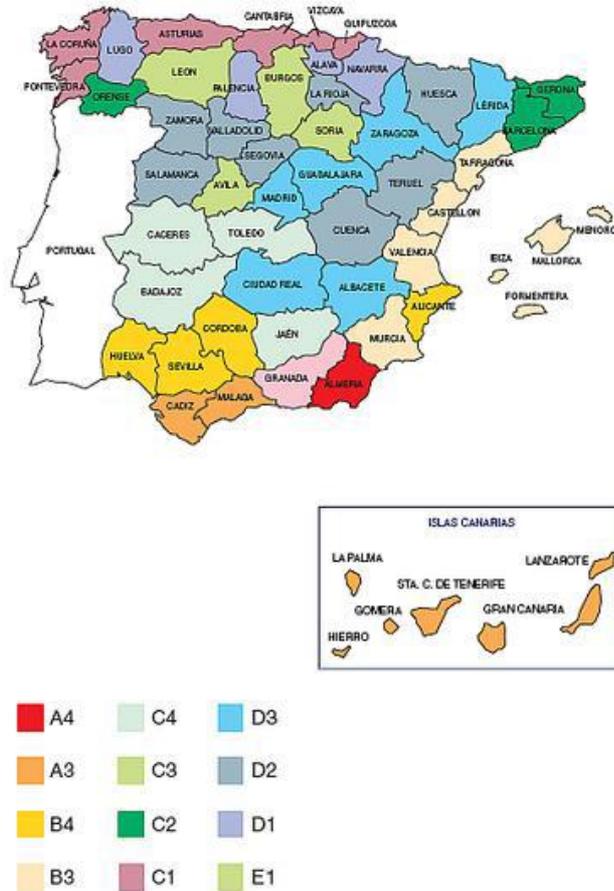


Figura 25: Mapa de las zonas climáticas de España. Fuente: [4]

Las zonas climáticas se definen a partir de una letra y un número. La letra representa la severidad del clima en invierno, indicando “A” un clima menos severo en invierno y “E” un clima más severo en invierno. Por otra parte, el número representa la severidad del clima en verano, “1” expresa el clima menos severo en verano y “4” el clima más severo en dicha estación. Por tanto, dependiendo de la ubicación del edificio, éste estará expuesto a unas temperaturas y radiaciones solares diferentes, en definitiva, a un clima distinto.

Tanto Sevilla (B4) como Cádiz (A3) se encuentran en el Sur de España, lo que corresponde a ciudades con los veranos más severos y unos inviernos más suaves. Por otro lado, están las ciudades del Norte, Barcelona (C2) y Burgos (E1), las cuales representan los veranos menos severos y unos inviernos más extremos, no tanto en el caso de Barcelona al ser una ciudad con costa en el Mar Mediterráneo, lo cual suaviza un poco el invierno. Por último, en el caso de Madrid, tanto el verano como el invierno son severos.

En la siguiente tabla se muestran las latitudes de cada localidad, las cuales serán útiles para el cálculo de la inclinación óptima del panel fotovoltaico para recoger la máxima radiación posible.

Zona climática	Latitud (°)
A3 (Cádiz)	36.53
B4 (Sevilla)	37.39
C2 (Barcelona)	41.39
D3 (Madrid)	40.42
E1 (Burgos)	42.34

Tabla 3: Latitud de cada zona climática de estudio

Se van a exponer las características climatológicas más importantes de cada ubicación:

Zona A3 (Cádiz)

Cádiz presenta un clima típicamente mediterráneo caracterizado por las temperaturas suaves y la escasez de lluvias. Los veranos son largos, calurosos y secos mientras que los inviernos suelen ser suaves y húmedos. La temperatura promedio es de 17.9 °C y las precipitaciones promedios son de 597 mm.

La siguiente figura muestra las temperaturas y precipitaciones a lo largo de un año en Cádiz:

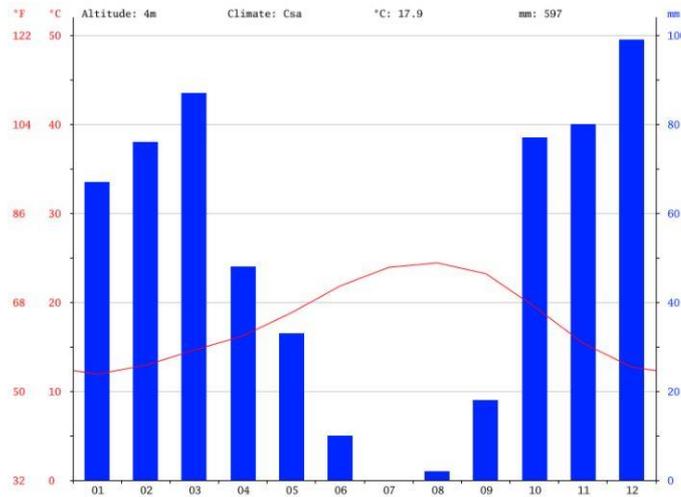


Figura 26: Climograma de Cádiz. Fuente: [15]

Sevilla (B4)

Los inviernos son suaves, la primavera y el otoño resultan cálidos y los veranos se presentan secos y muy calurosos (se superan los 40 °C habitualmente). La temperatura media anual es de 18.6 °C mientras que la precipitación media es de 576 mm.

Las temperaturas y precipitaciones anuales en Sevilla se representan en la siguiente gráfica:

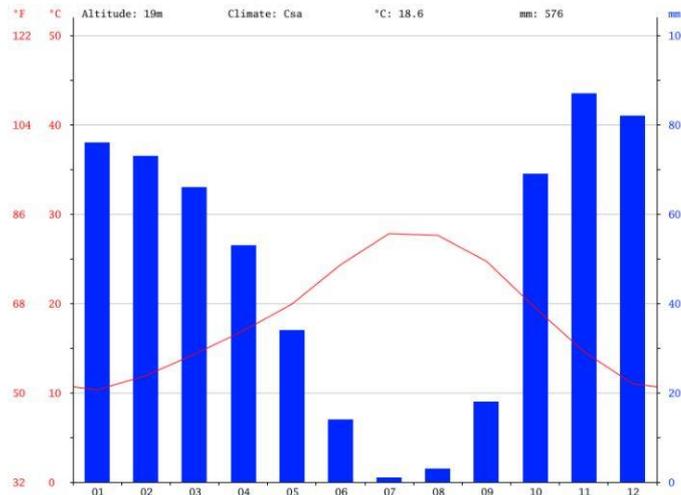


Figura 27: Climograma de Sevilla. Fuente: [15]

Barcelona (C2)

Barcelona tiene un clima mediterráneo marítimo de matiz subhúmedo que presenta temperaturas cálidas en verano y frescas en invierno, con una escasa oscilación térmica diaria, que ronda los 8 °C de media. La amplitud térmica anual se sitúa en torno a los 15 °C, siendo menor que en otras zonas del interior peninsular debido a la condición marítima de la ciudad. La temperatura media anual es de 16.5 °C y la precipitación media es de 612 mm.

Las temperaturas y precipitaciones anuales se representan en la siguiente gráfica:

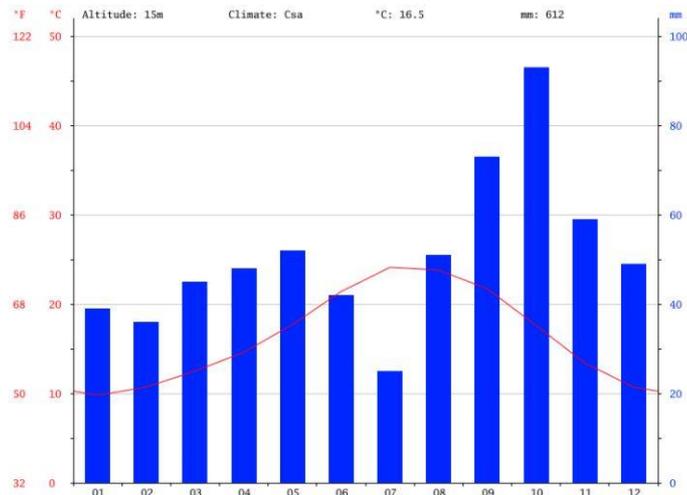


Figura 28: Climograma de Barcelona. Fuente: [15]

Madrid (D3)

El clima de Madrid se define como clima mediterráneo continentalizado, caracterizado por una gran amplitud térmica anual y una baja cantidad de precipitaciones debido a su altitud y lejanía con el mar. Madrid presenta inviernos moderadamente fríos con frecuentes nevadas mientras que los veranos son cálidos con temperaturas medias que superan los 25 °C y pueden llegar a alcanzar los 40 °C. Madrid presenta una temperatura media de 13.7 °C y una precipitación media de 450 mm.

La siguiente figura refleja las temperaturas y precipitaciones a lo largo del año en Madrid:

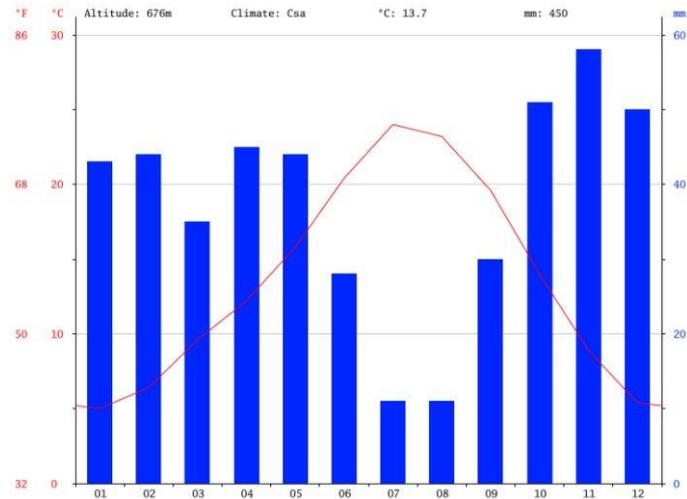


Figura 29: Climograma de Madrid. Fuente: [15]

Burgos (E1)

Burgos presenta un clima, en general, oceánico con inviernos muy fríos y nevados (las temperaturas mínimas en ocasiones descienden de -10 °C) y veranos suaves y mucho menos húmedos que en la España atlántica, mientras que la primavera es la estación más lluviosa. En Burgos, la temperatura media anual es de 10.5 °C y la precipitación media es de 575 mm.

La siguiente gráfica muestra las temperaturas y precipitaciones a lo largo del año en Burgos:

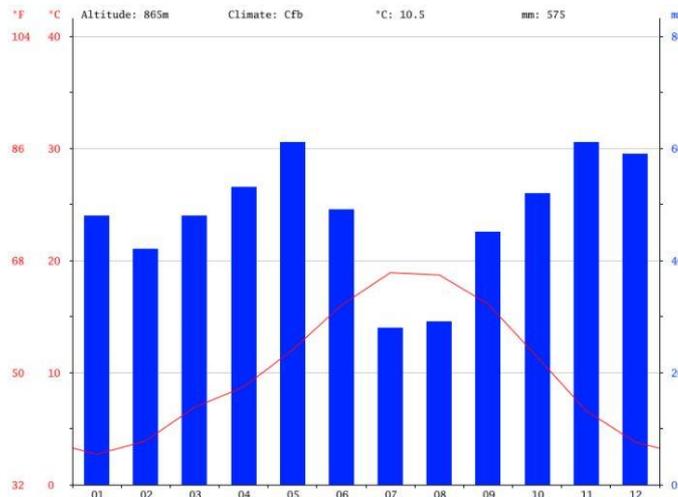


Figura 30: Climograma de Burgos. Fuente: [15]

6.2 Demandas energéticas del edificio

Para el cálculo de las demandas se utiliza el software LIDER que tiene como objetivo mostrar el consumo energético del edificio, para lo cual hay que definir las características, dimensiones y tipo de edificio que se va a estudiar. En nuestro caso, el software muestra como resultado las demandas de calefacción y refrigeración, a parte de la demanda eléctrica del edificio.

Las demandas de calefacción y refrigeración varían de una ubicación a otra debido a que las características climáticas son muy distintas entre zonas. La demanda de electricidad, por el contrario, se considera constante y no varía de una zona a otra ya que se estudia el mismo edificio usado para una misma actividad.

La siguiente tabla muestra las necesidades de calefacción, refrigeración y electricidad del edificio de estudio. Se expresan las demandas anuales por unidad de área ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{año}$), lo que permite comparar los consumos energéticos del edificio con otros de diferentes características y dimensiones.

Zona climática	Dem. calefacción ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{año}$)	Dem. refrigeración ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{año}$)	Dem. electricidad ($\text{kWh}/\text{m}^2\text{año}$)
Cádiz (A3)	21.68	89.19	131.4
Sevilla (B4)	32.06	97.00	131.4
Barcelona (C2)	57.62	52.18	131.4
Madrid (D3)	87.93	68.68	131.4
Burgos (E1)	121.68	29.39	131.4

Tabla 4: Necesidades energéticas anuales por unidad de área para cada zona climática

7 IMPLEMENTACIÓN EN TRNSYS

TRNSYS es un entorno de software gráfico completo y extremadamente flexible utilizado para simular el comportamiento de los sistemas transitorios, incluyendo edificios multizona. Es utilizado por ingenieros e investigadores de todo el mundo para validar nuevos conceptos de energía, desde sistemas simples de agua caliente doméstica hasta el diseño y simulación de edificios y sus equipos, incluyendo estrategias de control, comportamiento de los ocupantes, sistemas de energía alternativa...

TRNSYS se compone de dos partes. El primero es un motor (llamado kernel) que lee y procesa el archivo de entrada, resuelve el sistema de forma iterativa, determina la convergencia y traza las variables del sistema. La segunda parte de TRNSYS es una extensa biblioteca de componentes, cada uno de los cuales modela el rendimiento de una parte del sistema. La biblioteca estándar incluye aproximadamente 150 modelos que van desde bombas hasta edificios de múltiples vías. Los modelos se construyen de tal manera que los usuarios pueden modificar los componentes existentes o escribir los suyos propios.

Después de 35 años de disponibilidad comercial, TRNSYS continúa siendo un paquete de software flexible y basado en componentes que se adapta a las necesidades cambiantes de los investigadores y profesionales de la comunidad de la simulación energética. Además, TRNSYS puede conectarse fácilmente a muchas otras aplicaciones, para pre o pos procesamiento a través de llamadas interactivas durante la simulación (por ejemplo, Microsoft Excel, Matlab, COMIS, etc.).

Algunas de las aplicaciones de TRNSYS son:

- Simulación de edificios
- Sistemas solares térmicos
- Sistemas solares fotovoltaicos
- Sistemas HVAC
- Optimización de sistemas energéticos
- Pilas de combustible
- Plantas biomasa, cogeneración y trigeneración
- Evaluación de tecnologías emergentes

7.1 Climatología y demandas

7.1.1 Obtención de los datos climáticos

Para poder realizar el estudio es necesario conocer varios parámetros del clima de cada una de las zonas. Éstos son útiles para la simulación, en TRNSYS16, de la enfriadora y del campo solar fotovoltaico. Por tanto, en cada una de las zonas se necesita conocer los siguientes datos climatológicos para cada hora del año:

- Temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$)
- Radiación directa sobre superficie inclinada (W/m^2)
- Radiación difusa sobre superficie inclinada (W/m^2)
- Radiación total sobre superficie inclinada (W/m^2)
- Ángulo de incidencia de la radiación directa ($^{\circ}$)

En la siguiente tabla se muestra la orientación e inclinación para la que se calcula la radiación:

Zona climática	Inclinación (°)	Azimut (°)
A3 (Cádiz)	26	0 (Sur)
B4 (Sevilla)	27	0 (Sur)
C2 (Barcelona)	31	0 (Sur)
D3 (Madrid)	30	0 (Sur)
E1 (Burgos)	32	0 (Sur)

Tabla 5: Inclinación y azimut para el cálculo de la radiación en cada zona climática

7.1.2 Demanda eléctrica del edificio

El edificio de estudio se trata de una construcción con una alta intensidad de fuentes internas, con potencias eléctricas de 7.5 W/m² de iluminación y 7.5 W/m² de equipos. Es decir, tiene una potencia total de electricidad de 15 W/m². A partir de esta potencia de electricidad y la superficie del edificio se calcula la demanda eléctrica horaria del edificio, la cual es de 99.44kWh. Como ya se comenta en apartados anteriores, dicha demanda se considera constante a lo largo del año e igual para todas las zonas climáticas.

La siguiente gráfica muestra, a modo de ejemplo, la demanda eléctrica horaria a lo largo de un año para la zona climática B4 (para el resto de zonas se tiene la misma demanda eléctrica):

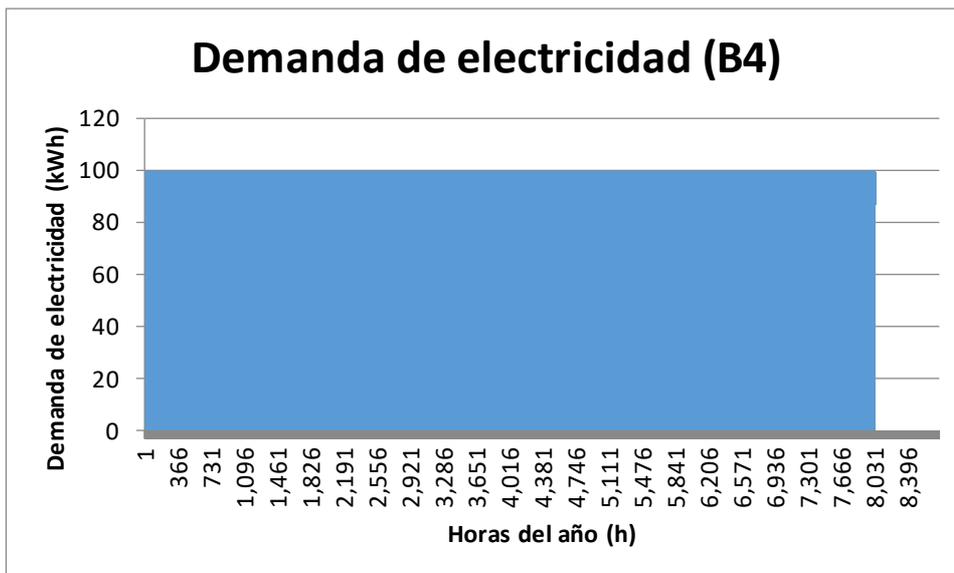


Figura 31: Demanda horaria de electricidad del edificio B4

7.1.3 Demandas de calefacción y refrigeración

Las demandas de calefacción y refrigeración, como se expone en difieren de una ubicación a otra debido a que cada zona tiene unas características de clima diferente.

Los perfiles demandas horarias de calefacción y refrigeración para la zona climática B4 se muestran como ejemplo.

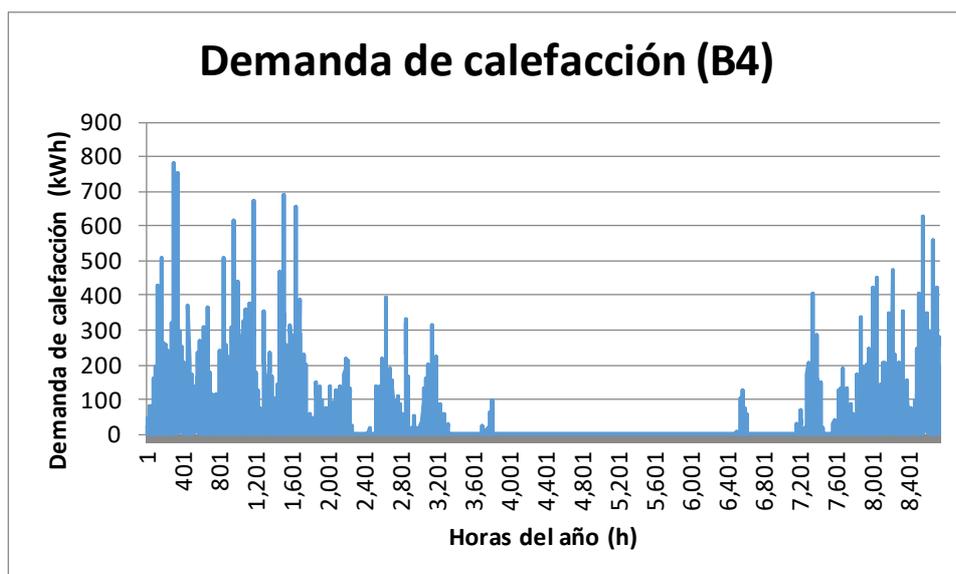


Figura 32: Demanda horaria de calefacción del edificio B4

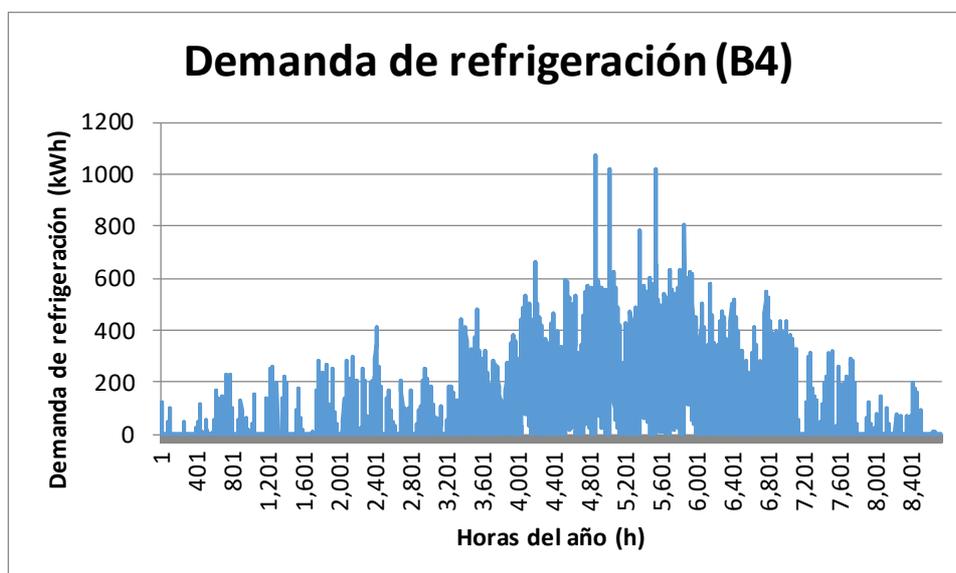


Figura 33: Demanda horaria de refrigeración del edificio B4

7.2 Dimensionado de la instalación

7.2.1 Diseño del campo solar fotovoltaico

El objetivo de una instalación solar fotovoltaica es producir electricidad directamente a partir de la radiación solar.

Los módulos fotovoltaicos están formados por células solares asociadas entre sí. Estas células solares son los dispositivos encargados de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, en forma de corriente continua.

En el módulo, mientras más radiación incida y menor sea su temperatura mayor es su producción. La orientación del módulo que más produce en posición fija es la Sur.

Debido a que la energía eléctrica generada es en forma de corriente continua, es necesario instalar un inversor para transformar la corriente continua en corriente alterna ya que los equipos que requieren electricidad funcionan en su mayoría con corriente alterna.

Otros componentes de una instalación fotovoltaica son la batería, que se encarga de almacenar energía, y el regulador de tensión, que se encarga del control y protección de la batería. Estos dos dispositivos no se consideran en la instalación de estudio del trabajo ya que toda la electricidad producida por el campo solar fotovoltaico se va a utilizar para satisfacer la demanda de electricidad y cuando hay excedente eléctrico se considera que se vende a la red eléctrica.

En España, hasta hace unos años, no era posible el ingreso de energía en la red eléctrica. La aprobación del Real Decreto Ley 244/2019 en abril de 2019 supuso un gran avance para el autoconsumo fotovoltaico. Un requisito indispensable para poder verter energía eléctrica a la red es que la potencia instalada sea inferior a 100 kW, requisito que cumple la instalación estudiada. Por otro lado, se descontará de la factura eléctrica la venta de energía eléctrica a la red al precio que se fije en kWh producido.

La forma ideal de vertido de energía eléctrica a la red es que el precio de venta de la energía vertida sea similar al coste de la energía eléctrica, lo que es denominado balance neto.

La instalación de estudio se trata de una instalación interconectada que permite funcionar en paralelo, es decir, la energía eléctrica puede proceder de la red eléctrica, del campo solar fotovoltaico o de ambos a la vez.

A continuación, se lleva a cabo los diseños de los paneles fotovoltaicos, que producen energía eléctrica, y el inversor, que transforma la corriente continua en corriente alterna.

Paneles fotovoltaicos:

Para abastecer una parte de la demanda eléctrica se han instalado paneles fotovoltaicos en la cubierta del edificio.

El procedimiento que se sigue para calcular el número de paneles es el siguiente:

Se elige el panel fotovoltaico TSM-255 PC05A del fabricante Trinasolar, el cual tiene una potencia nominal de 255W.

Trina Solar es una empresa de fabricación FV, que produce lingotes, obleas y células para el ensamblaje de módulos de alta calidad, con tecnologías tanto monocristalinas como policristalinas. La amplia gama de productos Trina Solar se utiliza en aplicaciones residenciales, comerciales, industriales y grandes proyectos en todo el mundo. Como características destacables del panel fotovoltaico se tienen:

- Un alto rendimiento en condiciones de poca luz (días nublados, amaneceres y atardeceres).
- Altamente fiable debido al estricto control de calidad.
- Certificado para combatir extremas condiciones ambientales.

A continuación, se muestra la hoja de datos:

ELECTRICAL DATA @ STC	TSM-255 PC05A	TSM-260 PC05A	TSM-265 PC05A
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)	255	260	265
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0/+5	0/+5	0/+5
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	30.5	30.6	30.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.37	8.50	8.61
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	38.1	38.2	38.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	8.88	9.00	9.10
Module Efficiency η_m (%)	15.6	15.9	16.2

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3. Average efficiency reduction of 4.3% at 200 W/m² according to EN 60904-1.

ELECTRICAL DATA @ NOCT	TSM-255 PC05A	TSM-260 PC05A	TSM-265 PC05A
Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	190	193	197
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	28.2	28.4	28.6
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	6.71	6.81	6.89
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	35.3	35.4	35.5
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	7.17	7.27	7.35

NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA	
Solar Cells	Multicrystalline 156 x 156 mm
Cell Orientation	60 cells (6 x 10)
Module Dimensions	1650 x 992 x 35 mm
Weight	18.6 kg
Glass	High Transparency, Anti-Reflective, AR Coated and Heat Tempered Solar Glass - 3.2mm
Backsheet	White
Frame	Silver Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP65 or IP67 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0 mm ² , 1000 mm
Connector	MC4 Compatible

TEMPERATURE RATINGS		MAXIMUM RATINGS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	44°C (±2K)	Operational Temperature	-40 to +85°C
Temperature Coefficient of P_{MAX}	-0.41%/K	Maximum System Voltage	1000V DC (IEC)
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.32%/K	Max Series Fuse Rating	15 A
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.05%/K	Mechanical Load	5400 Pa
		Wind Load	2400 Pa

Figura 34: Hoja de datos del panel fotovoltaico. Fuente: [16]

Conociendo el área disponible de la cubierta y el área de cada panel fotovoltaico se obtiene el número máximo de paneles que se pueden instalar.

$$N_{tp} = \frac{A_{total}}{A_{panel}}$$

A partir del número de paneles y la potencia nominal de cada panel se obtiene la potencia del campo solar:

$$P_{cs} = P_n * N_{tp}$$

El siguiente paso es calcular el número de paneles en serie, tanto máximo como mínimo, y el número de hileras de paneles en paralelo máximo. Las siguientes gráficas muestran dichos resultados para cada zona climática:

Zona climática	Nps,min	Nps,max
A3 (Cádiz)	16	22
B4 (Sevilla)	16	22
C2 (Barcelona)	16	22
D3 (Madrid)	16	22
E1 (Burgos)	16	21

Tabla 6: Número de paneles en serie, máximo y mínimo, para cada zona climática

Zona climática	Nhp
A3 (Cádiz)	23
B4 (Sevilla)	23
C2 (Barcelona)	23
D3 (Madrid)	23
E1 (Burgos)	23

Tabla 7: Número de hileras de paneles en paralelo para cada zona climática

Finalmente, la solución adoptada para el número de paneles en la cubierta del edificio es 380 paneles con una distribución de 20 paneles en serie y 19 hileras en paralelo.

Por tanto, la potencia del campo solar es de $P_{cs} = 96900W$.

NOTA.- El procedimiento completo, detallado y realizado con números para el cálculo de los paneles se muestra en el Anexo *Dimensionado de los paneles fotovoltaicos*.

Ángulos de inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos:

Los paneles fotovoltaicos estarán situados en la cubierta del edificio, la cual tiene un área disponible de 626 m².

La orientación de los paneles será hacia el Sur (ángulo azimutal igual a 0 °), es decir, la orientación óptima.

En cuanto a la inclinación, los paneles fotovoltaicos serán montados para su inclinación ideal, aquella que favorece la producción anual, es decir, la que mayor cantidad de energía produce a lo largo del año. Por tanto, la inclinación será latitud – 10 °.

El campo solar fotovoltaico tiene como objetivo producir el máximo posible de energía eléctrica para así reducir el consumo de electricidad de la red, razón por la que se elige latitud – 10 ° como inclinación y no una mayor inclinación, por ejemplo, para favorecer los meses de invierno.

Por tanto, la inclinación de los paneles fotovoltaicos para cada zona climática será:

Zona climática	Ángulo de inclinación (°)
A3 (Cádiz)	26
B4 (Sevilla)	27
C2 (Barcelona)	31
D3 (Madrid)	30
E1 (Burgos)	32

Tabla 8: Ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos para cada zona climática

Inversor:

Además del campo solar fotovoltaico, la instalación fotovoltaica incluye un inversor que permite transformar la corriente continua procedente de los paneles en corriente alterna, que será la que finalmente se consuma en el edificio de oficinas. Para su diseño se ha impuesto una única condición, la cual está referida a la potencia del inversor en la parte de continua:

$$P_i \geq 0.8 * P_{cs}$$

Es decir, la potencia del inversor tendrá que ser al menos:

$$P_i \geq 87210W$$

En la figura se muestran las características técnicas del inversor elegido. Se trata de un inversor del fabricante Ingeteam: Ingeteam IngeconSun 80.

Este inversor trabaja para un amplio rango de potencias del campo fotovoltaico lo cual es ideal para utilizar el mismo modelo de inversor en las distintas ubicaciones del edificio, pues la producción del campo dependerá de cada zona e inclinación de los paneles. Por tanto, en cada zona funcionará a una potencia distinta aunque se trate del mismo inversor.

Algunos de los motivos por los que se selecciona este tipo de inversor son:

- Su diseño orientado a facilitar el mantenimiento, su alta eficiencia a temperaturas elevadas, así como su completo equipamiento de protecciones eléctricas incluidas de serie, hacen que esta familia de inversores sea una de las más demandadas de la gama de inversores IngeconSun.
- Estos inversores están diseñados tanto para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias como para instalaciones multimegavatio en suelo.
- Esta familia de inversores está equipada con un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para extraer la máxima energía del campo fotovoltaico.
- No necesitan elementos adicionales y permiten su desconexión manual de la red.

INGECON SUN		Power con transformador					
	50	60	70	80	90	100	
Valores de Entrada (DC)							
Rango pot. campo FV recomendado ¹⁾	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp	
Rango de tensión MPPT	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	
Tensión máxima ²⁾	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A	
Nº entradas	4	4	4	4	4	4	
MPPT	1	1	1	1	1	1	
Valores de Salida (AC)							
Potencia nominal ³⁾	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW	
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A	
Tensión nominal	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	
Frecuencia nominal	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	
Coseno ϕ ⁴⁾	1	1	1	1	1	1	
Coseno ϕ ajustable	SI. Smtd. -55 kVA	SI. Smtd. -66 kVA	SI. Smtd. -77 kVA	SI. Smtd. -88 kVA	SI. Smtd. -99 kVA	SI. Smtd. -110 kVA	
THD ⁵⁾	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	
Rendimiento							
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%	
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	96,8%	96,7%	
Datos Generales							
Refrigeración por aire	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	
Consumo en stand by ⁶⁾	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	

Notas: ¹⁾ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. ²⁾ No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "Voc" a bajas temperaturas. ³⁾ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%. ⁴⁾ Para $P_{dc} > 25\%$ de la potencia nominal. ⁵⁾ Para $P_{dc} > 25\%$ de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁶⁾ Consumo desde el campo fotovoltaico.
Referencias normativas: CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, RD1699/2011, DIN VDE V 0126-1-1, CE10-16, CE10-21, DE-AR-N 4105-2011-08, BDRW Mittelspannungsschritte-2011, AVO Ierna, P0.12.3, South Africa grid code, IEC1929, IEC5177.

Figura 35: Hoja de datos del inversor fotovoltaico. Fuente: [17]

7.2.2 Diseño de refrigeración: enfriadora

Se define la climatización como el conjunto de componentes y equipos cuya función es mantener los parámetros ambientales dentro de unos límites confortables.

Estos parámetros ambientales son:

- Temperatura: la temperatura del local tiene que estar entre una temperatura máxima (26 °C) y una temperatura mínima (19 °C) para cumplir con la banda de confort
- Humedad: la humedad relativa del local tiene que estar entre un 30 % y un 70 % para cumplir con la banda de confort
- Calidad del aire interior: el local debe cumplir con una ventilación (renovación) del aire mínima y además dicho aire tiene que tener una cierta pureza

Una instalación de climatización tiene como objetivo conseguir un flujo de aire que cumpla con la banda de confort para así poder combatir las cargas de calor del local a condicionar.

Los sistemas de climatización se pueden clasificar, según la fuente de frío, en sistemas de agua fría (centralizados) o sistemas de refrigerante (autónomos).

Las enfriadoras pertenecen a los sistemas centralizados, donde hay un intercambio directo entre el aire y el refrigerante. Estos sistemas utilizan agua como fluido caloportador, es decir, enfrían y/o calientan el aire con agua.

Las enfriadoras se pueden clasificar de varias formas siguiendo diferentes criterios:

- Tipo de condensación.
- Número de unidades en que se divide el ciclo.
- Tipo de descarga.
- Localización de la unidad interior.
- Geometría del equipo compacto.
- Caudal de refrigerante.

Atendiendo al criterio de clasificación según el tipo de condensación, existen:

- Enfriadoras de agua condensadas por aire (aire-agua)
- Enfriadoras de agua condensadas por agua (agua-agua)

Comparando ambos tipos de condensación, las enfriadoras de agua condensadas por aire tienen la ventaja de que el aire se puede obtener de forma fácil y gratis, pero, debido al bajo calor específico del aire, se necesitan mover grandes cantidades de aire y, por tanto, es necesario instalar ventiladores. Por otro lado, las enfriadoras de agua condensadas por agua tienen la ventaja de que el agua tiene mayor calor específico y, por tanto, intercambia mejor el calor, sin embargo, se requiere de una red de suministro de agua.

Las enfriadoras que se utilizan en este estudio se tratan de enfriadoras de agua condensadas por aire (aire-agua).

Para el cálculo de la potencia de la enfriadora, se ha tenido en cuenta que existen grandes picos de demanda debido a los arranques. Por tanto, para evitar un sobredimensionamiento, se decide que la potencia de la enfriadora deberá cubrir el 90 % de las horas del año en las que haya demanda de refrigeración. Además, la enfriadora trabajará cuando la temperatura ambiente sea mayor de 25 °C.

En todas las localidades se emplean enfriadoras Carrier, el mayor fabricante mundial de sistemas de aire acondicionado, ventilación y refrigeración. Se muestran las enfriadoras elegidas y algunas de sus características:

Zona climática	Enfriadora
Cádiz (A3)	30-RB 262
Sevilla (B4)	30-RB 302
Barcelona (C2)	30-RB 182
Madrid (D3)	30-RB 232
Burgos (E1)	30-RBS 80

Tabla 9: Modelos de las enfriadoras elegidas para cada zona climática

A continuación, se muestran imágenes de las hojas de datos de las enfriadoras Carrier utilizadas. La primera imagen muestra las características de las enfriadoras instaladas en Cádiz, Sevilla, Barcelona y Madrid mientras que la segunda muestra la de la enfriadora en Burgos.

30RB 162-262 "B" unidades con opción 280 (intercambiador de calor de carcasa y tubos) y 30RB 302-802

30RB	162	182	202	232	262	302	342	372	402	432	462	522	602	672	732	802	
Aplicaciones de aire acondicionado según la norma EN14511-3: 2011*																	
Capacidad frigorífica nominal [†]	kW	162	181	197	227	270	297	331	366	395	422	452	508	607	657	712	774
EER	kW/kW	2,98	2,98	2,74	3,04	2,68	2,77	2,69	2,80	2,60	2,71	2,59	2,58	2,72	2,88	2,59	2,58
Clase Eurovent, refrigeración		B	B	C	B	D	C	D	C	D	C	D	D	C	D	D	D
Eficiencia a carga parcial ESEER	kW/kW	3,39	3,81	3,64	4,07	3,74	3,80	3,81	3,95	3,72	3,71	3,65	3,66	3,97	3,88	3,75	3,71
Aplicaciones de aire acondicionado**																	
Capacidad frigorífica nominal	kW	163	181	197	227	271	298	332	367	397	424	454	506	609	660	714	778
EER	kW/kW	3,01	3,01	2,77	3,07	2,72	2,81	2,72	2,83	2,64	2,75	2,62	2,63	2,75	2,72	2,83	2,62
ESEER	kW/kW	3,29	3,91	3,74	4,22	3,87	3,96	3,95	4,11	3,89	3,86	3,81	3,74	4,11	4,03	3,91	3,88
Peso en orden de funcionamiento***																	
Unidad estándar + opción 15 + opción de módulo hidráulico de bomba doble de alta presión	kg	1806	2006	2093	2118	2292	2211	3102	3258	3358	3720	3977	4183	-	-	-	-
Unidad con opción 15	kg	1720	1830	1917	1934	2108	2006	2797	2913	3013	3375	3582	3768	4828	5091	5597	5881
Unidad estándar****	kg	1845	1755	1842	1839	2013	2489	2680	2779	2879	3224	3431	3600	4627	4873	5362	5609
Niveles sonoros																	
Unidad con opción 15L6 (nivel sonoro muy bajo)																	
Nivel de potencia sonora 10 ⁻² W/m ²	dB(A)	84	84	84	85	85	86	86	87	87	88	88	88	89	89	89	90
Nivel de presión sonora a 10 m ²	dB(A)	52	52	52	53	53	54	54	55	55	55	55	56	56	57	57	57
Unidad con opción 15 (bajo nivel sonoro)																	
Nivel de potencia sonora 10 ⁻² W/m ²	dB(A)	89	89	89	89	90	90	91	91	92	92	92	93	93	93	94	94
Nivel de presión sonora a 10 m ²	dB(A)	57	57	57	57	57	58	58	59	59	60	60	61	61	61	62	62
Unidad base sin opción 15 y sin módulo hidráulico																	
Nivel de potencia sonora 10 ⁻² W/m ²	dB(A)	91	91	91	91	91	92	92	93	93	94	94	94	95	95	96	96
Nivel de presión sonora a 10 m ²	dB(A)	59	59	59	59	59	60	60	61	61	62	62	62	63	63	63	64
Dimensiones																	
Longitud x profundidad	mm	2457 x 2253		3604 x 3353						4708 x 2253			5902 x 2253		7196 x 2253		
Altura	mm	2297		2297		2297		2297		2297		2297		2297		2297	
Compresores																	
Scroll hermético, 48,3 r/s																	
Circuito A		1	1	1	2	2	3	3	3	3	4	4	4	3	3	4	4
Circuito B		2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	4	3	3	4	4
Circuito C		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3	4	3	4	
N.º de niveles de control		-	-	-	4	5	5	6	6	7	7	8	9	10	11	12	
Refrigerante																	
R-410A																	
Circuito A	kg	9,2	11	11	12,5	12,5	15,5	19,5	19,5	19	20,3	24,5	24,5	21,5	21,5	26	26
Circuito B	kg	12,8	12,8	12,8	13	13	13	14	19,5	20	21,5	21,5	25,5	22	21,5	28	28
Circuito C	kg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23,5	28	24	31	
Control de capacidad																	
Capacidad mínima	%	33	28	33	25	25	18	20	15	17	13	14	13	11	10	9	8
Condensadores																	
Intercambiador de calor completamente de aluminio con microcanales (MCHE)																	
Ventiladores																	
Flying Bird 4 axial con cubierta gíraloria																	
Cantidad		3	4	4	4	4	5	5	6	6	7	7	8	9	10	11	12
Caudal de aire total	m ³ /s	13542	18056	18056	18056	18056	22569	22569	27083	27083	31907	31907	36111	40623	45139	49653	54167
Velocidad	m/s	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Evaporador																	
Expansión directa, de carcasa y tubos																	
Volumen de agua	l	110	110	110	110	110	125	125	125	113	113	113	284	284	284	284	284
Presión de funcionamiento máx., lado del agua sin módulo hidráulico	kPa	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Módulo hidráulico (opción)																	
Bomba, filtro de pantalla Victaulic, válvula de seguridad, depósito de dilatación, manómetro, válvulas de purgo agua + aire, válvula de control del caudal																	
Centrífuga, monocelular, presión alta o baja (según se requiera), 48,3 r/s, bomba simple o doble amparada (según se requiera)																	
Cantidad		1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	-	-	-	-
Volumen del depósito de dilatación	l	50	50	50	50	50	80	80	80	80	80	80	80	-	-	-	-
Presión de funcionamiento máx., lado del agua con módulo hidráulico	kPa	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	-	-	-	-
Conexiones de agua sin módulo hidráulico																	
Victaulic																	
Díámetro	pulg.	3	3	3	3	3	4	4	4	4	6	6	6	6	6	6	6
Díámetro exterior de tubo	mm	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9	114,3	114,3	114,3	114,3	168,3	168,3	168,3	168,3	168,3	168,3	168,3
Conexiones de agua con módulo hidráulico																	
Victaulic																	
Díámetro	pulg.	3	3	3	3	3	4	4	4	4	5	5	5	-	-	-	-
Díámetro exterior de tubo	mm	88,9	88,9	88,9	88,9	88,9	114,3	114,3	114,3	114,3	139,7	139,7	139,7	-	-	-	-
Color de la pintura del chasis																	
Código del color: PAL7085																	

* Rendimiento certificado por Eurovent según la norma EN14511-3:2011.
 † Condiciones medias refrigeración: temperatura del agua de entrada/salida del evaporador 12°C/7°C, temperatura del aire exterior 35°C, factor de ensuciamiento del evaporador 0 m²/kW.
 ** Rendimiento bruto, en desacuerdo con la norma EN14511-3:2011. Los rendimientos no tienen en cuenta la corrección de la capacidad calorífica proporcional ni la aplicación de potencia generada por la bomba de agua para superar la caída de presión interna en el intercambiador de calor.
 ‡ Condiciones medias refrigeración: temperatura del agua de entrada/salida del evaporador 12°C/7°C, temperatura del aire exterior 35°C, factor de ensuciamiento del evaporador 0 m²/kW.
 § El peso indicado es aproximado. Para averiguar la carga de refrigerante de las unidades, véase la placa de características de la misma.
 ¶ Unidad estándar: unidad base sin opción 15 y sin módulo hidráulico.
 † De acuerdo con la ISO 9801-4 y certificado por Eurovent.
 ‡ Sólo a efectos de información, calculado a partir de los niveles de potencia sonora Lw(A).

Figura 36: Hoja de datos de las enfriadoras de A3, B4, C2 y D3. Fuente: [18]

Datos físicos, 30RBS

30RBS		039	045	050	060	070	080	090	100	120	140	160
Aplicaciones de aire acondicionado según la norma EN14511-3:2013 [†] -Unidad estándar												
Condición 1												
Capacidad frigorífica nominal	kW	40	44	51	58	67	79	87	97	114	135	156
ESEER	kWh/kWh	3,75	3,88	3,05	3,80	3,62	3,67	3,91	3,94	3,83	3,68	3,87
EER	kWh/kWh	2,87	2,78	2,87	2,88	2,72	2,70	2,73	2,73	2,67	2,70	2,65
Clase Eurovent, refrigeración												
		C	C	D	D	C	C	C	C	D	C	D
Condición 2												
Capacidad frigorífica nominal	kW	53	59	69	81	85	98	114	128	151	171	194
EER	kWh/kWh	3,44	3,32	3,12	3,31	2,97	3,08	3,18	3,09	3,10	2,99	3,01
Aplicaciones de aire acondicionado ^{††} -Unidad estándar												
Condición 1												
Capacidad frigorífica nominal	kW	40	44	52	59	68	80	87	98	115	136	157
ESEER	kWh/kWh	3,97	4,14	4,22	4,08	3,84	3,90	4,16	4,18	4,08	3,94	4,18
EER	kWh/kWh	2,95	2,84	2,75	2,74	2,80	2,78	2,79	2,79	2,73	2,77	2,72
Condición 2												
Capacidad frigorífica nominal	kW	54	59	69	82	88	99	115	127	152	173	198
EER	kWh/kWh	3,59	3,47	3,26	3,47	3,08	3,19	3,28	3,19	3,21	3,09	3,12
Niveles sonoros												
Unidad estándar												
Nivel de potencia sonora ^{†††}	dB(A)	80	81	81	81	87	87	84	84	84	90	90
Nivel de presión sonora a 10 m ^{†††}	dB(A)	49	49	49	49	55	55	52	52	52	58	58
Unidad con opción 13LS												
Nivel de potencia sonora ^{†††}	dB(A)	79	80	80	80	80	80	83	83	83	83	83
Nivel de presión sonora a 10 m ^{†††}	dB(A)	48	48	48	48	48	48	51	51	51	51	51
Dimensiones												
Longitud	mm	1061	1061	1061	1061	1061	1061	2258	2258	2258	2258	2258
Profundidad	mm	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050	2050
Altura	mm	1330	1330	1330	1330	1330	1330	1330	1330	1330	1330	1330
Peso en funcionamiento, unidades con baterías MCHÉ ^{††††}												
Unidad estándar (sin módulo hidráulico)	kg	429	436	442	454	454	471	796	778	789	806	928
Unidad estándar (con módulo hidráulico)												
Alta presión, bomba individual	kg	459	466	472	484	484	501	798	808	825	835	967
Alta presión, bomba doble	kg	484	492	497	510	510	527	843	853	873	972	1004
Compresores												
Scroll hermético, 48,8 r/s												
Circuito A		2	2	2	2	2	2	3	3	3	2	2
Circuito B		-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	2
Número de etapas de capacidad		2	2	2	2	2	2	3	3	3	4	4
Refrigerante, unidades con baterías MCHÉ ^{††††}												
R-410A												
Circuito A	kg	4,7	5,3	5,9	6,7	6,2	7,3	10,7	10,8	11,4	6,5	7,4
Circuito B	kg	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,5	7,4
Tipo de control												
Pro-Dialog+												
Capacidad mínima	%	50	50	50	50	50	50	33	33	33	25	25
Condensador												
Intercambiador de calor completamente de aluminio con microcanales												
Ventiladores												
Flying Bird IV axial con anillo axial												
Cantidad		1	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2
Máxima de aire total	m ³ /s	3885	3883	3887	3908	5013	5278	6940	6968	7370	10026	10556
Máxima velocidad	m/s	12	12	12	12	16	16	12	12	12	16	16
Evaporador												
Intercambiador de calor de placas de expansión directa, soldado												
Volumen de agua	l	2,6	3,0	3,3	4,0	4,8	5,6	8,7	9,9	11,3	12,4	14,7
Sin módulo hidráulico												
Presión de funcionamiento máxima del lado del agua	kPa	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
Con módulo hidráulico (opción)												
Bomba individual o doble (según corresponda)												
Bomba, filtro de pantalla Victaulic, válvula de seguridad, depósito de dilatación, válvulas de purgo agua + aire, manómetros												
Volumen del depósito de dilatación	l	12	12	12	12	12	12	35	35	35	35	35
Presión del depósito de dilatación ^{†††††}	bar	1	1	1	1	1	1	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Presión de funcionamiento máxima del lado del agua	kPa	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400	400
Conexiones de agua sin/con módulo hidráulico												
Victaulic												
Diámetro	puñg.	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Diámetro exterior de tubo	mm	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3
Color de la pintura del chasis												
Código del color: RAL7035												

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

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

Condición 1: Modo refrigeración; temperatura del agua de entrada/salida de evaporador 12°C/7°C, temperatura del aire exterior 26°C, factor de ensuciamiento del evaporador 0 m²/kW.

Condición 2: Modo refrigeración; temperatura del agua de entrada/salida de evaporador 22°C/18°C, temperatura del aire exterior 26°C, factor de ensuciamiento del evaporador 0 m²/kW.

- En dB re 10⁻¹² W, condensación (A). Valores de emisión de ruido declarados distribuidos de acuerdo con ISO 4871 con una incertidumbre asociada de +/-2 dB(A). Medidos de acuerdo con la norma ISO 9890-1 y certificados por Eurovent.

- En dB re 20 µPa, condensación (A). Valores de emisión de ruido declarados distribuidos de acuerdo con ISO 4871 con una incertidumbre asociada de +/-2 dB(A). Para información, calculados a partir del nivel de potencia sonora, nivel Lw (A).

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

††† A la entrega de la unidad, el prefiltro estándar de depósito mantiene la membrana metálica en la parte superior del depósito. Para cambiar el volumen de agua, debe cambiar la presión de inyección a un valor que sea próximo a la altura geométrica del sistema.

Figura 37: Hoja de datos de la enfriadora de E1. Fuente: [19]

La tabla recoge las potencias de las distintas enfriadoras elegidas, que son lo más parecidas posible a las potencias que se requieren para cubrir el 90 % de las horas de refrigeración. Además, se muestran los valores del coeficiente de eficacia energética (EER) de las enfriadoras.

Zona climática	Potencia nominal (kW)	EER nominal
Cádiz (A3)	270	2.68
Sevilla (B4)	297	2.77
Barcelona (C2)	181	2.98
Madrid (D3)	227	3.04
Burgos (E1)	79	2.7

Tabla 10: Potencia y EER nominales de las enfriadoras para cada zona climática

7.2.3 Diseño de la caldera de calefacción

Una caldera de condensación es un equipo que trabaja a partir de Gas Natural y produce agua caliente a baja temperatura 40-60 °C, con un alto rendimiento y, por tanto, emisiones más reducidas de CO₂.

Esta caldera aprovecha la energía latente en el vapor de agua. Para conseguirlo debe calentar el agua a una temperatura máxima de 60-70 °C (en lugar de los 90 °C de las calderas corrientes) y evacuar los gases a temperaturas inferiores a las de condensación (100 °C a nivel del mar). Por otro lado, reduce el tiro térmico del conducto de gases y hace necesario utilizar un ventilador.

La principal ventaja que ofrecen las calderas de condensación frente a las calderas tradicionales de gas es un mayor rendimiento con un menor consumo de combustibles fósiles (Gas Natural), lo que se traduce en menos emisiones de CO₂ y un ahorro significativo de gas. El rendimiento aparente de estas calderas es superior al 100 % frente al 70-90 % de las convencionales. Además, presentan un buen rendimiento cuando trabajan a cargas parciales.

Su capacidad de aprovechar gran parte del calor que se pierde en forma de vapor de agua en el humo de la combustión genera un rendimiento extra que permite consumir menos gas según el tipo y uso de instalación.

Las calderas de condensación son adecuadas para cualquier tipo de instalación, ya sea una instalación de radiadores o de suelo radiante, en todas ellas producen un ahorro considerable de combustible. De hecho, cuanto mayor sea el consumo de calefacción, más rentable es su uso ya que su eficiencia se maximiza cuando la instalación trabaja a menor temperatura.

Las calderas de condensación tienen como principales ventajas frente a otras calderas:

- Mayor rendimiento
- Menor consumo de Gas Natural
- Menos emisiones y, por tanto, menor impacto medio ambiental

Se dimensiona la caldera de calefacción con una potencia que cubra al menos el 90 % de las horas del año en las que se demande calefacción. Obtenida la potencia ideal para cubrir el número de horas necesario se procede a elegir una caldera con una potencia similar a la requerida.

La potencia requerida por la caldera de calefacción varía de una zona climática a otra debido a que se encuentran en climas muy diversos. A medida que el invierno es más severo la potencia requerida es mayor, por eso en Cádiz (A3) y Sevilla (B4) las potencias de las calderas son mucho menores que en Madrid (D3) y Burgos (E1).

Una vez decidida la potencia de la caldera se procede a elegir el fabricante y el tipo de caldera que será necesaria. En las cinco zonas climáticas se emplean calderas de condensación del fabricante BAXI debido a que se trata de una compañía líder en sistemas y servicios de climatización para el hogar, integrada en el grupo BDR Thermea. Además, ofrecen avanzadas soluciones de climatización que garantizan la máxima eficiencia energética y confort térmico.

Las calderas de condensación son la mejor opción cuando se busca un equipo altamente eficiente y con unas bajas emisiones contaminantes. Esta tecnología se basa en recuperar gran parte del calor que en las calderas convencionales se escapa por la chimenea. Se muestra la caldera elegida para cada ubicación y algunas de sus características:

Zona climática	Caldera de condensación
Cádiz (A3)	Power HT Plus 50F
Sevilla (B4)	Power HT Plus 110F
Barcelona (C2)	EuroCondens SGB 170
Madrid (D3)	EuroCondens SGB 260
Burgos (E1)	EuroCondens SGB 300

Tabla 11: Modelos de las calderas de condensación elegidas para cada zona climática

A continuación, se muestran las especificaciones técnicas de las diferentes calderas de condensación. La primera imagen contiene las características de las calderas empleadas en Cádiz y Sevilla mientras que la segunda imagen muestra las de las calderas utilizadas en Barcelona, Madrid y Burgos.

Calderas de media y gran potencia | Calderas de pie de condensación



Power HT Plus

Diseño robusto: intercambiador de calor monodrómico de acero inoxidable AISI 316 L y quemador de premixta con encendido electrónico.

Bajas emisiones contaminantes: < 25 mg/kWh en NOx (Clase 5) y < 10 mg/kWh en CO.

Bajo nivel de ruido: para un funcionamiento más eficiente, fiable y silencioso.

Amplio gama de accesorios de regulación: para gestión de calderas en cascada o instalaciones de alta o baja temperatura. Ver capítulo "Centrales y Regulación".

	50 F	110 F
Potencia del B100/PC	45,0	102,0
Potencia del B100/CP	40,6	110,2
Clase de eficiencia en calificación	A	A
Redimiento del B1 con carga 100%	105,0%	105,1%
Redimiento del B1 con carga 100%	108,4%	108,1%
Redimiento del B1 con carga 100%	97,4%	97,2%
Peso neto aproximado	60	109
Ø conducto coaxial exterior (cañería buena)	ØØ125	ØØ160
Longitud mín. conducto coaxial exterior Ø1	10	10
Ø conducto doble exterior (cañería buena)	ØØ	ØØ
Longitud mín. conducto doble Ø1	60	27
Ø conducto individual exterior (cañería buena)	ØØ - 110	ØØ - 125 - 160
Longitud mín. conducto individual Ø1	20 - 56	28 - 43 - 56
Capacidad agua	4	10
Presión máxima de trabajo	4	4
Tipo de gas: B5	EN10P	EN10P
Conexión gas C	3/4"	1"
Conexión ida y retorno Ø A	1"	1 1/2"
Conexión condensados Ø	DN 18	DN 18
Referencia	7612622	7612626
Precio	3.160,00	6.820,00
Forma de suministro	En un solo bulto	En un solo bulto

Forma de suministro: En un solo bulto

Ø1 Integrapara suministro de B100/PC Integ media - LPT

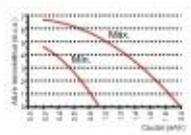
Ø2 Integrapara suministro de B100/PC Integ media - LPT

Ø3 El conducto de extracción debe ser como mínimo de 15 metros para L100/CP (Ø1: Ø125 y Ø31) y de 7 metros para L100/PC (Ø1: Ø125 y Ø31)

Ø4 La longitud horizontal no debe superar 7 metros + 7 codos

Ø5 Para su instalación se requiere un técnico cualificado para cambiar todos los gases y regular la válvula de gas. La instalación de gas sujeta a gas presurizado debe ser realizada por un técnico cualificado.

Presión en marcha opcional: 1400
La presión en marcha Ø160 de estas calderas sólo se eleva a la presión del diseño si se precisa que se dice así para instalaciones con servicio de poca agua. Para otras instalaciones, se presentará el coste del desarrollo. El precio que se indica para la P.M. de calderas individuales. Para instalaciones en cascada el precio que se indica es el precio de una potencia en marcha como caldera individual, para la primera caldera, más el 50% de dicho precio para cada una de las restantes calderas.



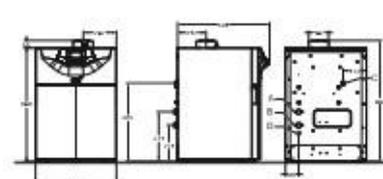



Figura 38: Hoja de datos de las calderas de condensación de A3 y B4. Fuente: [20]

EuroCondens SGB

Dimensiones compactas
para facilitar la reposición en instalaciones existentes: ancho inferior a 77 cm. en toda la gama.

Regulación Multilevel Plus
con posibilidad de telegestión mediante WebServer. Gestión de hasta 15 calderas en cascada mediante la regulación base.

Diseño robusto y moderno:
cuerpo caldera formado por elementos de fundición Aluminio-Silicio y querolador de promoción con electrónica.

	SGB 125	SGB 170	SGB 260	SGB 300
Potencia (a) 80/60 °C	121,6	165,8	214,5	294,0
Potencia (a) 50/30 °C	133,1	181,3	230,1	321,3
Rendimiento (a) (1) con carga 100% %	106,5	106,6	107,0	107,1
Rendimiento (a) (1) con carga 20% %	106,6	106,7	107,0	107,1
Rendimiento (a) (2) con carga 100% %	97,3	97,5	97,9	98,0
Peso neto aproximado	205	260	314	364
Longitud máx. evacuación (3)	60	60	60	60
Capacidad agua	29	34	46	53
Presión máxima de trabajo	6	6	6	6
Tipos de gas (4)	CN/C3P	CN/C3P	GN/C3P	GN/C3P
Conexión gas	1"	1 1/2"	1 1/2"	1 1/2"
Conexiones Ido y Retorno H. R.C.	DN 65	DN 65	DN 65	DN 65
Conexión Salida buharda F	160	160	200	200
Conexión entrada aire	110	110	125	125
A	1.000	1.008	1.264	1.353
B	301	301	351	351
C	401	401	407	408
D	687	687	944	1.037
E	134	134	163	163
Referencia	222995027	222995028	222995030	222995031
Costo	7.700,00	8.650,00	12.850,00	13.540,00

Forma de suministro: En un solo bulto, completamente montado y prerregulado de fábrica, incluye ventila exterior.

(a) Energía suministrada de SGA/PC. Energía media - APC.
(b) Energía suministrada de SGA/PC. Energía media - APC.
(c) Para funcionamiento estacionario con control de aire de la sala, incluyendo el elemento indicado en la tabla superior.
(d) Se suministra en paquete para gas natural.
La configuración de gas natural (gas orgánico) para los modelos que admiten ambos combustibles, está incluida en la prensa en muestra opcional.
Prensa en muestra opcional: 15SGE
La prensa en muestra 15SGE de estos calderas solo se ofrece a petición del cliente. Los precios que se citan son para instalaciones con servicio de post-venta. Para otros países, se aplicará el coste del desplazamiento. El precio que se cita es para la FEM de calderas individuales. Para instalaciones en cascada el precio que se aplica es el precio de una prensa que incluye la cámara caldera individual para la primera caldera, más el 10% de dicho importe para cada uno de las sucesivas calderas.

Figura 39: Hoja de datos de las calderas de condensación de C2, D3 y E1. Fuente: [20]

La tabla recoge las potencias de las distintas calderas elegidas:

Zona climática	Potencia Caldera de condensación (kW)
Cádiz (A3)	48.6
Sevilla (B4)	110.2
Barcelona (C2)	181.3
Madrid (D3)	278.1
Burgos (E1)	321.3

Tabla 12: Potencia nominal de las calderas para cada zona climática

7.2.4 Diseño de las bombas de circulación

Para calcular la potencia de las bombas de circulación, en primer lugar, se calcula el caudal de calefacción, cuyo cálculo se expone en el Anexo *Diseño de las bombas de circulación*.

Los caudales requeridos por las bombas del circuito de calefacción son:

Zona climática	Caudal de las bombas (kg/h)
Cádiz (A3)	2089.82
Sevilla (B4)	4738.65
Barcelona (C2)	7795.99
Madrid (D3)	11958.43
Burgos (E1)	13816.05

Tabla 13: Caudales de las bombas para cada zona climática

A partir de los caudales que van a pasar por las bombas se elige la potencia que debe tener la bomba para mover dicho caudal. La imagen muestra distintas potencias de bombas en función de caudales:

Modelo MGK-2	MGK-2 130	MGK-2 170	MGK-2 210	MGK-2 250	MGK-2 300
Modelo WILO	Stratos 25/1-8	Stratos 30/1-10	Stratos 30/1-12	Stratos 32/1-12	Stratos 32/1-12
Ref.	20.90.448	21.03.616	20.90.451	20.90.452	20.90.452
Caudal nominal con 20 K diferencia (m ³ /h)	5,6	7,3	9	10,8	12,9
Pérdida de presión con 20 K diferencia (mbar)	110	112	123	146	176
Altura de bombeo (mbar)	430	460	610	560	420
Altura de bombeo residual (mbar)	320	358	487	414	244
Potencia (W)	130	190	310	310	310
Corriente (A)	1,2	1,3	1,37	1,37	1,37
Conexión	1~230V G 1 1/2" roscada	1~230V G 2" roscada	1~230V G 2" roscada	1~230V DN32 embreadada	1~230V DN32 embreadada

Figura 40: Potencia de bombas en función de caudales. Fuente: [20]

Por tanto, teniendo en cuenta los caudales que pasan por las bombas, se seleccionan bombas de las siguientes potencias:

Zona climática	Potencia de las bombas (W)
Cádiz (A3)	70
Sevilla (B4)	120
Barcelona (C2)	200
Madrid (D3)	310
Burgos (E1)	340

Tabla 14: Potencia nominal de las bombas para cada zona climática

7.2.5 Diseño del depósito de acumulación

Debido a que la generación y la demanda están desfasadas en el tiempo es necesario incluir un sistema de almacenamiento cuyo objetivo principal es aumentar la gestionabilidad.

En la instalación estudiada se utiliza un depósito de inercia, que están diseñados para trabajar en circuitos cerrados de calentamiento o enfriamiento. Los depósitos de inercia se emplean para evitar que la caldera se pueda ver afectada por los arranques y paros de la instalación.

En cuanto al fluido en el interior del depósito de acumulación se puede considerar de dos formas diferentes: completamente mezclado o existencia de estratificación. En este caso se considera que hay estratificación del fluido.

Se considera que hay estratificación ya que el depósito es de gran capacidad y de geometría esbelta, por tanto, los gradientes de temperatura pueden ser lo suficientemente importantes como para afectar significativamente el comportamiento global.

La estratificación se tiene en cuenta dividiendo el depósito en un cierto número de niveles (en este caso seis

niveles) de igual volumen, cada uno de los cuales se supone completamente mezclado.

Para el dimensionado del depósito de acumulación se ha tenido en cuenta los resultados obtenidos en el trabajo fin de grado. En el trabajo anterior no se realizó un dimensionado concreto del depósito, sino que se plantearon varias posibilidades de volumen del depósito de acumulación (5 m³, 4 m³, 3 m³, 2 m³ y 1 m³) y se estudió su influencia en el comportamiento del resto de la instalación, en particular al consumo de la parte de calefacción.

De los resultados obtenidos en aquel trabajo, se llegó a la conclusión de que el volumen del depósito de acumulación para el cual la instalación presentaba un mejor comportamiento era 3 m³ y, por tanto, este proyecto se realiza instalando un depósito de acumulación de ese volumen de acumulación.

El depósito de acumulación tiene dos objetivos:

- Separar el circuito primario del secundario, es decir, separa la parte en la que se recupera calor de la energía de desecho procedente de las pilas de combustible y la parte en la que se produce la energía necesaria para la calefacción, es decir, la caldera y el retorno del fluido del edificio.
- Almacena agua a una temperatura mayor que la que procede de la red por lo que la caldera consume menos energía. Además, se le suma la temperatura a la que viene el agua del intercambiador de calor que recupera la energía residual de las pilas.

En concreto, el depósito de acumulación disminuye los transitorios, es decir, aumenta la inercia térmica del sistema, a fin de evitar un número elevado de encendidos de la caldera cuando se producen rápidas variaciones de temperatura.

El depósito de acumulación seleccionado se trata de un depósito de inercia en acero al carbono perteneciente al fabricante SUILCASA ya que son ideales para circuitos cerrados de calefacción.

Los depósitos de inercia fabricados por SUICALSA cubren una amplia gama de aplicaciones en las instalaciones de calefacción y refrigeración, permitiendo aumentar la inercia térmica de las mismas, así como combinar estas aplicaciones con producción y almacenamiento de agua caliente sanitaria.

Para la simulación en TRNSYS16 es necesario conocer las diferentes alturas de los nodos, el coeficiente de pérdidas y el volumen de dicho depósito. Todo ello se obtiene de la hoja de datos técnicos que pone a disposición el fabricante.

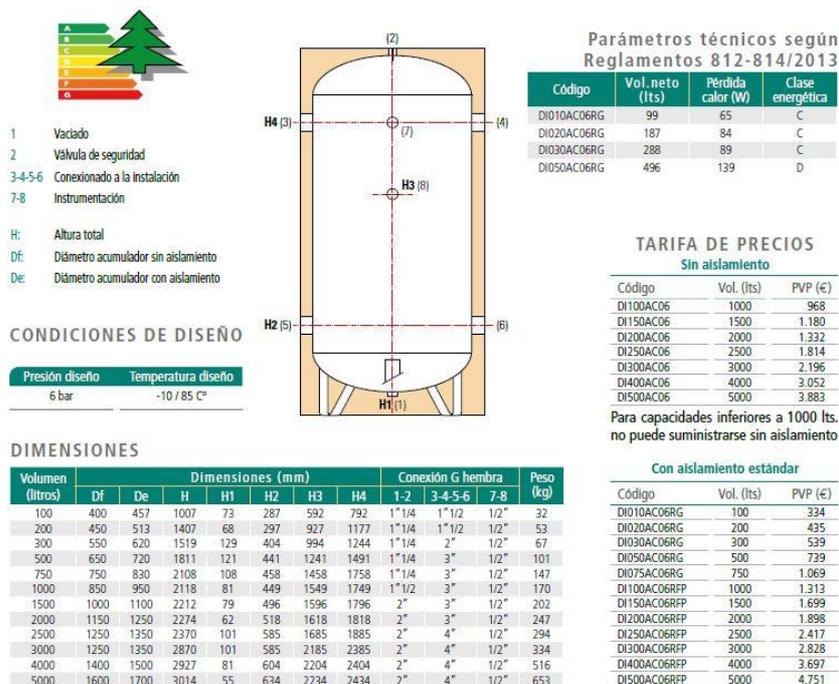


Figura 41: Hoja de datos y precios del depósito de inercia. Fuente: [24]

7.2.6 Diseño de las pilas de combustible

Las pilas de combustible van a realizar la función que desempeñaban los motores de micro-cogeneración en su estrategia de estudio, es decir, van a producir energía eléctrica y energía térmica a la vez. Principalmente van a ser utilizadas para producir electricidad y así satisfacer, en la medida de lo posible, la demanda eléctrica del edificio y, por otra parte, el calor de desecho se aprovechará para calentar el fluido que va al depósito de acumulación, mediante un intercambiador de calor, para así poder disminuir el consumo de la caldera auxiliar en la parte de calefacción.

Las pilas de combustible, como se expone anteriormente, deberán cubrir el máximo posible del consumo eléctrico de la instalación. Este consumo eléctrico proviene del consumo de las bombas, la enfriadora y la necesidad eléctrica del edificio.

Se instalan dos pilas de combustible tipo PEM de 100 kW cada una, es decir, una va a trabajar a su potencia máxima la mayor parte de horas del año y la otra servirá de apoyo (backup) y funcionará sólo cuando la demanda de electricidad sea muy alta. Esto es lo que se conoce como fraccionamiento de la potencia, se instalan dos equipos de menor potencia en lugar de un único de gran potencia para evitar que el equipo opere muchas horas a carga parcial, penalizando así su rendimiento.

Las pilas utilizan como combustible de trabajo Hidrógeno y están formadas por un único stack de 100 celdas.

Teniendo en cuenta que la necesidad eléctrica del edificio es de 99 kW, aproximadamente, una única pila no va a ser suficiente para satisfacer las necesidades eléctricas totales de la instalación. Por tanto, esta es otra de las razones por la que se instalan dos pilas.

Las pilas de combustible funcionan con un rendimiento adecuado dentro de un cierto rango de potencias, este rango va desde el 10 % de la potencia nominal de la pila de combustible hasta el 100 % de dicha potencia nominal, es decir, su funcionamiento a máxima potencia. Si se le exige a la pila funcionar fuera de ese rango éste no funcionará y habrá que coger de la red el resto de electricidad que el campo fotovoltaico no pueda dar para satisfacer la demanda.

Va a haber funcionamiento de las dos pilas cuando la diferencia entre el consumo eléctrico del edificio (bombas, enfriadoras y necesidad eléctrica) y la producción fotovoltaica esté en el rango de potencia mínima de funcionamiento de una pila (10 % potencia nominal) y la potencia máxima cuando funcionan las dos. Si hay una demanda superior a la suma de las potencias máximas de las pilas habrá que coger el resto de energía, hasta cubrir la demanda eléctrica, de la red y, si hay una demanda inferior al 10 % del funcionamiento de la pila habrá que coger dicha energía también de la red.

A la salida de cada pila de combustible se instala un inversor que convierte la corriente continua de la electricidad generada por las pilas de combustible en corriente alterna para que la energía eléctrica pueda ser consumida por los equipos.

Por otro lado, la energía de desecho de las pilas de combustible va a ser utilizada para calentar el agua del depósito de acumulación. Para poder aprovechar esta energía se coloca un intercambiador de calor por el cual circula por un lado el agua empleada para refrigerar las pilas y por otro el agua proveniente del depósito de inercia. Esta energía no se puede aprovechar 100 % ya que el intercambiador tiene un rendimiento, se ha considerado 70 %.

A continuación, se muestra la ficha técnica de las pilas de combustible:

Specifications



	G400	G500	G600	G700	G900	G1000
APPROXIMATE POWER RANGE	0.5 - 6 kW	2 - 12 kW	5 - 50 kW	10 - 100 kW	25 - 200 kW	50 - 300 kW
GAS FLOWS	100:1 turndown MFCs			custom ranges available		
Standard anode flow range	1.5 - 150 nlpm	1.25 - 250 nlpm; available to 750 nlpm	20 - 2,000 nlpm	50 - 2,200 nlpm	80 - 4,000 nlpm	100 - 5,000 nlpm
Standard cathode flow range	4 - 400 nlpm	3.75 - 750 nlpm; available to 1,250 nlpm	35 - 3,500 nlpm	80 - 8,000 nlpm	100 - 10,000 nlpm	300 - 15,000 nlpm
GAS MIXING Anode and Cathode	automated reformate simulation and gas mixing available					
GAS HUMIDIFICATION TECHNOLOGY	numerous humidification technologies available including Rapid Response™					
Dew point control	up to 90°C (194°F)					
Gas temperature	up to 110°C (230°F)					
Humidifier by-pass	optional, with automatic control					
LIQUID STACK COOLING	up to 80°C (194°F)					
BACK PRESSURE CONTROL	0.05 - 3 barg (45psig)†					
LOAD BANK Maximum load, current, voltage	water cooled, up to 6kW	water cooled, up to 20kW	water cooled, or regenerative available		regenerative	
CELL VOLTAGE MONITORING Standard number of channels	up to 1000 channels					
DIMENSIONS Not including optional load banks	1582 x 1367 x 1827 mm (62 x 54 x 72 in)	2819 x 1168 x 2261 mm (111 x 46 x 89 in)		3500 x 1800 x 2300 mm (137 x 63 x 90 in)		

† Dependent on actual operating conditions - higher temperature, pressure options available.

Figura 42: Especificaciones técnicas de las pilas de combustible

Las pilas de combustible PEM pertenecen al fabricante Greenlighth Innovation.

La siguiente figura muestra las especificaciones técnicas de los inversores que se instalan. Se tratan de inversores del fabricante Ingeteam IngeconSun, mismo fabricante que el del inversor fotovoltaico.

	INGECON		SUN		Power con transformador	
	50	60	70	80	90	100
Valores de Entrada (DC)						
Rango pot. campo PV recomendado ¹	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPPT	405 - 750 V	405 - 750 V				
Tensión máxima ²	900 V	900 V				
Corriente máxima	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
Valores de Salida (AC)						
Potencia nominal ³	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal	400 V	400 V				
Frecuencia nominal	50/60 Hz	50/60 Hz				
Coseno Φ ⁴	1	1	1	1	1	1
Coseno Φ ⁵ ajustable	Sl. Smdx-55 kVA	Sl. Smdx-66 kVA	Sl. Smdx-77 kVA	Sl. Smdx-88 kVA	Sl. Smdx-99 kVA	Sl. Smdx-110 kVA
THD ⁶	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
Rendimiento						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
Datos Generales						
Refrigeración por aire	2.600 m/h	2.600 m/h				
Consumo en stand by ⁷	30 W	30 W				
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	20°C a +65°C	20°C a +65°C				
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

Notas: ¹ Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. ² No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles "dc" a bajas temperaturas. ³ Potencia AC hasta 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%. ⁴ Para P<=25% de la potencia nominal. ⁵ Para P<>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. ⁶ Consumo desde el campo fotovoltaico.
Referencias normativas: CE, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 50178, EN 62109-1, EN 62109-2, FCC Part 15, IEC 62116, RD1699/2011, DIN V VDE V 0126-1-1, CEI 0-16, CEI 0-21, DE-AR-N 4105:2011-08, BDEW-Mitteilungsdrucktime:2011, AVO Ierna, P.0.12-3, South Africa Grid code, IEC 1529, IEC 61727.

Figura 43: Especificaciones técnicas de los inversores de pilas de combustible. Fuente: [17]

7.3 Diseño de la instalación en TRNSYS

En este apartado se explica la implementación del sistema para realizar las simulaciones necesarias y la evaluación del estudio. En este trabajo se implementa un único modelo en TRNSYS, el correspondiente al caso de estudio “Pilas de combustible”.

Para una mejor explicación del diseño en TRNSYS se enumeran y explican todos los elementos utilizados en la simulación del caso de estudio.

7.3.1 Subsistema eléctrico

La parte eléctrica del sistema consta de:

Enfriadoras de líquido refrigeradas por aire:

Se utiliza una combinación de types para tener en cuenta las variaciones de rendimiento debidas a las fluctuaciones de la temperatura ambiente (Type 42) y los factores de carga parcial (Type 43). Además, se utiliza un lector de datos (Type 9) que indica la demanda de refrigeración.

Paneles fotovoltaicos e inversor:

Se utiliza el Type 94, en el cuál se fijan los datos técnicos proporcionados por el fabricante. Los paneles están conectados al type que contiene los datos climáticos: radiaciones directa, difusa y global, temperatura ambiente y ángulo de incidencia de la radiación directa (Type 9).

Para el inversor se utiliza el Type 175. Al igual que en los paneles fotovoltaicos, se introducen los datos técnicos.

El Type de los paneles (Type 94) se conecta con el Type del inversor (Type 175).

Balance:

Se incluye una calculadora que obtiene para cada paso de tiempo el balance entre la electricidad necesaria para el edificio (Dem_elec), la que necesitan las enfriadoras de agua refrigeradas por aire (Dem_ref_final), los consumos de las bombas (Cons_bombas) y la electricidad producida por el campo fotovoltaico (Prod_fv). La demanda eléctrica se indica a través de un Type 9. Además, se envía información a las pilas de combustible para indicar la cantidad de energía que necesitan producir y cuando tienen que trabajar, es decir, funciona de controlador de las pilas de combustible. Este type también marca cuando se consume energía eléctrica de la red.

Pilas de combustible e inversores:

Se decide utilizar el Type 170a. Este type muestra el comportamiento de una pila de combustible PEM, con aire en el cátodo (OXMODE = 1), para la cual el usuario tiene que proporcionar la temperatura del stack (TMODE = 1) y con cálculos simplificados de R_t y C_t (RTCTMODE = 1). A este modelo hay que comunicarle el número de stacks, el número de celdas del stack, el área de la PEMFC y el área de la celda, entre otros. Como datos de salida devuelve la potencia de la pila de combustible, el voltaje y la intensidad, las cantidades de Hidrógeno y aire consumidos, el caudal de agua para refrigeración y el calor generado, entre otros.

A la salida de cada pila de combustible se pone un inversor de Type 175 en el cual hay que introducir los datos de las especificaciones técnicas. Cada Type 170a, perteneciente a cada pila de combustible, se conecta a un inversor distinto, es decir, a un Type 175 distinto.

La figura muestra el diseño del subsistema eléctrico de la estrategia de operación más completa:

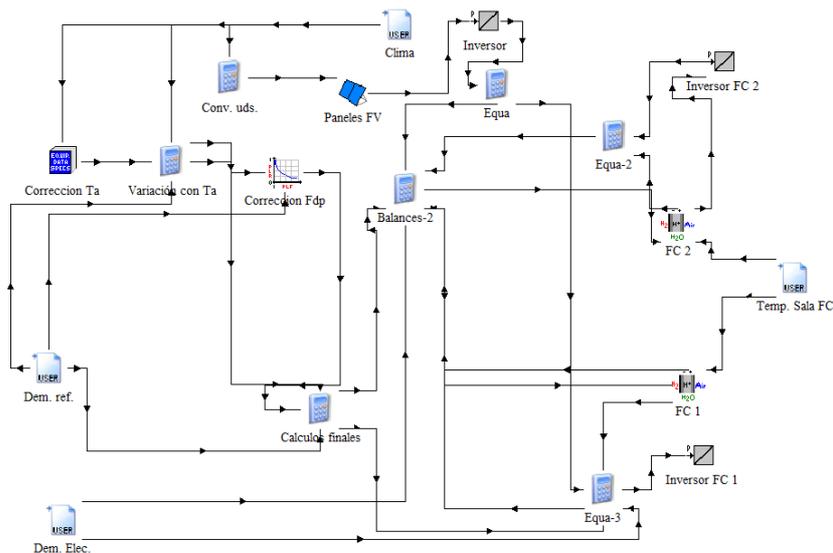


Figura 44: Esquema del subsistema eléctrico en TRNSYS

7.3.2 Subsistema térmico

Este subsistema es el responsable de satisfacer la calefacción del edificio.

Recuperación de calor residual de las pilas de combustible:

Uno de los principales objetivos de este estudio es simular la operación de las pilas de combustible. Se ha diseñado una nueva herramienta que actúa como un intercambiador de calor para calcular qué parte del calor desperdiciado se va a suministrar al depósito de almacenamiento de calor. Esto se incluye en el elemento calculador denominado Balance Qwaste.

Depósito de almacenamiento de agua caliente:

Se ha utilizado el Type 4, sin elementos de calefacción auxiliares. La altura total se divide en seis nodos ya que se considera estratificación del agua.

Caldera de calefacción de espacio auxiliar:

Se incluye una caldera Type 6, que corresponde a una caldera de una capacidad máxima especificada (que depende de las zonas climáticas). La temperatura de salida se ajusta a 50 °C. Se supone una eficiencia de la caldera del 92 %.

Controlador y bombas:

Se utilizan bombas de Type 114. Las bombas 3 y 4 se activarán sólo durante los meses de invierno cuando exista demanda de calefacción en el edificio. La diferencia de temperatura en los radiadores entre el agua proveniente de la caldera auxiliar y los retornos de agua se calcula a través de una calculadora dependiendo de la demanda de cada paso de tiempo.

El controlador utilizado es Type 2 y decide cuando tiene que funcionar la bomba 3 para aprovechar el calor residual de las pilas de combustible (en los meses de invierno y cuando la temperatura del acumulador es inferior a 50°C).

Otros elementos:

Se necesita un Type 9 que proporcione la demanda de calefacción del edificio. Además, son necesarios varios elementos calculadores para el consumo de las bombas, consumo de calefacción, control de las bombas y del calor residual, y balance de calefacción.

La figura muestra el diseño del subsistema térmico de la estrategia de operación más completa:

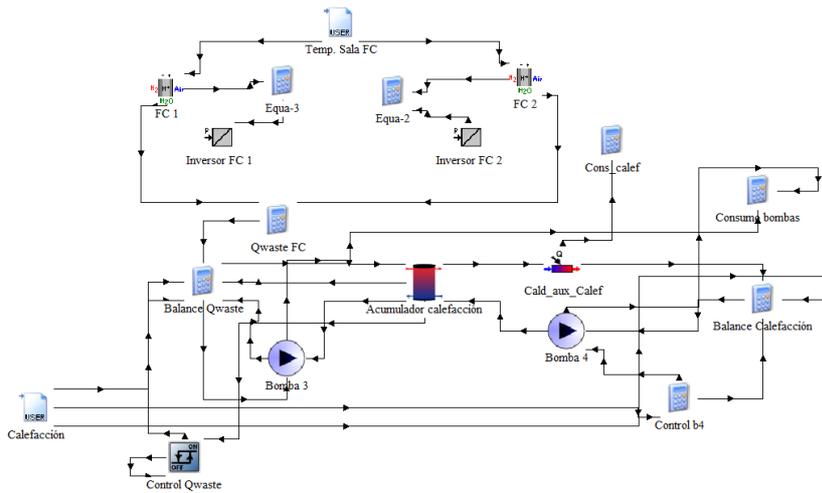


Figura 45: Esquema del subsistema térmico en TRNSYS

7.3.3 Esquemas de la instalación en TRNSYS

A continuación, se muestra la instalación completa diseñada en TRNSYS para el nuevo caso de estudio, “Pilas de combustible”, y las que ya se implementaron en el trabajo fin de grado, “Base”, “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración”.

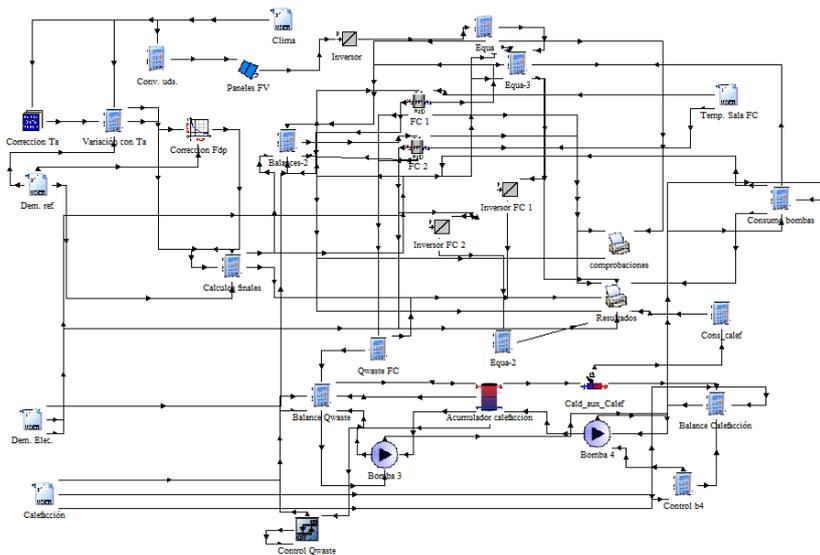


Figura 46: Esquema de TRNSYS de la instalación “Pilas de combustible”

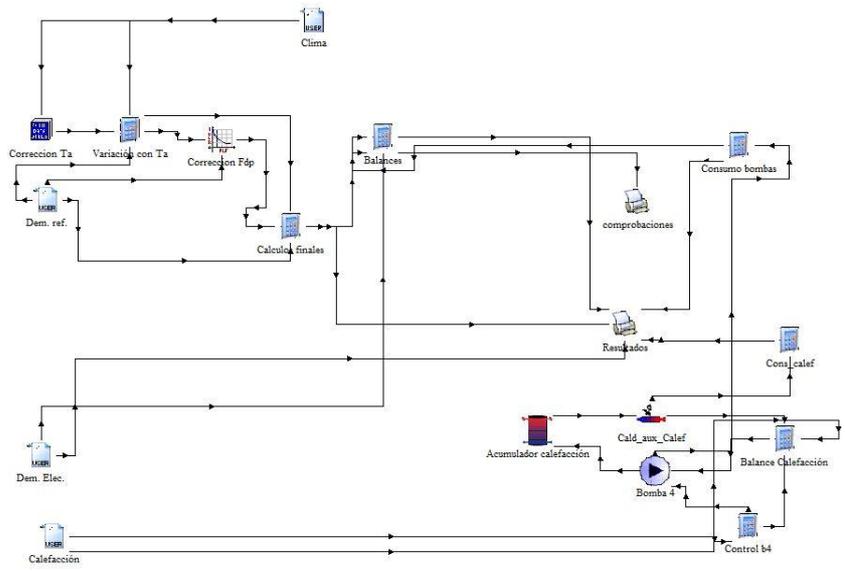


Figura 47: Esquema de TRNSYS de la instalación “Base”

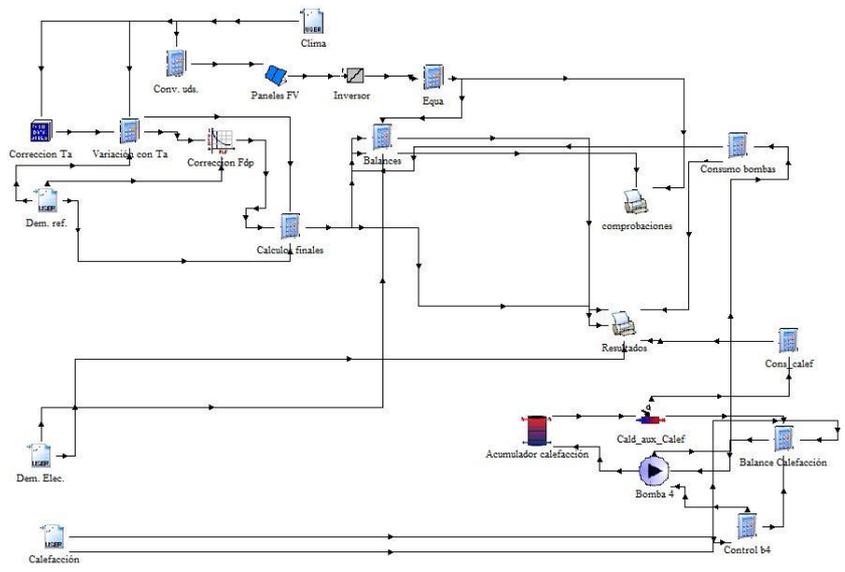


Figura 48: Esquema de TRNSYS de la instalación “Fotovoltaica”

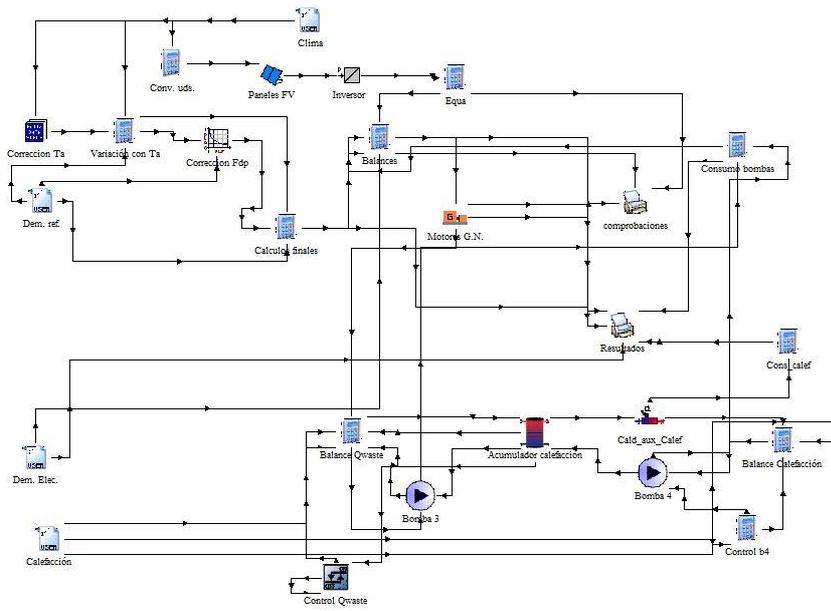


Figura 49: Esquema de TRNSYS de la instalación “Motores de micro-cogeneración”

8 ANÁLISIS DE RESULTADOS

8.1 Simulaciones

En este trabajo se realizan cinco simulaciones, una por zona climática, para el horario de funcionamiento 24 horas y otras cinco simulaciones, una por cada zona climática, para el horario de funcionamiento 12 horas, aunque en este apartado de *Análisis de resultados* se van a analizar los resultados correspondientes a las simulaciones para el horario de operación del edificio de 24 horas. Los resultados de las simulaciones para 12 horas se analizarán en su apartado correspondiente, *Horario de funcionamiento de 12 horas*.

La instalación simulada para cada zona climática (A3, B4, C2, D3 y E1) corresponde a “Pilas de combustible”, la cual incluye un campo fotovoltaico y dos pilas de combustible, las cuales consumen Hidrógeno, para reducir el consumo eléctrico de la red. A la salida de las pilas de combustible se instalan inversores para convertir la energía eléctrica en corriente continua procedente de las pilas en energía eléctrica en corriente alterna para el consumo de los equipos. Además, la energía térmica producida en las pilas será aprovechada para disminuir el consumo de Gas Natural de la caldera de condensación.

Para las distintas simulaciones en TRNSYS16 se necesitan los mismos datos de entrada. Estos datos son: las demandas de calefacción, refrigeración y electricidad calculadas a través del software LIDER, y los datos necesarios del clima. Todos estos datos de entradas son horarios y además varían para cada zona climática (A3, B4, C2, D3 y E1).

En esta nueva estrategia de operación, se pueden apreciar seis partes claramente diferenciadas: calefacción, refrigeración, eléctrica, fotovoltaica, pilas de combustible y recuperación de energía.

La parte eléctrica simula la demanda eléctrica del edificio y tiene como dato de entrada la demanda eléctrica horaria.

La parte de refrigeración simula el funcionamiento de la enfriadora para cubrir la necesidad de refrigeración. En este caso hay dos datos de entrada, la temperatura ambiente de la zona (Clima) y la demanda de refrigeración.

La calefacción dispone de varios elementos: la caldera de condensación que produce la energía necesaria para cubrir la demanda de calefacción, una bomba (y su control) que retorna el fluido procedente del edificio cuando ya ha cedido gran parte de su energía, y el depósito de acumulación. Este depósito de inercia es el que suministra el fluido, a la caldera auxiliar, a una mayor temperatura que el procedente de la red doméstica. La caldera manda el fluido, en nuestro caso agua, al edificio a una temperatura de 50 °C, temperatura de consigna de los equipos de calefacción. En cuanto al control de la bomba, indica cuándo debe funcionar ésta. La bomba va a funcionar siempre y cuando haya una demanda de calefacción en los meses de invierno.

La parte de fotovoltaica muestra la energía eléctrica que genera el campo solar fotovoltaico y está compuesta por los paneles fotovoltaicos y el inversor que convierte la energía continua en alterna. La parte de fotovoltaica tiene como dato de entrada varios parámetros del clima como son: radiación directa, difusa y global, y ángulo de incidencia de la radiación directa en los paneles. Al depender de varios factores del clima, esta producción va a variar de una zona climática a otra.

La parte de pilas de combustible tiene como objetivo producir energía eléctrica a partir de Hidrógeno que se utiliza como combustible de las pilas. El funcionamiento de las dos pilas ya se ha explicado en apartados anteriores. Esta parte de la simulación tiene como dato de entrada la diferencia de energía entre el consumo eléctrico (edificio, enfriadora y bombas) y la producción fotovoltaica. Esa diferencia indicará a las pilas a que potencia debe funcionar, siempre que esté en las condiciones de funcionamiento de las pilas. Por tanto, esta parte disminuirá el consumo de electricidad de la red, aunque añade un nuevo consumo, el consumo de Hidrógeno.

En cuanto a la parte de recuperación de energía, se añade una bomba (y su control), el intercambiador de calor que permitirá aprovechar la energía térmica procedente de las pilas de combustible y un control que indica cuando se tiene que recuperar dicha energía. La bomba que se incluye nueva es la que se sitúa entre el depósito

de acumulación y el intercambiador de calor, esta bomba tiene como objetivo hacer pasar el agua procedente del depósito por el intercambiador de calor y así llevar el fluido a una mayor temperatura al depósito de acumulación. Al igual que la otra bomba, funciona en el período en el cual haya calefacción pero, además, se añade otra condición, la temperatura del agua en el depósito acumulador tiene que estar a una temperatura inferior a 50 °C para poder recuperar la energía de desecho. Por tanto, el funcionamiento de esta bomba viene regulado por su propio control y por este nuevo llamado control de la recuperación de energía de desecho.

8.2 Resultados

En este punto se hace un análisis detallado de los resultados obtenidos para “Pilas de combustible” y se resumen los resultados obtenidos para los tres casos de operación del trabajo fin de grado (“Base”, “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración”). Asimismo, se comparan los distintos resultados entre zonas climáticas y casos.

Los resultados a estudiar en cada uno de los casos de estudio son (donde aplique):

- Balance Energía
- Consumo refrigeración
- Consumo calefacción
- Consumo bombas
- Producción fotovoltaica
- Potencia motores de micro-cogeneración
- Gas Natural consumido por motores de micro-cogeneración
- Potencia pilas de combustible
- Hidrógeno consumido por pilas de combustible
- Demanda eléctrica edificio
- Demanda eléctrica de la red
- Autosuficiencia fotovoltaica
- Consumo final energía
- Consumo primario energía
- Emisiones CO₂

8.2.1 Coeficientes de conversión empleados

Para el cálculo del consumo de energía primaria y emisiones de CO₂ es necesario utilizar unos factores de conversión, ratios que permitirán conocer el consumo de energía primaria y las emisiones de CO₂ partiendo del consumo de energía final. Estos factores de conversión se obtienen de un documento oficial del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) realizado en 2016 y se trata de un documento reconocido del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE).

En la siguiente tabla se muestran los factores de conversión obtenidos:

Combustible	Factor conversión e. primaria (kWh Efinal/kWh Eprimaria)	Factor emisiones de CO₂ (kg CO₂/kWh Eprimaria)
Gas Natural	0.25	1.19
Electricidad	0.357	2.4

Tabla 15: Factores de conversión a energía primaria y emisiones de CO₂ para electricidad y GN

Factores de conversión de energía final a primaria					
	Fuente	Valores aprobados			Valores previos (****)
		kWh E.primaria renovable /kWh E. final	kWh E.primaria no renovable /kWh E. final	kWh E.primaria total /kWh E. final	kWh E.primaria /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,396	2,007	2,403	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,414	1,954	2,368	2,61
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,075	2,937	3,011	3,35
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,082	2,968	3,049	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,070	2,924	2,994	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,072	2,718	2,790	
Gasóleo calefacción	(***)	0,003	1,179	1,182	1,08
GLP	(***)	0,003	1,201	1,204	1,08
Gas natural	(***)	0,005	1,190	1,195	1,01
Carbón	(***)	0,002	1,082	1,084	1,00
Biomasa no densificada	(***)	1,003	0,034	1,037	
Biomasa densificada (pelets)	(***)	1,028	0,085	1,113	

Figura 50: Factores de conversión de energía final a primaria. Fuente: [22]

Factores de emisiones de CO2			
	Fuente	Valores aprobados	Valores previos (***)
		kg CO2 /kWh E. final	kg CO2 /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,357	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,331	0,649
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,833	0,981
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,932	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,776	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,721	
Gasóleo calefacción	(***)	0,311	0,287
GLP	(***)	0,254	0,244
Gas natural	(***)	0,252	0,204
Carbón	(***)	0,472	0,347
Biomasa no densificada	(***)	0,018	neutro
Biomasa densificada (pelets)	(***)	0,018	neutro

Figura 51: Factores de conversión de energía final a emisiones de CO₂. Fuente: [22]

Por tanto, para el cálculo del consumo primario de electricidad habrá que multiplicar el consumo final de electricidad por el factor de conversión correspondiente, e igualmente para obtener las emisiones de CO₂ debidas a la electricidad consumida en la instalación.

Para el cálculo de consumo primario de Gas Natural y emisiones de CO₂ debido a este combustible hay que hacer un paso previo ya que los resultados de consumo de Gas Natural que nos devuelve el software de simulación están en una unidad distinta a la que se necesitan para hacer la conversión, es decir, están en m³h y se necesitan en kWh.

Se siguen los siguientes pasos para la conversión de unidades:

En primer lugar, se multiplica el consumo total de Gas Natural por su poder calorífico inferior (PCI). Posteriormente se realiza la conversión de kcal a kJ conociendo que 1 kcal equivale a 4.1868 kJ y luego se pasa de kJ a kW.

PCI (Gas Natural) = 9400 kcal/m³ (este dato ha sido obtenido de una tabla de poderes caloríficos del IDAE)

Una vez se tiene el consumo en kWh solo hay que multiplicar por los factores de conversión (energía primaria y emisiones de CO₂) que se muestran en la tabla.

En el caso de estudio en el que se instalan pilas de combustible el proceso de obtención del consumo primario de energía y emisiones de CO₂, debido al consumo final de Hidrógeno, es distinto.

Por un lado, como consumo primario se tiene el consumo de Gas Natural ya que es la fuente de la que se obtiene el Hidrógeno consumido en la pila. El Hidrógeno se puede obtener de muchas formas, entre ellas y la forma más limpia y renovable es mediante la electrólisis del agua. Para producir el Hidrógeno mediante electrólisis es necesario la implantación de un electrolizador, el cuál necesita electricidad, además de agua, para producir el Hidrógeno. Esta forma de obtener el Hidrógeno no es posible en este caso porque no se tiene excedente de electricidad, en ningún momento del año, del campo solar fotovoltaico y no tendría sentido comprar electricidad de la red para producir el Hidrógeno que utilizará las pilas de combustibles para volver a generar electricidad. Por tanto, el Hidrógeno utilizado es comprado, y este Hidrógeno es normalmente obtenido a partir de reformado de Gas Natural, por lo que se tiene consumo primario de Gas Natural. El Hidrógeno se compra en botellas de 50 L a 200 bar (0.8 kg de H₂).

Para calcular el consumo de energía primaria de Gas Natural debido al consumo final de Hidrógeno se utiliza el siguiente factor de conversión, obtenido de un artículo publicado por National Renewable Energy Laboratory (NREL):

Gas Natural necesario para producir un kilogramo de Hidrógeno: 4.5 Nm³(GN)/kg(H₂)

Con este factor de conversión y conociendo el consumo de Hidrógeno de las pilas de combustible se calcula el consumo primario de Gas Natural.

Por otro lado, para el cálculo de las emisiones de CO₂ debidas al consumo final de Hidrógeno se usa la reacción química del reformado de Gas Natural (aproximando el Gas Natural a Metano):



Conociendo la masa molecular del CH₄ (Gas Natural) y el consumo de energía primaria de Gas Natural [kg], se calcula el número de moles de CH₄.

$$M_m(\text{CH}_4) = 16 \text{ kg/mol}$$

$$\text{moles}(\text{CH}_4) = \text{kgGN}/M_m(\text{CH}_4)$$

Por la reacción química se sabe que con un mol de CH₄ se genera un mol de CO₂, por lo que el número de moles de CO₂ es igual al número de moles de CH₄ calculado previamente.

$$\text{moles}(\text{CO}_2) = \text{moles}(\text{CH}_4)$$

Conociendo el número de moles de CO₂ y su masa molecular, se calculan los kg de CO₂ producidos mediante el reformado de Gas Natural.

$$M_m(\text{CO}_2) = 44 \text{ kg/mol}$$

$$\text{kg}(\text{CO}_2) = M_m(\text{CO}_2) * \text{moles}(\text{CO}_2)$$

En todo este proceso también se utilizan las densidades del Gas Natural y el Hidrógeno:

$$\text{Densidad Gas Natural} = 0.743 \text{ kg/m}^3$$

$$\text{Densidad Hidrógeno} = 0.0899 \text{ kg/m}^3$$

Debido a que TRNSYS da el consumo de Hidrógeno en m³ y se necesita conocer este dato en kg, se utiliza la densidad del Hidrógeno para hacer la conversión de unidades. Conociendo el consumo de Hidrógeno en kg se calcula el consumo de Gas Natural en m³ a través del factor de conversión expuesto anteriormente. Pero este consumo de Hidrógeno se necesita en kg y, para la conversión de unidades se utiliza la densidad del Hidrógeno

Mediante este procedimiento se calcularía el consumo primario de Gas Natural y las emisiones de CO₂ debido al consumo final de Hidrógeno.

8.2.2 Análisis de resultados para cada caso de estudio

En los siguientes subapartados, se exponen y comparan los resultados para cada estrategia de operación. En

primer lugar, se van a analizar los resultados de un mismo caso y dentro de ese mismo caso se comparan los datos de las distintas zonas climáticas. Una vez realizado esto, para cada caso de estudio, se hace una comparativa de resultados de los cuatro casos.

8.2.2.1 “Pilas de combustible”

En este subapartado se comentan los resultados extraídos de la simulación del programa TRNSYS16 para la alternativa de estudio que incluye pilas de combustible, el nuevo caso de estudio introducido en este proyecto. Los parámetros que se han obtenido son prácticamente los mismos que en el caso de “Motores de micro-cogeneración” del trabajo fin de grado ya que lo único que varía de una opción a otra es la tecnología empleada para el apoyo, a los paneles fotovoltaicos, en la generación de energía eléctrica.

Recuérdese que el objetivo de estas dos alternativas es reducir el consumo eléctrico de la red, además se aprovecha el calor desechado en dicha generación de electricidad para reducir el consumo de Gas Natural de la caldera de condensación en la producción de calor para calefacción del edificio. Este calor residual se reutiliza a través de un intercambiador de calor en el que se calienta el fluido de un depósito de acumulación y, por consiguiente, el que entra en la caldera.

En conclusión, se introduce una nueva tecnología para alcanzar el objetivo anteriormente citado. Habrá que ver si merece la pena o no, para ello se exponen los resultados de la simulación y posteriormente se comparan con los demás casos.

Los resultados a estudiar son:

- Consumo de refrigeración
- Consumo de calefacción
- Consumo de las bombas
- Balance de energía
- Demanda eléctrica del edificio
- Demanda eléctrica de la red
- Producción fotovoltaica
- Autosuficiencia fotovoltaica
- Potencia pilas de combustible
- Consumo de Hidrógeno
- Consumo final de energía
- Consumo de energía primaria
- Emisiones de CO₂
- Coste del Ciclo de Vida

Todos los resultados mostrados en este apartado, al igual que ocurre con los resultados de las demás alternativas estudiadas, son datos anuales.

En primer lugar, el consumo eléctrico del edificio no varía respecto a las opciones de trabajo estudiadas en el trabajo fin de grado puesto que el edificio de estudio sigue siendo el mismo. Esta demanda eléctrica se mantiene constante durante todo el año y, además, no varía entre las distintas zonas climáticas (A3, B4, C2, D3, E1) con un valor igual a 99.44 kWh. Multiplicando este valor por el número de horas en un año se obtienen los casi 900 MWh anuales que aparece en la gráfica.

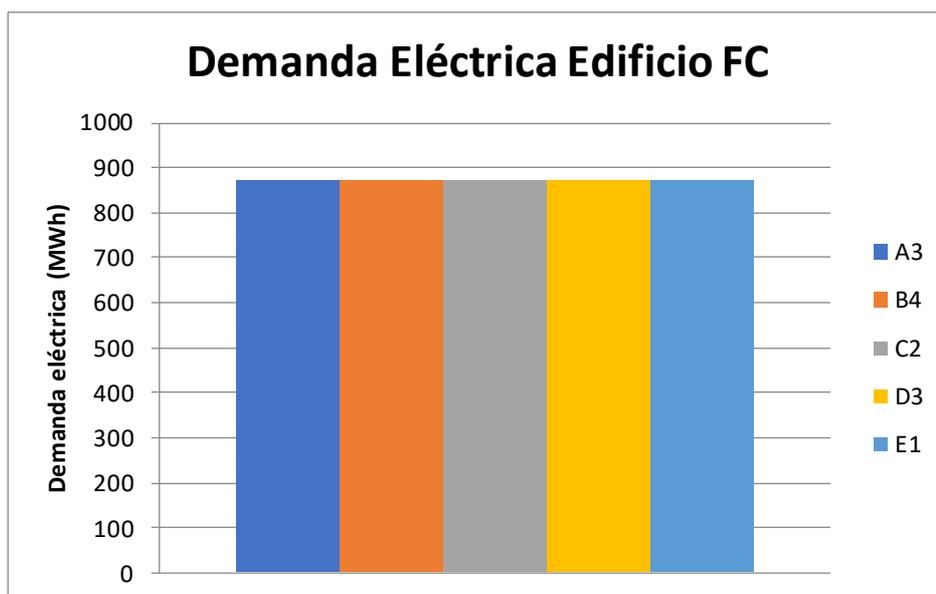


Figura 52: Demanda eléctrica del edificio "Pilas de combustible"

El consumo eléctrico de refrigeración, como también ocurría anteriormente, varía entre zonas climáticas debido a la diversidad ambiental. Se obtiene que el consumo de refrigeración es máximo en Sevilla, B4, (zona con el clima más cálido) y mínimo en Burgos, E1, (zona con el clima más gélido) ordenándose de la siguiente forma: B4>A3>D3>C2>E1. Teniendo en cuenta que el bloque de refrigeración es el mismo para todos los casos estudiados, incluido el de pilas de combustible, los resultados obtenidos son exactamente los mismos en cada uno de ellos. Se recuerda que las enfriadoras utilizadas son enfriadoras aire-agua (condensadas por aire) alimentadas por electricidad.

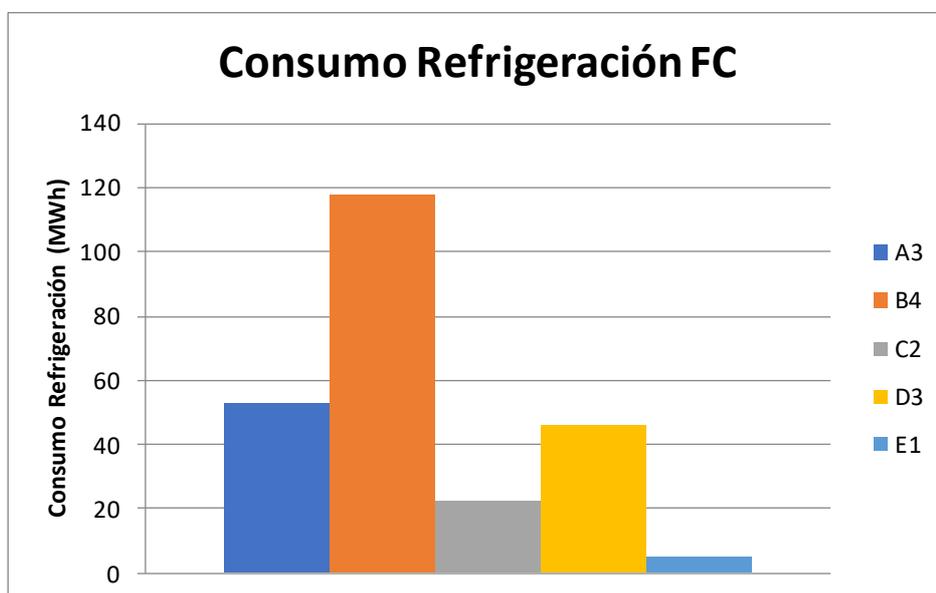


Figura 53: Consumo de refrigeración "Pilas de combustible"

Los dos siguientes parámetros que se comentan (consumo de Gas Natural en la calefacción del edificio y consumo eléctrico de las bombas) sí varían en comparación con cada uno de los casos del trabajo fin de grado ya que ambos están inmersos en el bloque de calefacción, que varía entre casos. Tanto en este caso como en el de "Motores de micro-cogeneración", la parte de calefacción incluye un circuito de recuperación de energía térmica desechada, el cual incluye un intercambiador de calor y una bomba. Dicha recuperación de energía es distinta entre ambos casos ya que en uno se recupera energía residual de unos motores y en otro de unas pilas de combustibles. Además, esta recuperación de energía no se encuentra presente en los casos "Base" y "Fotovoltaica". Este es el motivo por el que tanto el consumo de calefacción como el consumo de bombas varía entre alternativas de estudio, el bloque de calefacción es distinto para cada una de ellas.

En este apartado se exponen los resultados de ambos parámetros para el caso de pilas de combustible. En otros apartados se comparan estos resultados y se comenta como varían entre casos.

El objetivo de las pilas de combustible, al igual que el de los motores de micro-cogeneración, es producir energía eléctrica para así consumir menos electricidad de la red.

Las pilas de combustible tienen que producir el resto de electricidad que no pueda producir los paneles fotovoltaicos hasta cubrir la demanda de la instalación, siempre que sea posible. Cuando no tengan la suficiente potencia o tenga que operar fuera del rango de funcionamiento óptimo, esa energía será demandada de la red eléctrica.

Como es de esperar, al haber recuperación de energía, el consumo de la caldera de condensación va a ser menor que en los casos “Base” y “Fotovoltaica”. En comparación con el caso de los motores, hay que ver en cuál de ellos se recupera una mayor energía térmica para conocer donde hay un menor consumo de la caldera.

Lo que sí se mantiene respecto al trabajo fin de grado es el orden de las zonas climáticas respecto al consumo de calefacción, puesto que, aunque los resultados varíen entre zonas, el consumo va a ser mayor donde el clima sea más frío. Por tanto, el consumo de calefacción se ordena: E1>D3>C2>B4>A3.

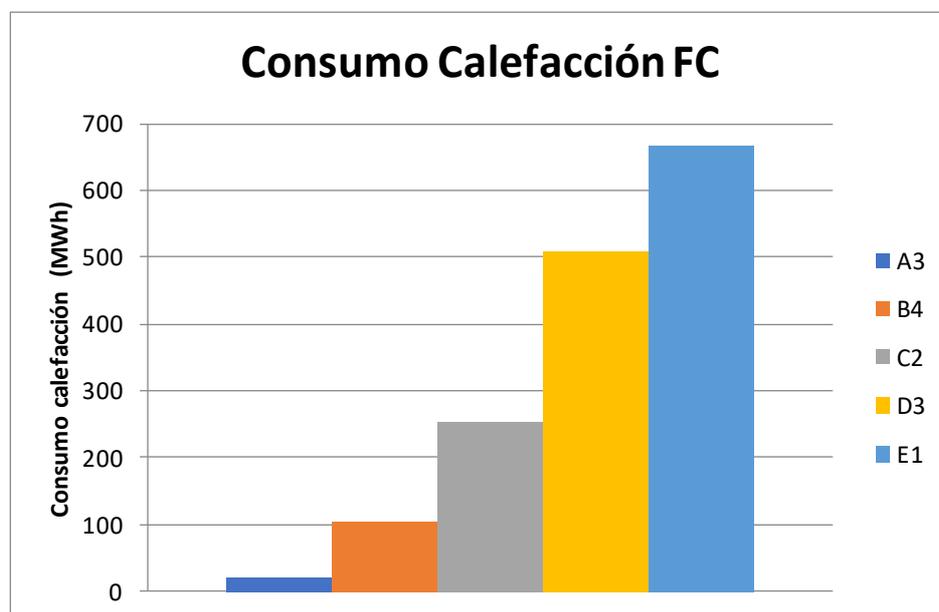


Figura 54: Consumo de calefacción “Pilas de combustible”

Respecto al consumo de las bombas, éste ahora es mayor que en los casos “Base” y “Fotovoltaica” debido a que se trabaja con una bomba más, la que se incluye en el circuito de recuperación de energía, al contrario que ocurre con el consumo de la caldera, que disminuía. Para saber si el consumo de bombas es menor en este caso o en el de los motores hay que ver cómo funciona la recuperación de energía en ambos casos. Todo esto se compara con más detalle más adelante. El orden del consumo eléctrico de las bombas entre zonas climáticas es idéntico al del consumo de calefacción puesto que ambas bombas se encuentran en el bloque de calefacción y están directamente ligadas con la caldera: E1>D3>C2>B4>A3.

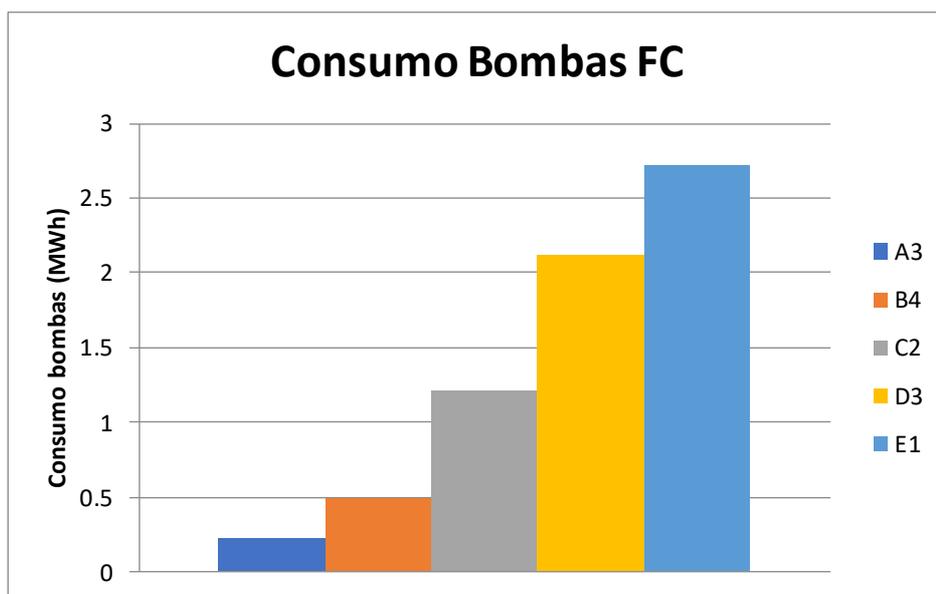


Figura 55: Consumo de bombas "Pilas de combustible"

De las gráficas de consumo de calefacción y refrigeración también se puede observar que los consumos de refrigeración son más importantes para las zonas climáticas A3 y B4, situadas al sur de España donde las temperaturas son mayores durante todo el año, mientras que los consumos de calefacción son mayores que los de refrigeración para el resto de zonas climáticas, situadas entre la mitad y el norte de la península.

Los meses para los cuales se alcanzan los máximos de consumo eléctrico de las enfriadoras para cada una de las distintas zonas climáticas son julio y agosto mientras que los consumos máximos de la caldera de condensación se alcanzan en los meses enero y febrero, meses más fríos del año, reflejando, de esta forma, la climatología en España.

Se recuerda que el balance de energía se define como la diferencia entre la suma del consumo eléctrico del edificio, las bombas y las enfriadoras, y la producción fotovoltaica.

$$\text{Balance energía} = (\text{Cons. edificio} + \text{Cons. bombas} + \text{Cons. enfriadora}) - \text{Prod. FV}$$

Teniendo en cuenta que el consumo eléctrico del edificio es constante y el consumo de las bombas tiene una repercusión muy pequeña debido a que se obtienen valores muy pequeños en comparación con los demás parámetros de la fórmula, el balance de energía se va a ordenar entre zonas climáticas según lo hagan el consumo eléctrico de las enfriadoras y la producción del campo fotovoltaico. En definitiva, el balance de energía se ordena igual que el consumo de refrigeración entre zonas climáticas, puesto que la producción fotovoltaica no varía mucho entre una zona climática y otra, lo que hace menos relevante este parámetro a la hora de comparar los resultados entre distintos climas.

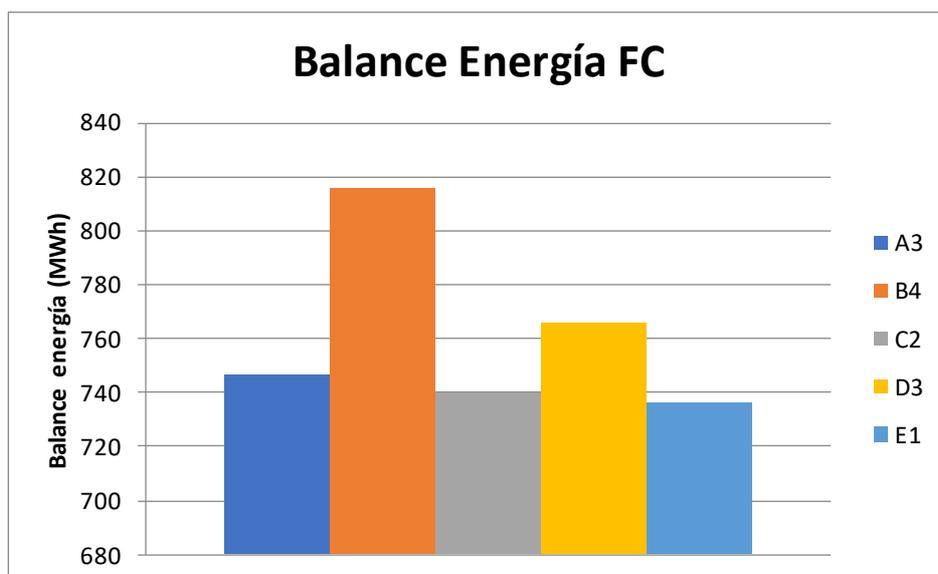


Figura 56: Balance de energía “Pilas de combustible”

Por otro lado, la demanda eléctrica de la red se define como la diferencia entre el balance de energía y la producción eléctrica de las pilas de combustible:

$$\text{Dem. eléctrica red} = \text{Balance energía} - \text{Producción eléctrica FC}$$

La demanda eléctrica de la red, en este caso, es menor que en los casos “Base” y “Fotovoltaica” ya que al balance de energía se le descuenta producción eléctrica de las pilas de combustible. En esos dos casos coincidía la demanda eléctrica de la red con el balance de energía al no haber pilas de combustible y, entonces, carecer de producción eléctrica de las pilas. En comparación con el caso que incluye los motores de microcogeneración, hay que estudiar con detalle si este parámetro es menor o mayor ya que en este caso si hay producción eléctrica por parte de los motores hay que descontárselo al balance de energía también. Por tanto, habrá que demandar de la red eléctrica la diferencia entre el balance de energía y la potencia de las pilas de combustible. De esta manera, el orden de demanda eléctrica de la red entre las distintas zonas climáticas va a depender tanto del balance de energía como de la potencia de las pilas de combustible y sigue el siguiente orden: B4>A3>D3>E1>C2.

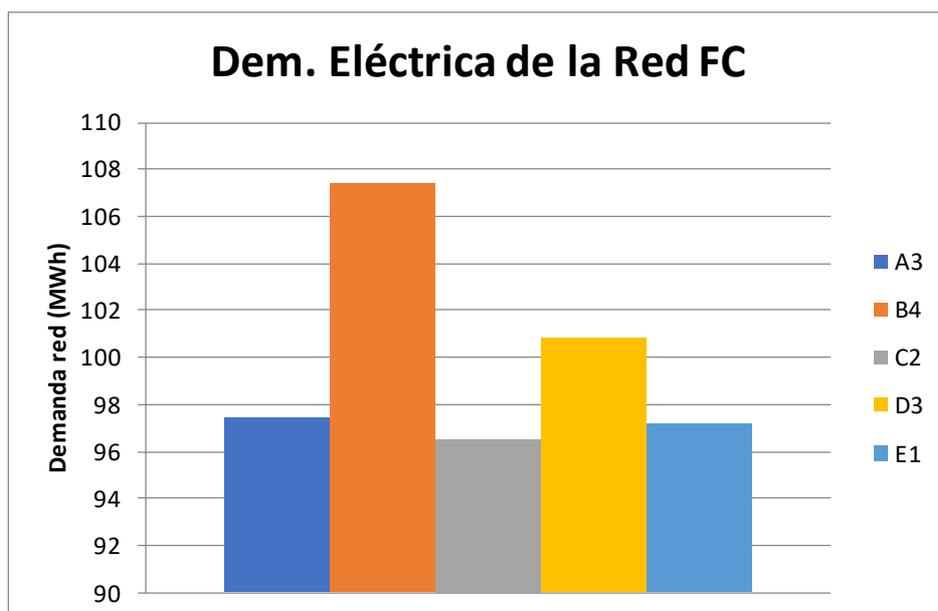


Figura 57: Demanda eléctrica de la red “Pilas de combustible”

El consumo eléctrico de la red en Sevilla (B4) es mucho mayor que en el resto de los casos. Esta gráfica refleja la enorme importancia que tiene refrigeración, así como las altas temperaturas en dicha zona climática. Pues

esta gran diferencia se debe al gran consumo de las enfriadoras ya que los consumos del edificio son los mismos entre zonas y los de las bombas son pequeños.

En esta alternativa, al igual que ocurría en “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración”, hay campo solar fotovoltaico lo que introduce los dos siguientes parámetros de estudio: producción fotovoltaica, producción eléctrica de los paneles fotovoltaicos, y autosuficiencia fotovoltaica, porcentaje de electricidad que se consume en el edificio que puede llegar a cubrir la parte de fotovoltaica.

Las zonas donde mayor producción fotovoltaica hay son A3 y B4 ya que son las ciudades con mayor número de horas de sol al año y además la radiación solar es mayor. Por el contrario, D3 y E1 son las ciudades con menor producción fotovoltaica. La producción fotovoltaica sigue el siguiente orden: A3>B4>C2>D3>E1.

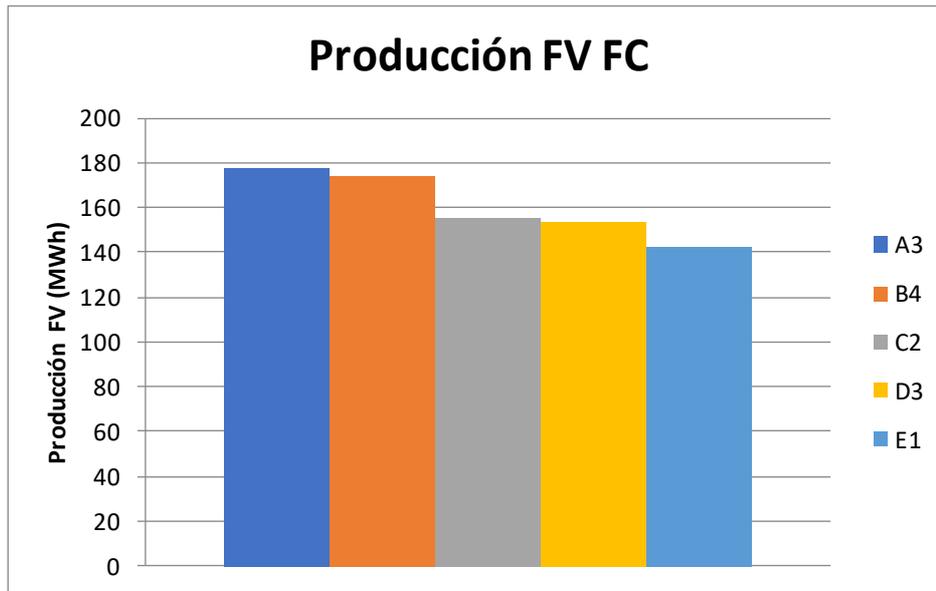


Figura 58: Producción fotovoltaica “Pilas de combustible”

Cabe destacar que los valores para este parámetro son exactamente los mismos que en los casos “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración” puesto que el campo fotovoltaico no se modifica.

En las siguientes dos gráficas se puede apreciar la diferencia de radiación directa anual entre la zona climática B4 y E1. Esto sirve para justificar la diferencia de producción fotovoltaica entre ambas localizaciones.

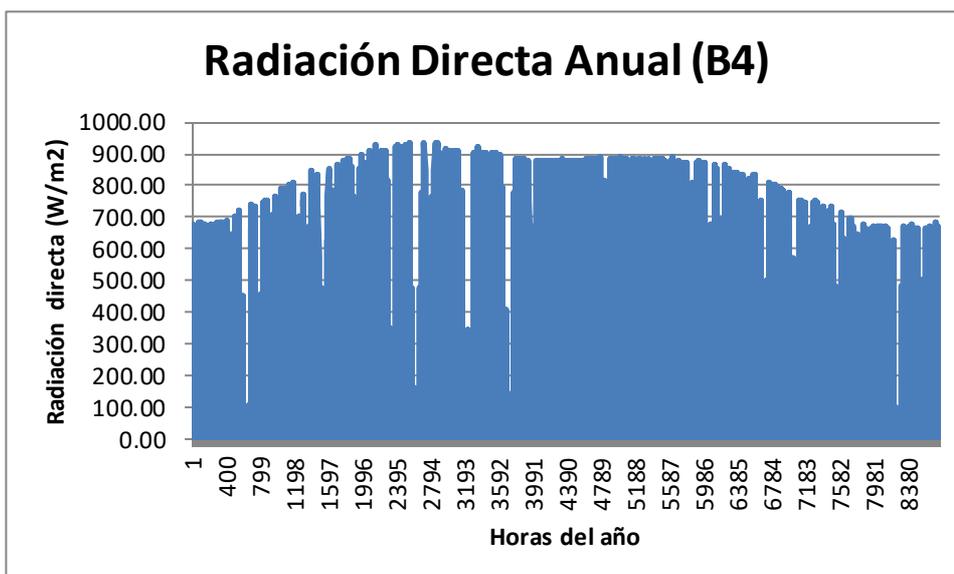


Figura 59: Radiación directa anual zona climática B4

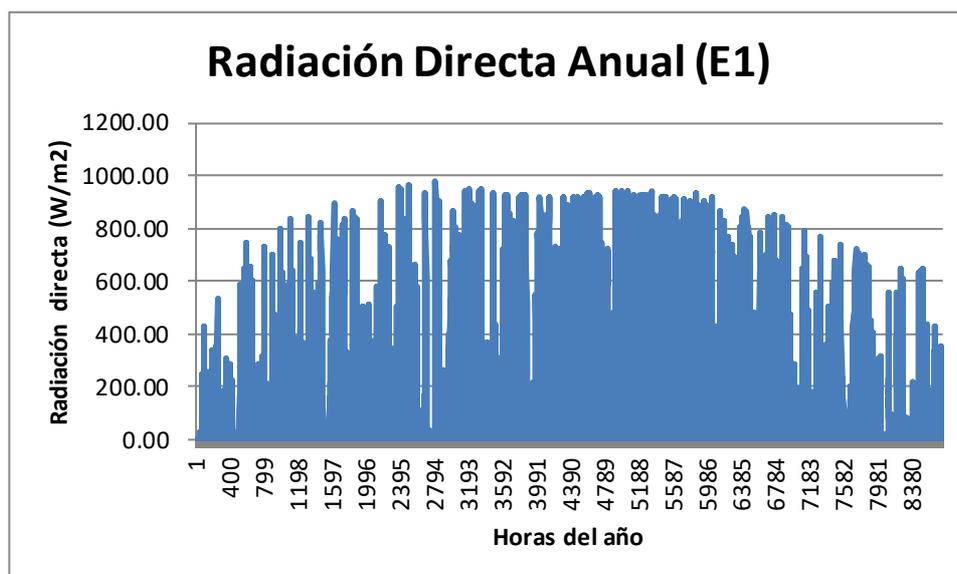


Figura 60: Radiación directa anual zona climática E1

La producción del campo solar fotovoltaico en ningún momento es superior a la necesidad energética de la instalación, por tanto, siempre hay demanda eléctrica de la red o lo que es lo mismo, nunca hay excedente de electricidad en la producción fotovoltaica. Este edificio trabaja 24 horas al día, por lo que tiene demanda eléctrica durante todo el día. Este es el motivo por el que no se instala electrolizador para producir el Hidrógeno consumido en las pilas de combustible. El objetivo del electrolizador es generar Hidrógeno a partir de electricidad y agua, proceso completamente renovable. En este caso, al no haber excedente de electricidad, habría que aportar al electrolizador electricidad procedente de la red. Es decir, se demanda electricidad de la red para que el electrolizador pueda producir Hidrógeno que posteriormente consume la pila de combustible para volver a generar electricidad. Este proceso no tiene mucho sentido, por lo que se opta por comprar el Hidrógeno directamente.

Un estudio interesante sería aumentar el campo solar fotovoltaico para que así haya excedente de electricidad y sí poder instalar el electrolizador y decidir si es una buena opción o es mejor comprar el Hidrógeno. Para ello habría que suponer que se tiene un terreno colindante al edificio para poder instalar paneles fotovoltaicos porque ahora mismo el campo solar fotovoltaico no se puede aumentar al ocupar toda la superficie de la cubierta.

Si el edificio trabajase 8 o 12 horas, sí habría excedente de electricidad, como ya se comprobó en el trabajo fin de grado, debido a que hay horas del día en las que el edificio no está en funcionamiento, pero sí hay luz solar y producción fotovoltaica.

Se definió la autosuficiencia fotovoltaica como:

$$\text{Autosuficiencia FV (\%)} = \frac{\text{Producción FV}}{\text{Cons. Bombas} + \text{Cons. Edificio} + \text{Cons. Enfriadora}} * 100$$

La única diferencia de la autosuficiencia fotovoltaica entre este caso y los casos “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración” es el consumo de las bombas ya que el resto de los parámetros que componen la fórmula son idénticos en todos los casos como ya se ha ido comentando en el desarrollo del apartado. Por tanto, la autosuficiencia fotovoltaica será mayor en aquel caso que menor consumo de bombas tenga, es decir, en el “Fotovoltaica” ya que solo dispone de una bomba en lugar de dos como los otros dos casos. Sin embargo, debido a que el consumo de las bombas es mucho menor que los demás términos de la fórmula, la diferencia es mínima. Comparando este término entre las distintas zonas climáticas queda de la siguiente forma: A3>B4>C2>D3>E1.

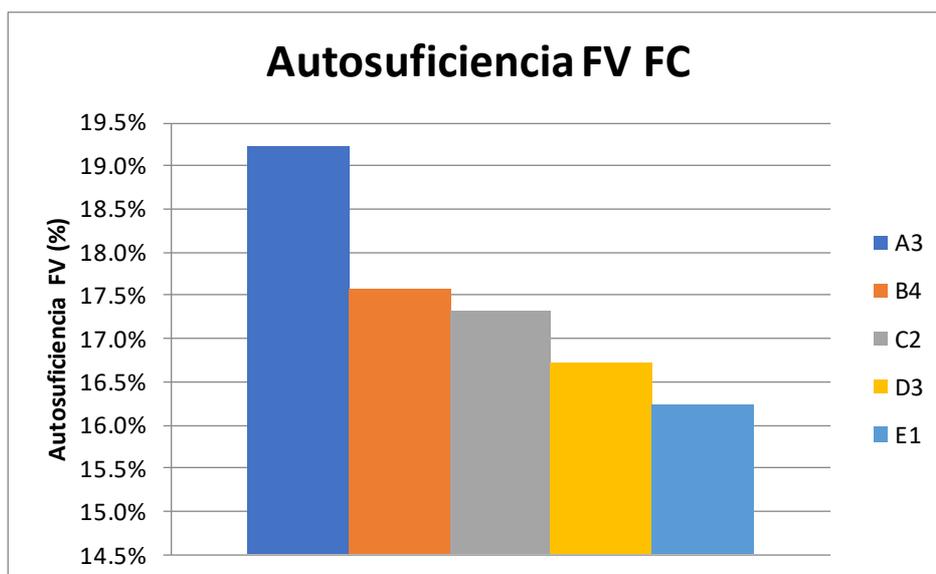


Figura 61: Autosuficiencia fotovoltaica "Pilas de combustible"

Se obtienen, en todas las zonas climáticas, porcentajes de autosuficiencia fotovoltaica bajos ya que como máximo se cubre en torno a un 20 % del consumo eléctrico con la producción fotovoltaica y se consigue en Cádiz, A3. Esto se traduce a que el campo solar fotovoltaico no es suficiente para combatir los consumos eléctricos de bombas, refrigeración y edificio. Este bajo porcentaje se debe sobre todo al enorme consumo eléctrico del edificio ya que con estos paneles se podría cubrir los consumos de refrigeración y bombas como se puede ver en las gráficas de consumos. El campo fotovoltaico no se puede aumentar ya que cubre toda la cubierta del edificio, pues para aumentar la producción fotovoltaica únicamente se podría instalar paneles fotovoltaicos en los cerramientos semitransparentes del edificio (tecnología que aún no es rentable) o utilizar paneles fotovoltaicos con mayor capacidad de generación de electricidad, de mayor potencia pico.

Teniendo en cuenta que el campo solar fotovoltaico se puede modificar poco, pues ocupa toda la cubierta del edificio, la única solución que habría para aumentar la autosuficiencia fotovoltaica de la instalación sería disminuir el consumo eléctrico del edificio. Para ello habría que mejorar las características del edificio, su epidermis, la envuelta del edificio (cerramientos opacos, cerramientos semitransparentes, calidad de ventanas, estanqueidad, inercia...). Esto sería un estudio interesante ya que mejorando la envuelta del edificio se podría incluso llegar a reducir el campo solar fotovoltaico y emplear el dinero ahorrado ahí en mejorar la envuelta.

En realidad, es lo que se suele hacer para llegar a un edificio de consumo casi nulo. No solo hay que centrarse en los equipos empleados en la instalación o en las características del edificio, para conseguir un edificio energéticamente eficiente hay que realizar un estudio que englobe tanto la tecnología empleada como las características del propio edificio.

El siguiente resultado, potencia de las pilas de combustible, está directamente relacionado con el balance de energía ya que este parámetro indica cuanta electricidad tienen que producir las pilas de combustible, es decir, indica cuanta energía eléctrica falta para cubrir las necesidades energéticas de la instalación y el objetivo de las pilas de combustible es producir la máxima electricidad posible con las condiciones de trabajo existentes para así disminuir el consumo de la red. Debido a este gran vínculo con el balance de energía, la potencia de las pilas de combustible entre zonas climáticas sigue su mismo orden: B4>D3>A3>C2>E1.

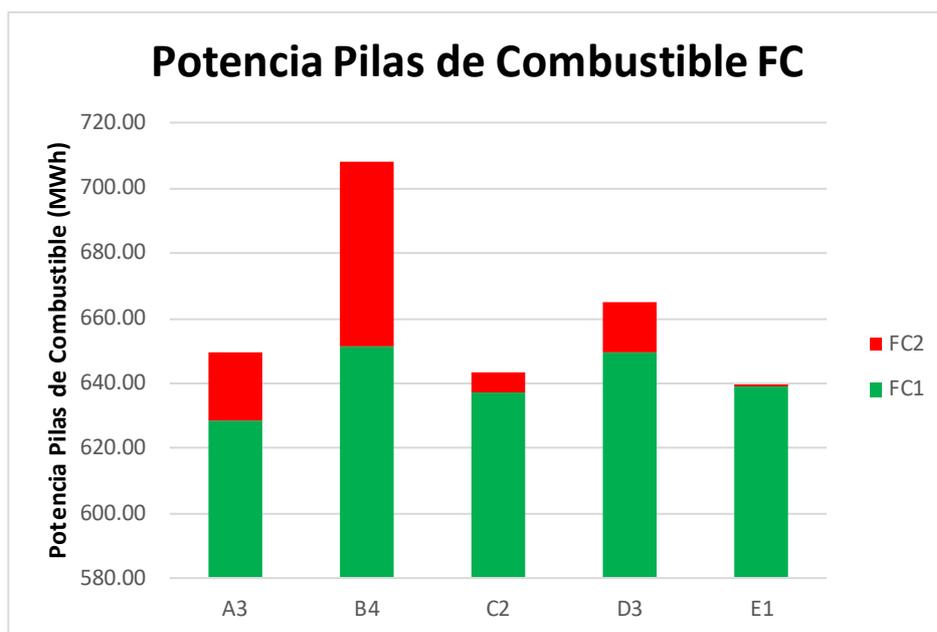


Figura 62: Potencia pilas de combustible “Pilas de combustible”

Recordando un poco la función de las pilas de combustible, éstas se instalan para reducir el consumo de electricidad de la red. Para ello se instalan dos pilas de combustible, tipo PEM, de 100kW cada una de ellas (misma potencia que los motores de micro-cogeneración para hacer una comparación lo más equitativa posible). Cada una de las pilas está formada por un único stack y 100 celdas. La primera de las pilas de combustible funcionará siempre que haya electricidad demandada por la instalación que no pueda satisfacerse únicamente con el campo solar fotovoltaico, mientras que la segunda pila de combustible trabajará como apoyo para la primera, cuando una única pila no sea suficiente para producir la electricidad que se necesita. Esto se refleja en la gráfica de potencia de las pilas de combustible, la pila de combustible 1 genera más electricidad que la pila de combustible 2 porque siempre está funcionando mientras que la otra sirve de apoyo. Por otro lado, la pila de combustible 2 trabaja más en las zonas climáticas donde más consumo eléctrico hay, en concreto, donde el consumo de refrigeración es mayor ya que para cubrir la demanda de electricidad no es suficiente con la primera pila de combustible.

Ambas pilas van a trabajar cuando se cumpla lo expuesto anteriormente y además se den las condiciones para trabajar en el rango óptimo de potencia, es decir, trabajar a una potencia que no penalice en gran medida al rendimiento a carga parcial (este rango de funcionamiento a carga parcial óptimo es entre un 10 % y un 100 % de la potencia nominal de las pilas de combustible). Este también es uno de los motivos por los que se ponen dos pilas de combustible en lugar de una con mayor potencia, se hace un fraccionamiento de potencia incluyendo dos pilas de combustible para evitar que se trabaje mucho tiempo a cargas parciales muy bajas que perjudiquen al rendimiento del equipo.

Conociendo que las pilas de combustible generan electricidad en corriente continua, hay que colocar un inversor a la salida de cada una de ella para convertir esa corriente continua en corriente alterna, que es la que necesitan los equipos de la instalación para funcionar.

Además, el Hidrógeno necesario para el funcionamiento de las pilas de combustible, pues una pila de combustible produce electricidad y agua a partir de Hidrógeno y un oxidante (aire), se compra ya que no es posible producirlo mediante un electrolizador como se ha explicado anteriormente. Teniendo en cuenta que uno de los objetivos del proyecto es reducir las emisiones de CO₂ lo ideal es que el Hidrógeno se obtuviera por electrólisis del agua en lugar de reformado de Gas Natural, pero en este caso no es posible.

En cuanto al consumo de Hidrógeno, está altamente relacionado con la potencia de las pilas de combustible, ya que habrá mayor consumo cuando mayor sea la potencia eléctrica producida por las pilas. Por tanto, se ordena entre zonas climáticas como la potencia de las pilas de combustible: B4>D3>A3>C2>E1.

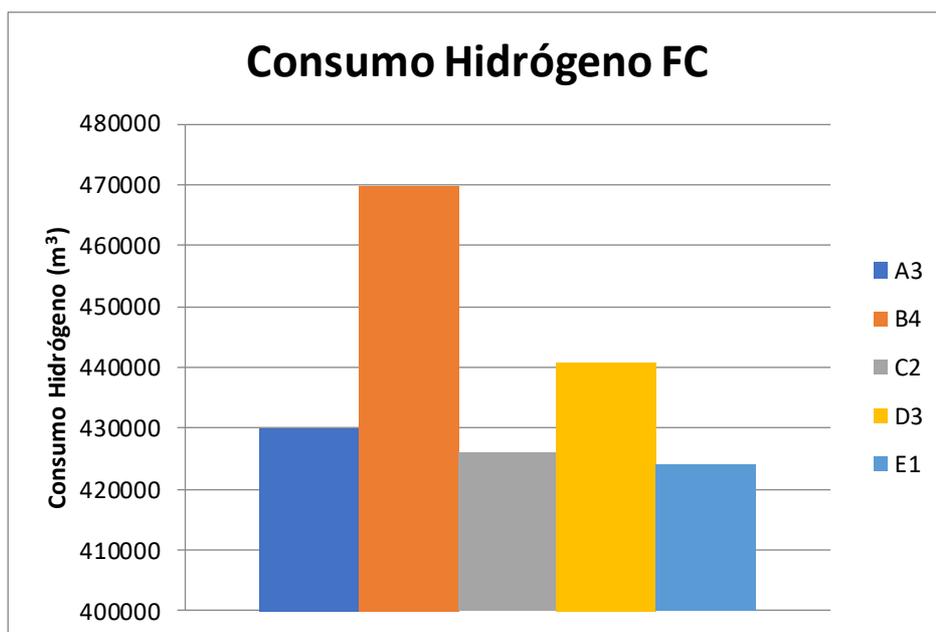


Figura 63: Consumo de Hidrógeno “Pilas de combustible”

Para cerrar este apartado, finalmente se exponen los resultados de consumo final de energía (electricidad, Gas Natural e Hidrógeno), consumo primario de energía (Gas Natural y electricidad), las emisiones de CO₂ y el Coste del Ciclo de Vida.

El consumo final de electricidad indica el consumo eléctrico de la instalación, es decir, la energía eléctrica que se demanda de la red. Por tanto, los valores para este parámetro son los mismos que para la demanda eléctrica de la red.

Por otro lado, el consumo final de Gas Natural en este caso es la cantidad de Gas Natural que necesita la caldera para trabajar, por lo que los valores de este parámetro coinciden con los de V_{gncalef}. El orden que sigue entre zonas climáticas es el mismo que el de consumo de calefacción: E1>D3>C2>B4>A3.

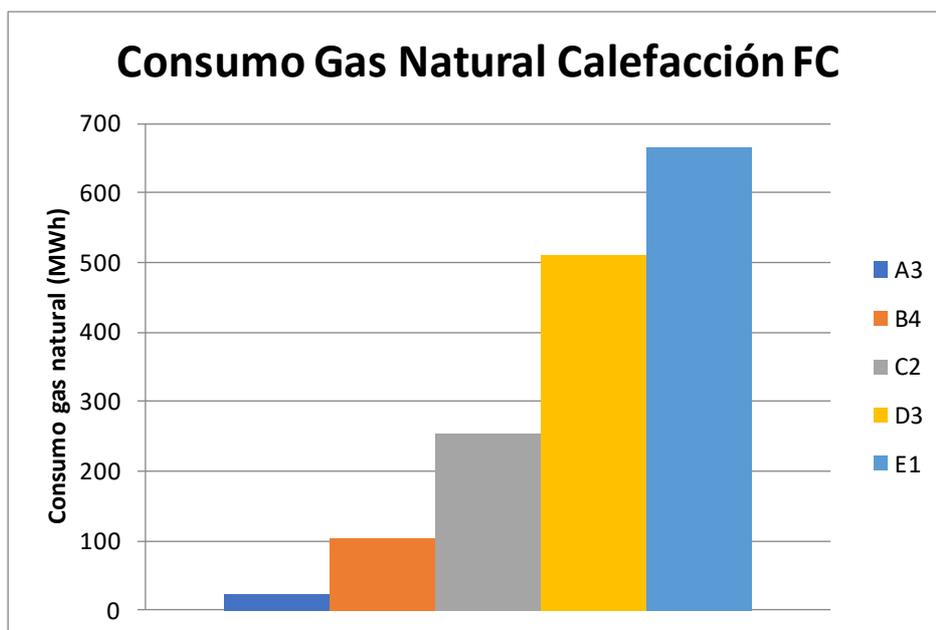


Figura 64: Consumo de Gas Natural de caldera “Pilas de combustible”

Ahora el consumo final de Gas Natural es menor que en el caso que emplea motores de micro-cogeneración porque en ese caso además del consumo de Gas Natural de la caldera existe el consumo de Gas Natural de los motores de micro-cogeneración, consumo que no existe en las pilas de combustible, las cuales consumen Hidrógeno.

Pero en esta estrategia de estudio, como no ocurre en ninguna otra estudiada, se tiene consumo final de Hidrógeno en las pilas de combustible. Además, este consumo es bastante superior a los consumos finales de electricidad y Gas Natural, lo que hace aumentar mucho el consumo final de energía de este caso de estudio. El consumo final de Hidrógeno [MWh] se obtiene a partir del consumo de Hidrógeno [m³] conociendo la densidad [kg/m³] y el PCS [kJ/kg] del Hidrógeno.

El procedimiento es el siguiente:

Multiplicando el consumo de Hidrógeno en m³ por la densidad del Hidrógeno [kg/m³] se obtiene el consumo de Hidrógeno en kg. Con este dato y el PCS del Hidrógeno [kJ/kg] se calcula el consumo de Hidrógeno en kJ y, posteriormente, se hace el cambio de unidades a MWh.

PCS (Hidrógeno): 141860 kJ/kg.

Comparando esta estrategia con la de “Motores de micro-cogeneración”, habrá que ver si el consumo final de Hidrógeno permite al consumo total final de energía aumentar o disminuir respecto al de “Motores de micro-cogeneración” en el que había consumo final de Gas Natural debido a los motores de micro-cogeneración (en este caso de estudio no existe) pero no había consumo final de Hidrógeno. Esto se comparará con detalle más adelante.

El consumo final total de energía es la suma de los consumos finales de electricidad, Hidrógeno y Gas Natural. Este consumo se ordena entre zonas climáticas de la siguiente forma: E1>D3>B4>C2>A3. El orden es parecido al que sigue el consumo final de Gas Natural, con la diferencia de que hay un mayor consumo de energía final en B4 que en C2. Este cambio se debe al gran consumo final de Hidrógeno que hay en la zona climática B4.

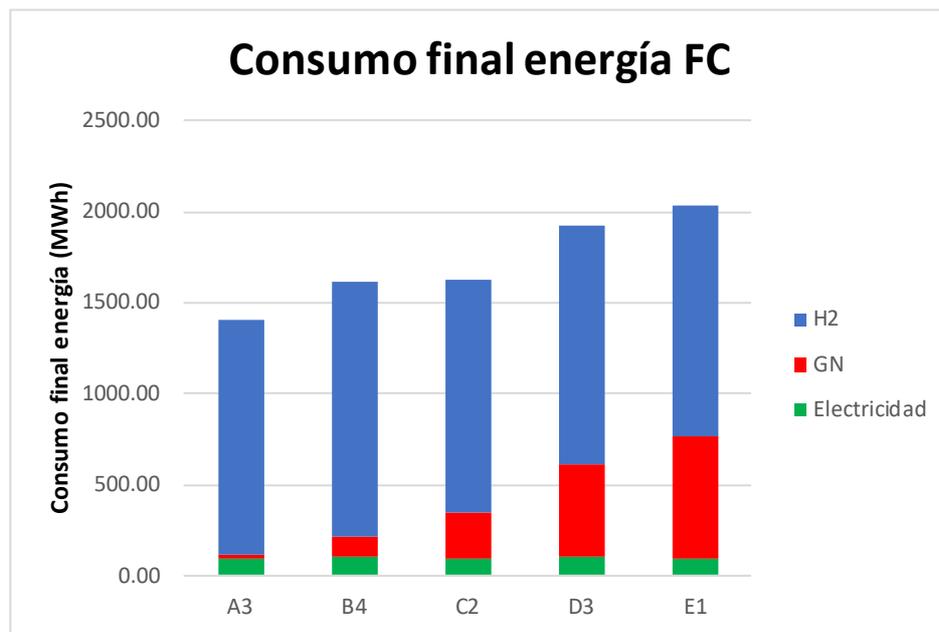


Figura 65: Consumo final de energía “Pilas de combustible”

Observando la gráfica de consumo final de energía para esta estrategia de operación y comparándola con la de consumo final de energía del apartado de “Motores de micro-cogeneración” se puede decir que el consumo final de energía es menor en este caso y que, por tanto, las pilas de combustible tienen un menor consumo de combustible que el que tenían los motores de micro-cogeneración de Gas Natural. Es decir, para producir aproximadamente la misma electricidad, las pilas de combustible tienen un menor consumo de combustible (en este caso Hidrógeno).

Teniendo en cuenta que el consumo primario de energía y las emisiones de CO₂ se obtienen a partir del consumo final de energía y unos factores de conversión, se obtendrán valores mayores de estos parámetros en aquellas zonas climáticas en las que el consumo final de energía sea mayor.

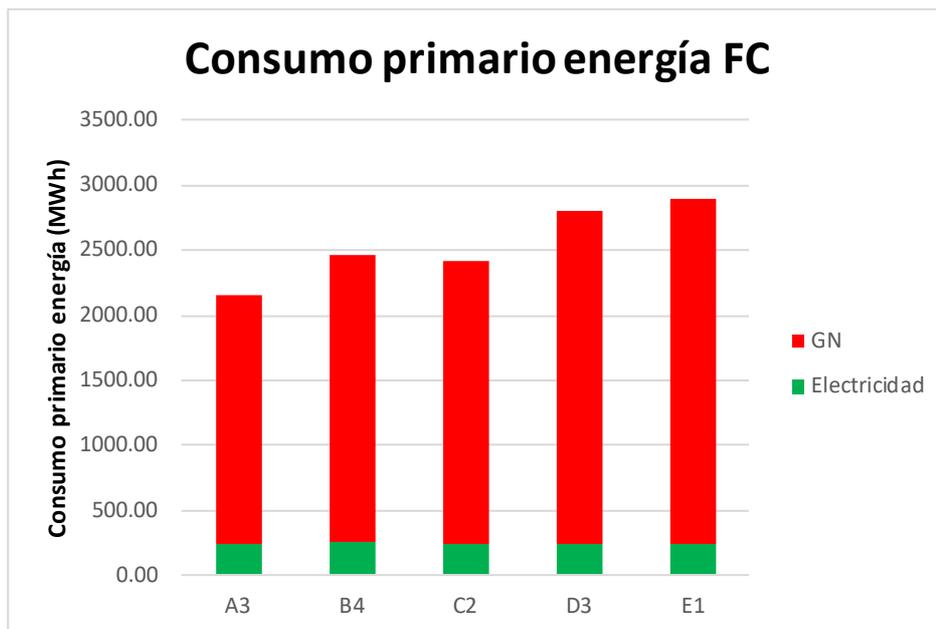


Figura 66: Consumo primario de energía “Pilas de combustible”

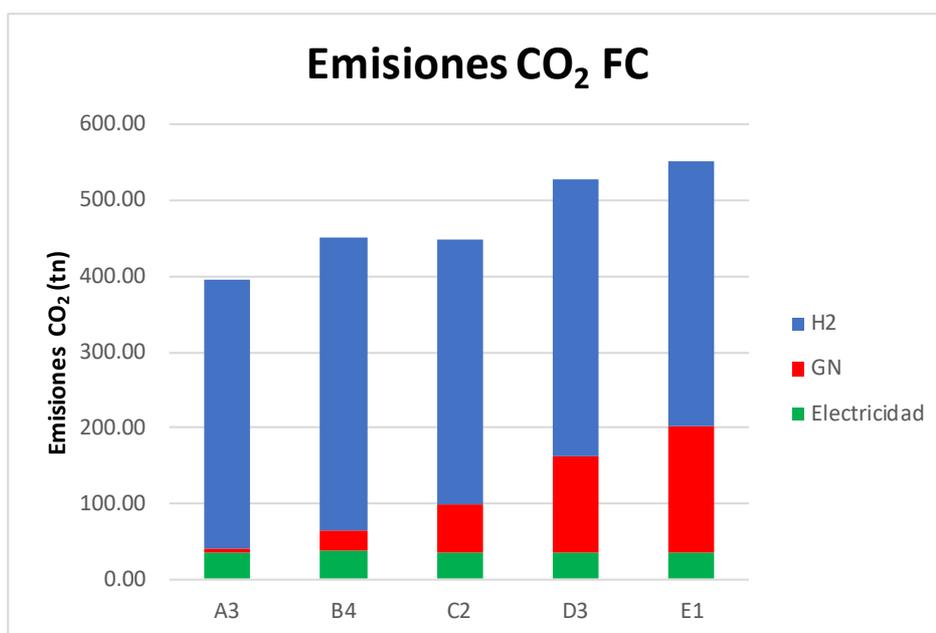


Figura 67: Emisiones de CO₂ “Pilas de combustible”

La siguiente tabla muestra todos los resultados obtenidos para esta estrategia de operación, los cuales se pueden ver reflejados también en las gráficas expuestas anteriormente.

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m ³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Total Bal. Energía (MWh)	746.72	815.82	739.78	765.70	736.52
Total Cons. Refrigeración (MWh)	53.08	118.07	22.24	46.14	5.28
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	871.21	871.21	871.21	871.21	871.21
Total Cons. Bombas (MWh)	0.22	0.49	1.21	2.12	2.72
Total Prod. FV (MWh)	177.78	173.95	154.88	153.78	142.70
Total Pot. FC1 (MWh)	628.38	651.09	637.23	649.60	638.72
Total Pot. FC2 (MWh)	20.90	57.36	6.00	15.31	0.57
Total Pot. FC (MWh)	649.28	708.46	643.23	664.90	639.29
Total Dem. Red (MWh)	97.44	107.36	96.55	100.80	97.22
Total V _{gn} calef (MWh)	20.84	102.27	253.59	508.69	666.19
Total Cons. Calefacción (MWh)	20.84	102.27	253.59	508.69	666.19
Total V _{H₂} (m ³)	429853.76	469663.78	425979.62	440800.94	424011.61
Autosuficiencia FV (%)	19.23%	17.57%	17.31%	16.72%	16.23%
Consumo final electricidad (MWh)	97.44	107.36	96.55	100.80	97.22
Consumo final Gas Natural (MWh)	20.84	102.27	253.59	508.69	666.19
Consumo final energía (MWh)	118.28	209.63	350.14	609.49	763.41
Consumo primario electricidad (MWh)	233.86	257.67	231.72	241.91	233.34
Consumo primario Gas Natural (MWh)	24.80	121.70	301.77	605.34	792.77
Consumo primario energía (MWh)	258.65	379.37	533.49	847.25	1026.10
Emisiones CO ₂ por electricidad (tnCO ₂)	34.79	38.33	34.47	35.98	34.71
Emisiones CO ₂ por Gas Natural (tnCO ₂)	5.21	25.57	63.40	127.17	166.55
Emisiones CO ₂ energía (tnCO ₂)	40.00	63.90	97.87	163.16	201.26

Tabla 16: Resultados anuales para cada zona climática “Pilas de combustible”

8.2.2.2 “Base”

Los resultados obtenidos en esta alternativa de estudio son los mismos que se obtuvieron en el trabajo fin de grado. Por tanto, no se desarrolla este apartado con detalle ya que la explicación es idéntica. En el Anexo *Análisis de resultados y LCC “Base”* se muestra una tabla con comentarios a modo de resumen. En caso de querer acceder a la información completa y detallada se recomienda leer el apartado 4. *Análisis de resultados del TFG con título “Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS”*.

Esta alternativa de estudio es nombrada en el trabajo fin de grado como “Convencional”.

8.2.2.3 “Fotovoltaica”

Este caso de estudio también fue estudiado en el trabajo fin de grado, por lo que los resultados obtenidos en esta alternativa de estudio son los mismos que se obtuvieron en el anterior trabajo. En el Anexo *Análisis de*

resultados y LCC “Fotovoltaica” se muestra una tabla con comentarios a modo de resumen. Para una explicación más explícita se recomienda ir al apartado 4. *Análisis de resultados* del TFG con título “*Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS*”.

Esta alternativa de estudio es nombrada en el trabajo fin de grado como “Convencional + FV”.

8.2.2.4 “Motores de micro-cogeneración”

Esta estrategia de operación fue estudiada en el trabajo fin de grado, por lo que los resultados obtenidos en esta alternativa de estudio ya fueron comentados en dicho documento. En el Anexo *Análisis de resultados y LCC “Motores de micro-cogeneración”* se muestra una tabla con comentarios a modo de resumen. Para una explicación más detallada se recomienda ir al apartado 4. *Análisis de resultados* del TFG con título “*Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS*”.

Esta alternativa de estudio es nombrada en el trabajo fin de grado como “Completo”.

8.2.3 Comparación de resultados

En este apartado se comparan los resultados anuales obtenidos en las simulaciones de las distintas instalaciones que se implementan en TRNSYS. La comparación entre las tres alternativas estudiadas en el trabajo fin de grado se encuentra en dicho documento y no se volverá a explicar en este proyecto. Para recopilar esta información, se recomienda ir al apartado 4. *Análisis de resultados* del TFG con título “*Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS*”. Se pueden encontrar las siguientes comparaciones:

- Comparación entre “Fotovoltaica” y “Base”
- Comparación entre “Motores de micro-cogeneración” y “Base”
- Comparación entre “Motores de micro-cogeneración” y “Fotovoltaica”

En el Anexo *Comparación de resultados y LCC* se incluyen tablas que resumen las comparaciones anteriores.

En este apartado se va a comparar la nueva estrategia de estudio con cada una de las otras tres:

- Comparación entre “Pilas de combustible” y “Base”
- Comparación entre “Pilas de combustible” y “Fotovoltaica”
- Comparación entre “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración”

8.2.3.1 Comparación entre “Pilas de combustible” y “Base”

El objetivo principal de este punto es comparar todos los resultados y cálculos obtenidos entre ambas estrategias de operación y ver como aumentan o disminuyen esos valores respecto al caso “Base”.

Estas dos estrategias son las que tienen mayores diferencias entre sus instalaciones. En “Base” toda la energía eléctrica demandada en la instalación se obtiene de la red y el Gas Natural necesario para la generación de calefacción también proviene de la red. En “Pilas de combustible”, sin embargo, se tiene un campo solar fotovoltaico y pilas de combustibles para reducir dicho consumo eléctrico de la red y, además, se recupera energía térmica generada en las pilas de combustible para reducir el consumo de Gas Natural de la caldera. Debido a la instalación de las pilas de combustible, se tiene un nuevo consumo final de energía, consumo de Hidrógeno (combustible con el que trabajan las pilas).

Las únicas partes que no se modifican entre ambos casos son el circuito de refrigeración, es decir, las enfriadoras no se ven afectadas de un caso a otro, y el consumo eléctrico del edificio ya que el edificio estudiado es el mismo para ambos.

La siguiente tabla muestra la comparación para cada uno de los cálculos obtenidos en las estrategias de operación “Pilas de combustible” y “Base”. En la tabla se expresa la reducción del parámetro que se compara del caso “Base” al caso “Pilas de combustible” cuando el signo del resultado es positivo. El signo negativo

representa lo contrario, es decir, que aumenta el parámetro comparado para el caso “Pilas de combustible”. Aquellos valores que no se pueden comparar debido a que solo son resultados del nuevo caso estudiado en este trabajo se expresan con (-).

Caso	Pilas de Combustible VS Base				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Total Bal. Energía	19.22%	17.55%	17.25%	16.63%	16.10%
Total Cons. Refrigeración	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Cons. Elect. Edificio	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Cons. Bombas	-115.52%	-115.68%	-113.45%	-105.86%	-104.57%
Total Prod. FV	-	-	-	-	-
Total Pot. FC1	-	-	-	-	-
Total Pot. FC2	-	-	-	-	-
Total Pot. FC	-	-	-	-	-
Total Dem. Red	89.46%	89.15%	89.20%	89.02%	88.92%
Total V_gn_calef	49.68%	18.97%	13.22%	2.75%	5.31%
Total Cons. Calefacción	49.68%	18.97%	13.22%	2.75%	5.31%
Total V_H2	-	-	-	-	-
Autosuficiencia FV	-	-	-	-	-
Consumo final electricidad	89.46%	89.15%	89.20%	89.02%	88.92%
Consumo final Gas Natural	49.68%	18.97%	13.22%	2.75%	5.31%
Consumo final Hidrógeno	-	-	-	-	-
Consumo final energía	-45.62%	-44.94%	-37.13%	-33.92%	-28.62%
Consumo primario electricidad	89.46%	89.15%	89.20%	89.02%	88.92%
Consumo primario Gas Natural	-3808.10%	-1364.13%	-528.56%	-310.43%	-218.66%
Consumo primario energía	4.77%	2.71%	3.05%	1.06%	1.45%
Emisiones CO2 por electricidad	89.46%	89.15%	89.20%	89.02%	88.92%
Emisiones CO2 por Gas Natural	49.68%	18.97%	13.22%	2.75%	5.31%
Emisiones CO2 por Hidrógeno	-	-	-	-	-
Emisiones CO2 energía	-16.15%	-17.49%	-14.73%	-15.02%	-12.77%

Tabla 17: Porcentajes variación resultados “Base”-”Pilas de combustible”

A continuación, se explica la diferencia entre los resultados de las dos alternativas de estudio, atendiendo a los valores que refleja la gráfica.

El balance de energía disminuye para “Pilas de combustible” y esto se explica mediante la definición de balance de energía:

$$\text{Balance energía} = (\text{Cons. edificio} + \text{Cons. bombas} + \text{Cons. enfriadora}) - \text{Prod. FV}$$

Observando la tabla, los consumos del edificio y la enfriadora no se modifica entre casos y el consumo de bombas aumenta para el caso “Pilas de combustible”. Sin embargo, en este caso se tiene un campo solar

fotovoltaico, algo que no se tiene en el caso “Base”. Por tanto, esa producción fotovoltaica hace que el balance de energía sea menor en “Pilas de combustible” aunque el consumo de las bombas sea mayor, pues este consumo es muy pequeño en comparación con los demás.

En cuanto al consumo de bombas, este consumo aumenta para el nuevo caso estudiado debido a que introduce una bomba más, la del circuito de recuperación de energía térmica. Este aumento del consumo es de en torno el doble ya que la nueva bomba es de la misma potencia que la ya existente y además el número de horas de trabajo es similar.

Tanto la demanda eléctrica de la red como el consumo de calefacción se reducen para “Pilas de combustible”. La demanda eléctrica se reduce casi un 100 % gracias a la generación eléctrica del campo solar fotovoltaico y a la de las pilas de combustible. Por otro lado, el consumo de calefacción disminuye debido a la recuperación de energía térmica desechada en las pilas de combustible. Esta recuperación energética precalienta el agua de entrada a la caldera a través de un intercambiador de calor y ésta tiene que trabajar menos para satisfacer la demanda de calefacción del edificio. Se puede apreciar que el consumo de calefacción disminuye más para los climas cálidos que para los fríos. Esto se debe a que en los climas con mayores temperaturas se recupera mayor energía térmica y además en los climas fríos es se tiene un mayor consumo de calefacción y es más difícil bajarlo.

En la tabla se puede apreciar que el consumo final de energía total aumenta para “Pilas de combustible” aunque los consumos finales de electricidad y Gas Natural sean menores para esta alternativa. El motivo es el alto consumo de Hidrógeno en las pilas de combustible, este consumo de Hidrógeno hace que el consumo total de energía sea mayor para el caso “Pilas de combustible”.

Se tiene consumo de energía primaria de electricidad y Gas Natural. Por un lado, el consumo primario de electricidad hace referencia al consumo eléctrico de la instalación y, por otro lado, el consumo primario de Gas Natural se refiere al consumo de Gas Natural empleado en la caldera y al consumo de Hidrógeno de las pilas de combustible, pues este Hidrógeno utilizado es generado mediante reformado de Gas Natural como ya se ha explicado en puntos anteriores. El consumo primario de electricidad disminuye para “Pilas de combustible” como ocurre con el consumo final de electricidad. Sin embargo, el consumo primario de Gas Natural aumenta para “Pilas de combustible” aunque el consumo de Gas Natural final disminuye. Esto es debido a que el Hidrógeno tiene como fuente primaria el Gas Natural y este consumo de Hidrógeno es muy elevado, por lo que hace que el consumo primario de Gas Natural sea alto y supere por bastante el consumo primario de Gas Natural en el caso “Base”. En cuanto al consumo de energía primaria total, éste disminuye para “Pilas de combustible” aunque muy poco. El motivo por el que disminuye es porque el consumo primario de energía eléctrica disminuye más de lo que aumenta el consumo primario de Gas Natural.

Por último, las emisiones de CO₂ totales aumentan para “Pilas de combustible” aunque disminuyan las emisiones de CO₂ debidas a electricidad y Gas Natural. El motivo de este aumento es el consumo de Hidrógeno en las pilas de combustible. Este Hidrógeno ya se sabe que se obtiene del reformado de Gas Natural, reacción química que desprende grandes cantidades de CO₂.

En conclusión, la modificación de la instalación para “Pilas de combustible” permite reducir los consumos de electricidad y Gas Natural, pero añade un nuevo consumo (consumo de Hidrógeno) que al ser un consumo muy elevado hace que aumente el consumo final de energía total y las emisiones de CO₂. Por tanto, no es viable esta alternativa en cuanto a consumo final de energía y emisiones de CO₂ se refiere, pues la alternativa más simple, “Base”, sin introducir ningún equipo presenta mejores valores.

Las siguientes gráficas muestran las diferencias entre casos para consumo de energía final, consumo de energía primaria y emisiones de CO₂:

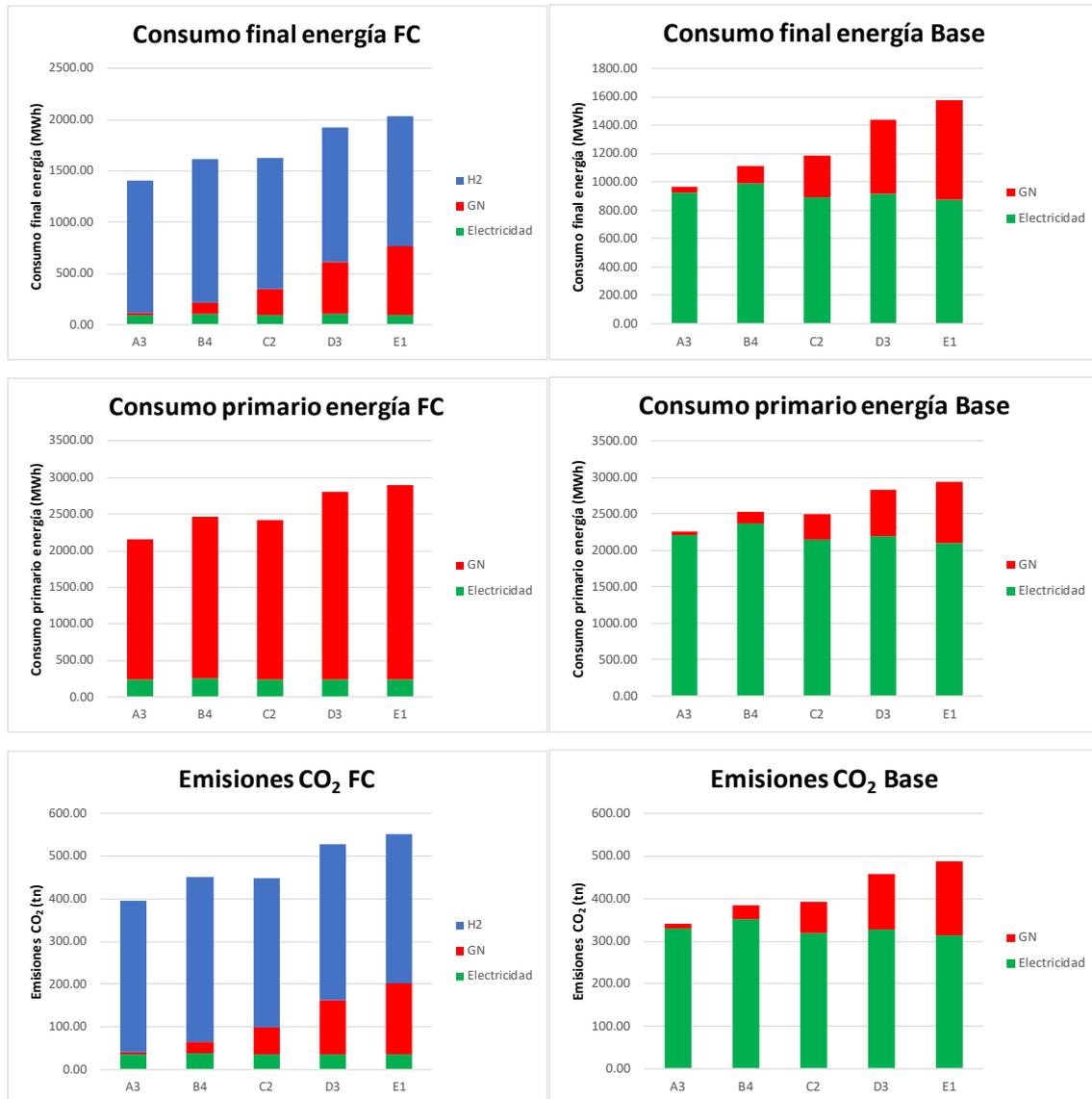


Figura 68: Comparación de resultados entre “Pilas de combustible” y “Base”

8.2.3.2 Comparación entre “Pilas de combustible” y “Fotovoltaica”

Debido a que el caso “Fotovoltaica” es muy similar al “Base” hay muchas comparaciones entre “Pilas de combustible” y “Fotovoltaica” que son iguales que en el apartado anterior, por lo que no se volverán a hacer para aquellos resultados que sean los mismos en ambos casos, como son:

- Consumo de refrigeración: este consumo es el mismo para todos los casos de estudio ya que el circuito de refrigeración es independiente del resto de la instalación
- Consumo eléctrico del edificio: este consumo también es el mismo para todas las alternativas estudiadas puesto que el edificio no se modifica
- Consumo de bombas: este consumo es igual para los casos “Base” y “Fotovoltaica” y, por tanto, la comparación ya se tiene en el apartado anterior
- Consumo de calefacción: el consumo de la caldera de condensación es el mismo para “Base” y “Fotovoltaica” por lo que la comparación respecto a “Pilas de combustible” es la misma

Además, tampoco se puede comparar las potencias de las pilas de combustible ni los consumos de Hidrógeno debido a que estos resultados solo aparecen en el caso “Pilas de combustible”. Estos valores que no se pueden comparar se expresan en la tabla con (-).

Se recuerda que la única diferencia entre estos dos casos es que el de “Pilas de combustible” instala pilas de combustible para generar electricidad y además se aprovecha la energía térmica desechada en dicha generación para reducir el consumo de Gas Natural de la caldera. Por tanto, se verá afectado el circuito de calefacción, además del consumo de energía eléctrica de la red.

En la tabla se expresa la reducción del parámetro que se compara del caso “Base” al caso “Pilas de combustible” cuando el signo del resultado es positivo. El signo negativo representa lo contrario, es decir, que aumenta el parámetro comparado para el caso “Pilas de combustible”.

Caso	Pilas de Combustible VS Fotovoltaica				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Total Bal. Energía	-0.02%	-0.03%	-0.09%	-0.14%	-0.19%
Total Cons. Refrigeración	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Cons. Elect. Edificio	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Cons. Bombas	-115.52%	-115.68%	-113.45%	-105.86%	-104.57%
Total Prod. FV	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Pot. FC1	-	-	-	-	-
Total Pot. FC2	-	-	-	-	-
Total Pot. FC	-	-	-	-	-
Total Dem. Red	86.95%	86.84%	86.94%	86.82%	86.77%
Total V_{gn} calef	49.68%	18.97%	13.22%	2.75%	5.31%
Total Cons. Calefacción	49.68%	18.97%	13.22%	2.75%	5.31%
Total V_{H2}	-	-	-	-	-
Autosuficiencia FV	0.01%	0.03%	0.07%	0.12%	0.16%
Consumo final electricidad	86.95%	86.84%	86.94%	86.82%	86.77%
Consumo final Gas Natural	49.68%	18.97%	13.22%	2.75%	5.31%
Consumo final Hidrógeno	-	-	-	-	-
Consumo final energía	-78.47%	-71.71%	-57.72%	-49.91%	-41.38%
Consumo primario electricidad	86.95%	86.84%	86.94%	86.82%	86.77%
Consumo primario Gas Natural	-3808.10%	-1364.13%	-528.56%	-310.43%	-218.66%
Consumo primario energía	-17.30%	-16.56%	-13.94%	-13.80%	-11.52%
Emisiones CO₂ por electricidad	86.95%	86.84%	86.94%	86.82%	86.77%
Emisiones CO₂ por Gas Natural	49.68%	18.97%	13.22%	2.75%	5.31%
Emisiones CO₂ por Hidrógeno	-	-	-	-	-
Emisiones CO₂ energía	-42.77%	-40.10%	-33.55%	-30.66%	-25.87%

Tabla 18: Porcentajes variación resultados “Fotovoltaica”-”Pilas de combustible”

Para el cálculo del balance de energía se emplea la misma fórmula en ambos casos, la única diferencia es que en el caso “Pilas de combustible” el consumo de las bombas es mayor al incluir una unidad más.

$$\text{Balance energía} = (\text{Cons. edificio} + \text{Cons. bombas} + \text{Cons. enfriadora}) - \text{Prod. FV}$$

Debido a que el consumo de bombas es mayor el balance de energía será mayor, aunque muy poco debido a que el consumo de las bombas es un término muy pequeño. El aumento es mayor en zonas climáticas donde más demanda de calefacción hay debido a que las bombas también consumen más.

La demanda eléctrica de la red en el caso “Pilas de combustible” es de casi un 100 % menor que en el caso “Fotovoltaica” y muy similar para cada una de las distintas zonas climáticas debido a que las pilas de combustible producen una energía eléctrica muy parecida en cada zona. Además, estos porcentajes son casi iguales a los porcentajes que se reduce la demanda eléctrica de la red en la comparación “Pilas de combustible” – “Base” ya que la única diferencia entre “Base” y “Fotovoltaica” es el campo solar fotovoltaico, cuya producción es mucho menor que la producción eléctrica de las pilas de combustible.

En cuanto a los términos relacionados con el campo solar fotovoltaico, la producción fotovoltaica no varía entre alternativas de estudio debido a que en ambos casos la instalación fotovoltaica es la misma, es decir, cubre toda la superficie del edificio y además el recurso solar no varía entre casos. En cuanto a la autosuficiencia fotovoltaica sí hay una pequeña diferencia entre casos.

Atendiendo a la fórmula de la autosuficiencia fotovoltaica, el caso “Fotovoltaica” y el caso “Pilas de combustible” divergen en los consumos de las bombas, pues en este último caso el consumo es mayor por lo que la autosuficiencia fotovoltaica debe ser menor. Como se ha expuesto anteriormente, el consumo de las bombas es mucho menor que los otros dos términos que se encuentran en el denominador de la fórmula por lo que tiene una influencia pequeña en el cálculo de la autosuficiencia FV (esto se puede apreciar en la tabla de porcentajes). Los valores de los porcentajes son mayores en las zonas D3 y E1 debido a que las bombas consumen más que en los otros casos, por tanto, la autosuficiencia fotovoltaica es menor.

$$\text{Autosuficiencia FV (\%)} = \frac{\text{Producción FV}}{\text{Cons. Bombas} + \text{Cons. Edificio} + \text{Cons. Enfriadora}} * 100$$

En cuanto a los consumos finales y primario de energía y emisiones de CO₂ ocurre algo muy parecido a lo que se comentó en el punto anterior, en la comparación “Pilas de combustible” – “Base”.

El consumo final de energía total vuelve a aumentar para “Pilas de combustible” aunque los consumos finales de electricidad y Gas Natural sean menores debido al alto consumo de Hidrógeno en las pilas de combustible.

El consumo primario de energía total también aumenta para “Pilas de combustible”, cosa que no ocurría en el apartado anterior. Esto se debe a que el consumo de electricidad primaria disminuye menos respecto a “Fotovoltaica” que a “Base” debido a que ya no existe como diferencia una instalación fotovoltaica y las pilas de combustible. Ahora la diferencia está en las pilas de combustible únicamente. Por tanto, al no disminuir tanto el consumo primario de electricidad y al seguir aumentando lo mismo el consumo primario de Gas Natural para “Pilas de combustible” hace que el consumo primario de energía total aumente para “Pilas de combustible”.

Por último, las emisiones de CO₂ totales aumentan para “Pilas de combustible” aunque disminuyan las emisiones de CO₂ debidas a electricidad y Gas Natural. El motivo de este aumento es el consumo de Hidrógeno en las pilas de combustible.

Las siguientes gráficas muestran las diferencias entre casos para consumo de energía final, consumo de energía primaria y emisiones de CO₂:

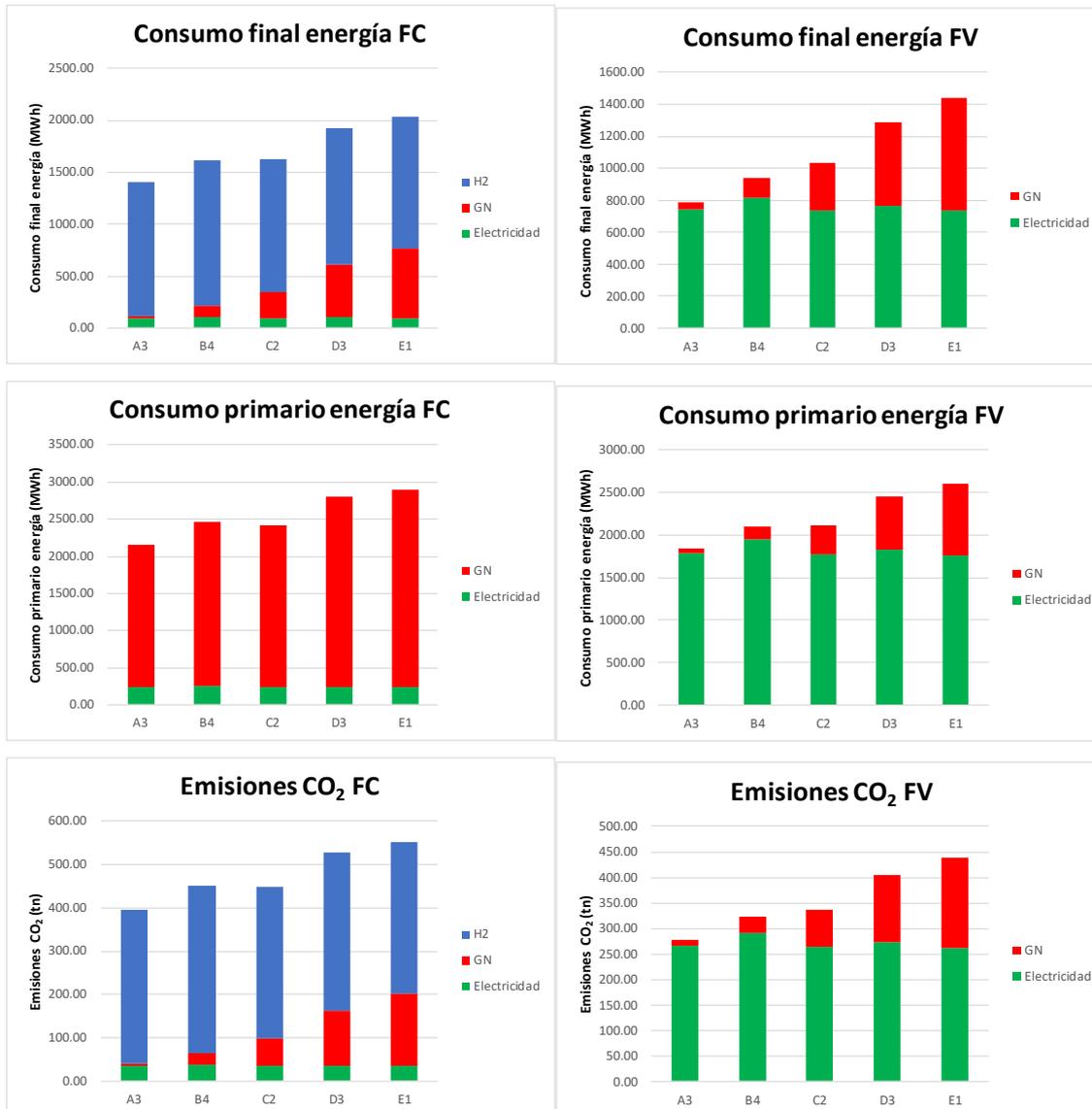


Figura 69: Comparación de resultados entre “Pilas de combustible” y “Fotovoltaica”

8.2.3.3 Comparación entre “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración”

Los casos comparados en este punto son los que presentan más similitudes entre sí. Ambos tienen campo solar fotovoltaico y una segunda tecnología para producir electricidad extra y así consumir menos energía eléctrica de la red. La diferencia entre casos está en la tecnología empleada para producir dicha electricidad extra, en “Pilas de combustible” se emplean pilas de combustible, que trabajan a partir de Hidrógeno, para la producción de electricidad mientras que en “Motores de micro-cogeneración” serán los motores de micro-cogeneración los encargados de producir energía eléctrica a través de Gas Natural. En ambas alternativas de estudio se recupera la energía térmica residual producida en la generación de electricidad con el objetivo de reducir el consumo de la caldera.

La siguiente tabla muestra la comparación para cada uno de los cálculos obtenidos en las estrategias de operación “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración”. El signo positivo representa que el resultado que se compara disminuye para el caso “Pilas de combustible”. El signo negativo representa lo contrario, es decir, que aumenta el parámetro comparado para el caso “Pilas de combustible”.

Aquellos valores que no se pueden comparar debido a que solo son resultados del nuevo caso estudiado en este trabajo se expresan con (-). En este punto, aunque no se puede realizar una comparación completamente exacta entre potencia de motores y potencia de pilas de combustible se va a comparar los resultados obtenidos para

ver que varía en el funcionamiento de ambas tecnologías. Además, los consumos de Hidrógeno de las pilas de combustible se comparan con los consumos de Gas Natural de los motores de micro-cogeneración aunque el combustible consumido no sea el mismo, pero de este modo se puede ver que tecnología tiene un mayor consumo.

Caso	Pilas de Combustible VS Motores de micro-cogeneración				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m ³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Total Bal. Energía	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%	-0.01%
Total Cons. Refrigeración	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Cons. Elect. Edificio	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Cons. Bombas	-21.06%	-9.18%	-6.20%	-3.63%	-3.10%
Total Prod. FV	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Pot. FC1	-	-	-	-	-
Total Pot. FC2	-	-	-	-	-
Total Pot. FC	-	-	-	-	-
Total Dem. Red	-250.28%	-237.74%	-309.10%	-445.34%	-380.11%
Total V_gn_calef	-44.92%	-42.85%	-27.79%	-10.75%	-10.05%
Total Cons. Calefacción	-44.92%	-42.85%	-27.79%	-10.75%	-10.05%
Total V_H ₂	-	-	-	-	-
Autosuficiencia FV	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%	0.01%
Consumo final electricidad	-248.91%	-236.69%	-307.37%	-442.41%	-377.77%
Consumo final Gas Natural	98.96%	95.43%	88.32%	80.41%	74.97%
Consumo final Hidrógeno	-	-	-	-	-
Consumo final energía	30.62%	28.76%	25.89%	26.17%	24.17%
Consumo primario electricidad	-248.91%	-236.69%	-307.37%	-442.41%	-377.77%
Consumo primario Gas Natural	19.05%	17.44%	15.41%	17.30%	15.77%
Consumo primario energía	11.71%	10.34%	8.46%	10.76%	9.80%
Emisiones CO ₂ por electricidad	-248.91%	-236.69%	-307.37%	-442.41%	-377.77%
Emisiones CO ₂ por Gas Natural	98.96%	95.43%	88.32%	80.41%	74.97%
Emisiones CO ₂ por Hidrógeno	-	-	-	-	-
Emisiones CO ₂ energía	22.45%	20.80%	18.38%	19.54%	17.98%

Tabla 19: Porcentajes variación resultados “Motores de micro-cogeneración”-”Pilas de combustible”

La tabla refleja resultados que no varía entre casos como: consumo de refrigeración, consumo del edificio, producción fotovoltaica y autosuficiencia fotovoltaica. Los consumos de refrigeración y del edificio no varía ya que no se ven afectados por el cambio de tecnología entre ambos casos, como ya se explica en puntos anteriores, estos dos parámetros son independientes y no dependen de ninguna otra parte de la instalación. En cuanto a la producción fotovoltaica, tampoco presenta cambio porque el campo solar fotovoltaico es el mismo en ambos casos. Por último, la autosuficiencia fotovoltaica si presenta una leve variación, aunque es totalmente despreciable. Atendiendo a la fórmula que define la autosuficiencia fotovoltaica, todos los términos

presentes en dicha ecuación se mantienen inalterados de un caso a otro excepto el consumo eléctrico de las bombas, las bombas si presentan una diferencia de consumo ya que la energía recuperada en ambos casos difiere. El motivo por el que es inapreciable esta diferencia es porque la variación es leve y el consumo de las bombas es mucho menor que el resto de términos que aparecen en la fórmula.

$$\text{Autosuficiencia FV (\%)} = \frac{\text{Producción FV}}{\text{Cons. Bombas} + \text{Cons. Edificio} + \text{Cons. Enfriadora}} * 100$$

Siguiendo con el consumo de las bombas, dicho consumo es mayor en el caso “Pilas de combustible” y esto es debido a que la bomba instalada en el circuito de recuperación de energía térmica trabaja más en este caso, pues la bomba del circuito de calefacción es la misma ya que la demanda de calefacción no se modifica. Dicha diferencia de consumo es mayor en aquellas zonas que más energía se recupera, las zonas con mayores temperaturas, como son B4 y A3. El consumo de esta bomba es mayor para el caso de estudio que contiene pilas de combustible debido a que el calor recuperado es menor. Se recuerda que la bomba situada en el circuito de recuperación de energía térmica funciona cuando la temperatura del depósito de acumulación desciende por debajo de 50°C. Si se recupera menos calor cuesta más trabajo calentar el agua del depósito de acumulación y, por tanto, que éste alcance la temperatura crítica de 50°C por lo que la bomba trabaja más para poder alcanzar dicha temperatura, lo que se traduce en un mayor consumo. Que la diferencia sea mayor para las zonas climáticas más cálidas no quita que los consumos de las bombas en los dos casos comparados sean mayores para la zona climática E1 (la más fría) debido a que la demanda de calefacción es mayor.

La energía eléctrica que tiene que producir las pilas de combustible y los motores de micro-cogeneración viene marcada por el término definido como Balance de energía.

La fórmula que define dicho término es:

$$\text{Balance energía} = (\text{Cons. edificio} + \text{Cons. bombas} + \text{Cons. enfriadora}) - \text{Prod. FV}$$

Al igual que con la autosuficiencia fotovoltaica, la única diferencia entre ambos casos es el consumo de las bombas ya que el resto de los parámetros permanecen inalterados. Por consiguiente, que el porcentaje de variación sea mínimo se razona de la misma forma que el cambio en la autosuficiencia fotovoltaica.

Se ha explicado anteriormente que la electricidad que tienen que producir ambas tecnologías lo marca el balance de energía y este término entre ambos casos es prácticamente el mismo. El motivo por el que las pilas de combustible producen menos energía eléctrica se debe al rendimiento del sistema. En este caso, las pilas de combustible producen energía eléctrica en corriente continua, la cual hay que convertir en corriente alterna empleando un inversor. Debido a que la producción de energía se encuentra con la eficiencia de dos equipos en lugar de uno como ocurría en los motores de micro-cogeneración hace que la energía eléctrica final producida sea menor en el caso “Pilas de combustible” aunque las pilas de combustible tengan un mayor rango de funcionamiento óptimo. Las pilas de combustible y los motores de micro-cogeneración producen energía siempre y cuando tengan que trabajar dentro de su rango de funcionamiento, si tuviesen que trabajar fuera de este rango se obtiene la energía eléctrica de la red. Por tanto, al tenerse en ambos casos equipos de 100 kW y al ser el rango de funcionamiento de las pilas de combustible entre el 10 % y el 100 % de la potencia nominal (100 kW) en lugar de entre el 40 % y el 100 % de la potencia nominal, como ocurre en los motores. Si no hubiese que transformar la corriente continua en corriente alterna habría mayor producción de energía eléctrica en el caso “Pilas de combustible” debido a que el rango de funcionamiento de esta tecnología es mayor.

Esta menor producción de energía eléctrica en “Pilas de combustible” hace que el consumo de electricidad de la red sea mayor para dicho caso.

El motivo por el que el consumo de la caldera de condensación y, por tanto, el consumo de calefacción sea mayor para el caso “Pilas de combustible” es el mismo por el que el consumo de bombas es mayor para este caso. Al ser menor la recuperación de energía, el agua entra a la caldera de condensación a una menor temperatura, lo que hace que la caldera demande una mayor cantidad de Gas Natural para poder cubrir la demanda de calefacción del edificio.

Resumiendo lo explicado en los apartados anteriores, un mayor consumo de calefacción y bombas se debe a que la recuperación de energía térmica procedente de las pilas de combustible es menor. Esto significa que la producción de energía térmica en “Pilas de combustible” debido a que ésta depende directamente de la producción de electricidad y dicha producción es menor en este caso.

A continuación, se comparan las potencias de las pilas de combustible y los motores de micro-cogeneración en sus respectivos casos de estudio. Las siguientes gráficas reflejan claramente la diferencia de potencias:

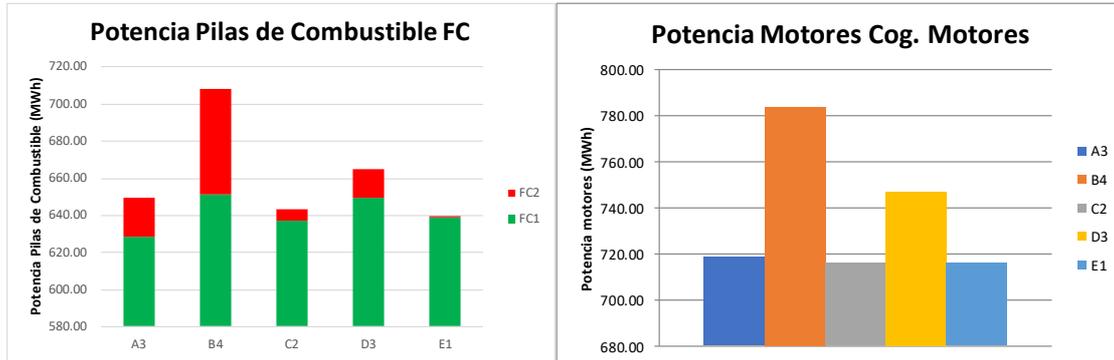


Figura 70: Comparación potencias pilas de combustible y motores de micro-cogeneración

Se puede apreciar en las gráficas que la relación de las potencias en ambos casos con las zonas climáticas es la misma, es decir, de mayor a menor potencias se ordenan de la siguiente forma: B4>D3>A3>C2F>E1. Estas potencias están altamente relacionadas con el balance de energía ya que este término es el que indica cuanta energía eléctrica tienen que producir las pilas de combustible y los motores de micro-cogeneración y, por esta razón, las potencias de ambos equipos.

Por otro lado, también se puede ratificar que las potencias de los motores de micro-cogeneración son mayores que la de las pilas de combustible, lo que se traduce en una mayor producción de energía eléctrica y, por consiguiente, una mayor producción de energía térmica.

En cuanto a los consumos finales de energía, el consumo final de electricidad es mayor en “Pilas de combustible” ya que la producción de las pilas es menor que la de los motores mientras que la producción fotovoltaica es la misma. El consumo final de Gas Natural es menor en “Pilas de combustible” porque aunque la caldera de condensación consuma más Gas Natural, en este caso no se tiene consumo de Gas Natural en los motores, al no existir. Sin embargo, en “Pilas de combustible” se tiene consumo final de Hidrógeno, consumo que no se tiene en “Motores de micro-cogeneración”. A continuación, se comparan los consumos de Hidrógeno en “Pilas de combustible” y de Gas Natural de la caldera en “Motores de micro-cogeneración”.

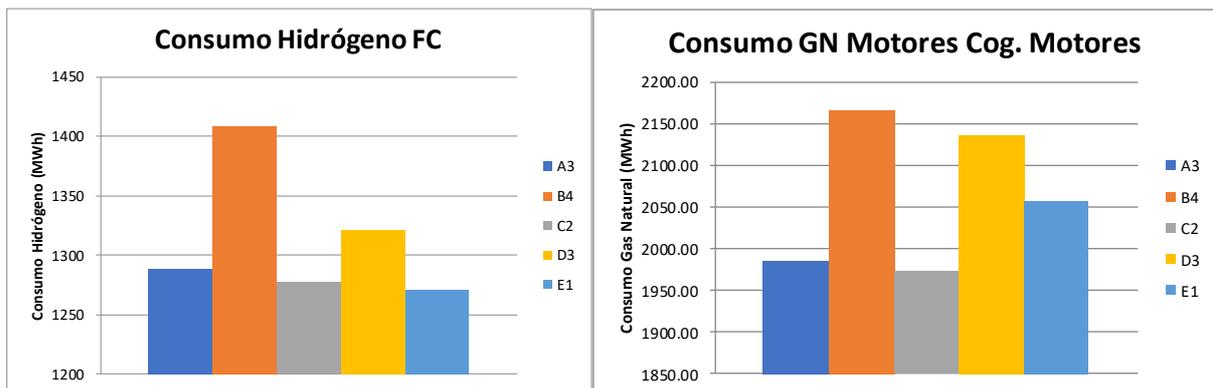


Figura 71: Comparación consumos H₂ pilas de combustible y GN motores de micro-cogeneración

Se puede ver en las gráficas que hay un menor consumo de Hidrógeno en las pilas de combustible que de Gas Natural en los motores de micro-cogeneración, para cada zona climática. Esto es importante para que el consumo final de energía sea menor en “Pilas de combustible”. Aunque el consumo de electricidad sea mucho mayor en “Pilas de combustible” y el consumo de Gas Natural de la caldera también, el consumo de Hidrógeno de las pilas de combustible es menor que el consumo de Gas Natural de los motores de micro-cogeneración.

Lo mismo que para el consumo final de energía ocurre para el consumo primario de energía y las emisiones de CO₂. Los resultados globales son menores para el caso “Pilas de combustible” mientras que los parámetros que dependen de la electricidad son mayores para “Pilas de combustible” y los que dependen del Gas Natural son

menores para esta estrategia de operación.

Las siguientes gráficas muestran las diferencias entre casos para consumo de energía final, consumo de energía primaria y emisiones de CO₂:

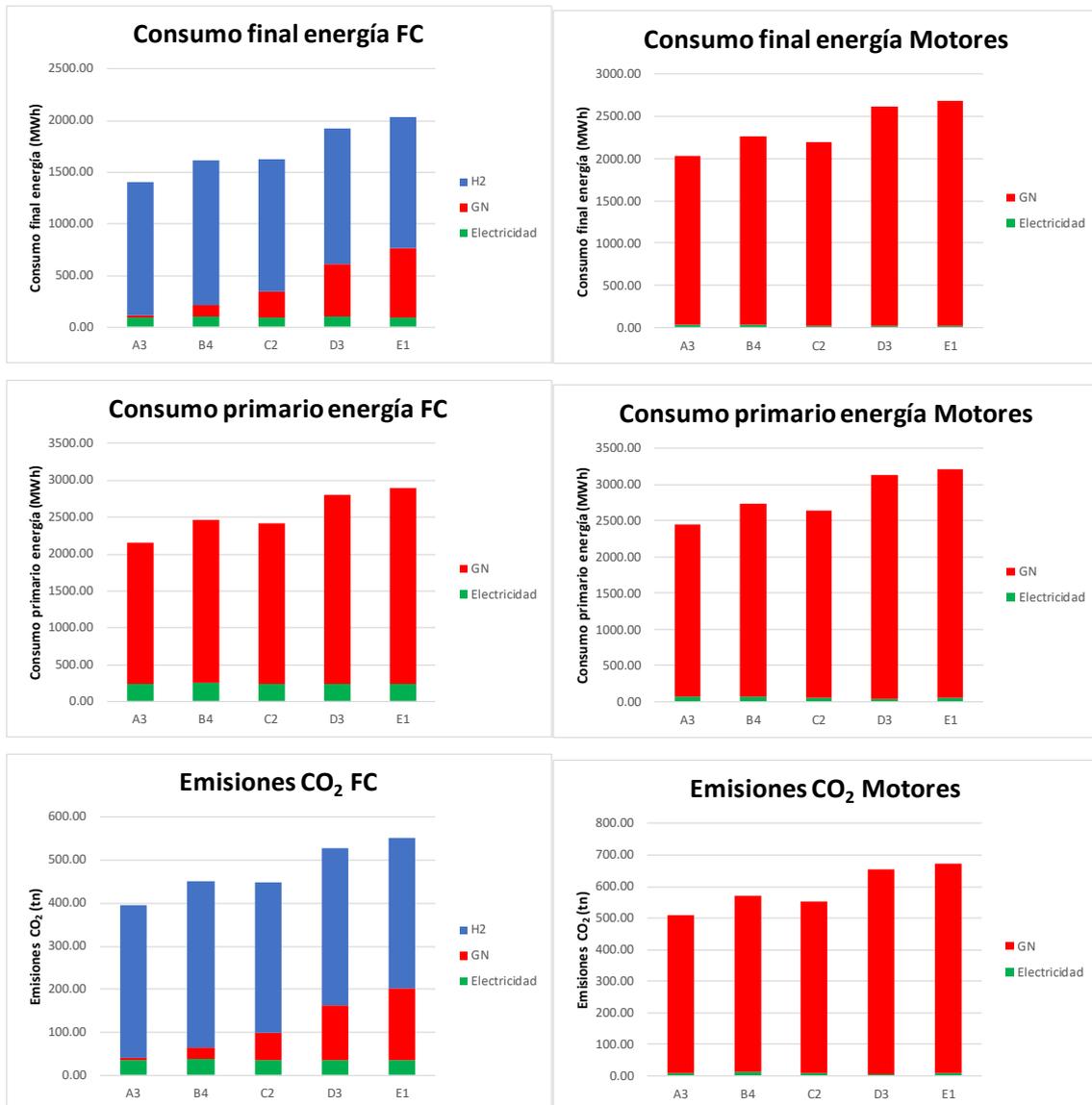


Figura 72: Comparación de resultados entre “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración”

8.2.4 Conclusiones de los resultados

De este apartado de *Resultados*, se obtienen las siguientes conclusiones en cuanto a consumo de energía final, consumo de energía primaria y emisiones de CO₂:

La zona climática con mayores consumos de energía y emisiones de CO₂ es E1 para todos los casos estudiados (“Base”, “Fotovoltaica”, “Motores de micro-cogeneración” y “Pilas de combustible”). Esto es debido al gran consumo de Gas Natural existente en esta zona, pues se trata de un clima frío donde la demanda de calefacción es mayor que en el resto de zonas. Tiene una mayor repercusión el consumo de Gas Natural en los consumos finales y primarios y emisiones de CO₂ que los consumos de electricidad e Hidrógeno porque este consumo varía más entre las distintas ubicaciones (hay mucha diferencia entre los distintos climas, lo que hace que sus consumos de calefacción varíen bastante), es decir, los consumos de electricidad e Hidrógeno se mantienen más constantes de una zona a otra en comparación con el consumo de Gas Natural.

Comparando los consumos finales y primarios de energía y las emisiones de CO₂ entre las cuatro condiciones

de operación estudiadas, se concluye que el caso con unos mayores valores de estos parámetros es “Motores de micro-cogeneración”, seguido de “Pilas de combustible”. Por el contrario, el caso con mejores números en cuanto a consumos de energía y emisiones de CO₂ es “Fotovoltaica” ya que en este caso solo hay consumo de Gas Natural por parte de la caldera y el consumo de electricidad se reduce al incluir paneles fotovoltaicos.

Por tanto, se concluye que el nuevo caso estudiado es una mejor opción que el de “Motores de micro-cogeneración” en cuanto a consumos y emisiones se refiere, por tanto, las pilas de combustible es mejor tecnología para este tipo de instalaciones. Sin embargo, la opción idónea para cada zona climática es “Fotovoltaica”, al igual que ocurría en el trabajo fin de grado.

8.3 Cálculo del Coste del Ciclo de Vida

8.3.1 Cálculo del Coste del Ciclo de Vida

El Coste del Ciclo de Vida (CCV) o Life Cycle Costing (LCC) se puede definir como una herramienta que permite analizar todos los costes (directos e indirectos, variables y fijos) a un producto o servicio desde que se inicia la concepción de la idea hasta el final de su vida útil.

En nuestro caso, el LCC permite analizar los costes de la instalación, considerando una vida útil de 30 años.

La fórmula que se emplea para el cálculo del Coste del Ciclo de Vida es:

$$LCC (\text{€}) = \text{Inv. inicial} + \text{Cost. reemplazo} + (\text{Cost. operación} + \text{Cost. mant}) * \sum_{t=1}^{30} \frac{1}{(1+r)^t}$$

Donde t = año y r = tasa de inflación. Se considera una tasa de inflación del 3 %.

- Inversión inicial: se considera que hay que hacer la compra de la parte fotovoltaica y de las pilas de combustible, es decir, 380 paneles y su inversor y 2 pilas de combustible y sus dos inversores. Por otro lado, no hay que hacer una inversión en la caldera de calefacción, bombas, enfriadora y depósito de acumulación debido a que ya son parte de la instalación. Este término varía de un caso a otro, es decir, en “Base” no existe inversión inicial, se tiene la instalación hecha, en “Fotovoltaica” se consideran los costes de los paneles e inversor y, en “Motores de micro-cogeneración” los costes de los paneles, inversor y motores. La inversión inicial se trata de un coste puntual, es decir, solo se considera una vez, cuando se realiza la compra de los equipos.
- Coste de reemplazo: debido a la vida útil de los paneles fotovoltaicos (25 años), inversor (20 años) y enfriadora (15 años) habría que reemplazar estos equipos una vez a lo largo de la vida útil considerada para la instalación (30 años). También hay que reemplazar las pilas de combustible al tener una vida útil muy corta, 10000 horas. Por tanto, en el término de reemplazo en la fórmula, el coste de la enfriadora se considera en todos los casos, los de inversor y paneles en todos excepto en “Base” y los de las pilas de combustible solo en “Pilas de combustible”. Al igual que la inversión inicial, el coste de reemplazo es un coste puntual al considerarse solo cuando se realiza el reemplazo de los equipos.
- Coste de operación: se define como el coste que se va a tener debido al consumo de electricidad de la red, de Gas Natural para alimentar la caldera y los motores de micro-cogeneración (en su caso correspondiente) y de Hidrógeno de las pilas de combustible (en su caso correspondiente). Para su cálculo hay que multiplicar los consumos de Gas Natural, electricidad e Hidrógeno por su coste. El coste de operación se trata de un coste continuo ya que se encuentra presente los 30 años de vida útil de la instalación.
- Coste de mantenimiento: se estima como el 3 % del coste de inversión. Por tanto, para su cálculo basta con multiplicar la inversión inicial por 0.03. Este coste, al igual que el coste de operación, es un coste continuo.

En la siguiente tabla se muestran los costes de los diferentes equipos empleados en la nueva instalación, “Pilas de combustible” y los precios de electricidad, Hidrógeno y Gas Natural:

Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Enfriadora (€)	37800	43600	26900	32600	19083
Panel FV (€/panel)	250				
Inversor (€)	22100				
Pila de combustible (€/kWe)	40				
Electricidad (€/kWh)	0.209				
Gas Natural (€/kWh)	0.068				
Hidrógeno (€/kg)	150				

Tabla 20: Precios de los equipos de la instalación y energías

El coste la pila de combustible viene expresado en € por cada kilovatio eléctrico, por tanto, para el cálculo del coste de las pilas de combustible habría que multiplicar por la potencia de la pila de combustible y por el número de pilas de combustible. En cuanto al coste del panel FV, se refiere al coste de cada panel por lo que habría que multiplicar por el número total de paneles para su cálculo.

Se puede observar en la tabla que sólo el coste de la enfriadora depende de la zona climática ya que cada zona tiene una determinada demanda de refrigeración y, por consiguiente, se necesitan enfriadoras de diferente potencia.

Además de calcular el LCC en € se va a expresar en €/m² y así poder comparar el Coste del Ciclo de Vida de esta instalación con otras instalaciones que tengan un área distinta. Para ello basta con dividir el LCC (€) entre el área del edificio (6629 m²).

En la siguiente gráfica se muestra el cálculo del LCC para el caso “Pilas de combustible” y cada zona climática.

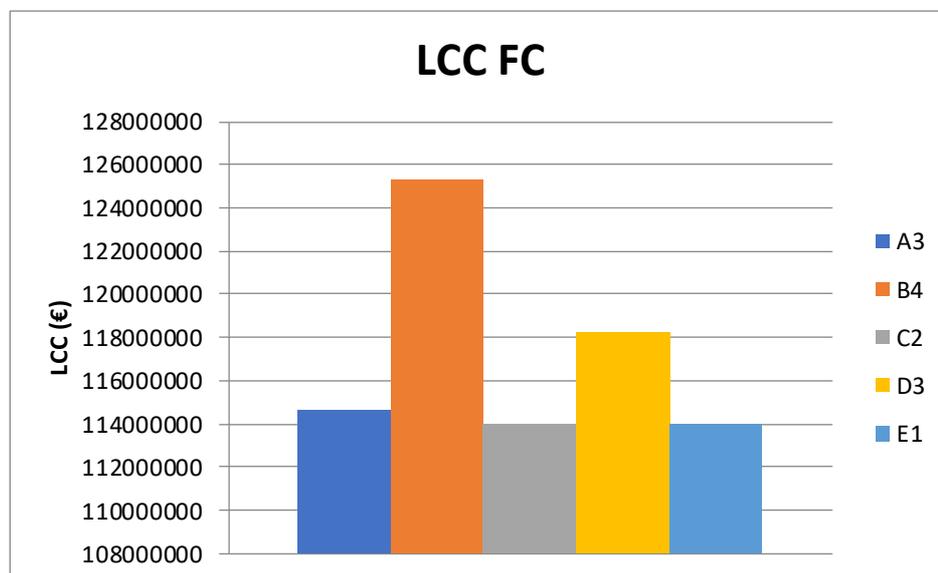


Figura 73: Coste del Ciclo de Vida “Pilas de combustible”

El Coste del Ciclo de Vida en la estrategia de operación “Pilas de combustible” se ordena entre zonas climáticas: B4>D3>A3>E1>C2. Este orden es idéntico al del consumo de Hidrógeno en las pilas de combustible, lo que indica que el Coste del Ciclo de Vida está altamente influenciado por este parámetro, es decir, el coste de operación del Hidrógeno juega un papel fundamental en el cálculo del Coste del Ciclo de Vida.

En la siguiente tabla, se desglosan los costes a partir de los cuales se calcula el Coste del Ciclo de Vida para cada una de las zonas climáticas:

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión (€)	199300.00	199300.00	199300.00	199300.00	199300.00
Costes de reemplazo (€)	331100.00	336900.00	320200.00	325900.00	312383.00
Costes de operación (€)	5818360.00	6362808.97	5781757.90	5999858.19	5783417.21
Costes de mantenimiento (€)	5979.00	5979.00	5979.00	5979.00	5979.00
LCC (€/m ²)	17300.06	18910.64	17190.20	17835.89	17193.93
LCC (€)	114690015.0	125367255.0	113961697.7	118242259.6	113986403.8

Tabla 21: Resultados de los costes y el LCC para cada zona climática “Pilas de combustible”

El coste de inversión es el mismo para cada zona climática debido a que la inversión en equipos que hay que hacer no depende de la zona climática. Hay que invertir en los equipos relacionados con el campo solar fotovoltaico y con la producción de electricidad a partir de las pilas de combustible. Esta inversión es distinta a la del resto de casos de estudio, en los cuales no había que invertir para el caso “Base”, había que invertir en el campo solar fotovoltaico únicamente para “Fotovoltaica” y en el campo solar fotovoltaico y los motores de micro-cogeneración en el caso “Motores de micro-cogeneración”. Este coste de inversión es mayor que para el resto de casos, lo que indica que las pilas de combustible tienen un precio, hoy en día, superior al de los motores de micro-cogeneración aunque esa diferencia de precio no es muy amplia como ocurría años atrás. Esto indica que la tecnología de pilas de combustible está ampliándose y desarrollándose y en un futuro no muy lejano podría llegar a precios inferiores al de los motores de micro-cogeneración.

El coste de reemplazo también es superior al del resto de casos de estudio ya que hay que reemplazar los equipos pertenecientes al campo solar fotovoltaico, la enfriadora y los equipos pertenecientes a la generación de electricidad mediante pilas de combustible mientras que en el caso “Base” solo había que reemplazar la enfriadora y en los casos “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración” había que reemplazar la enfriadora y los equipos pertenecientes al campo solar fotovoltaico. Los motores de micro-cogeneración no había que reemplazarlos al tener una vida útil mayor a los 30 años en los que estudiamos el Coste del Ciclo de Vida. El coste de reemplazo varía entre zonas climáticas debido al coste de las enfriadoras, que al ser de diferentes tamaños tienen diferentes precios. Además, debido a la vida útil tan reducida que tienen las pilas de combustible (10000 horas) hay que reemplazarlas muchas veces a lo largo de la vida útil de la instalación (30 años). Este es otro punto débil que tienen las pilas de combustible y que tienen que mejorar para convertirse en una tecnología competente.

Los dos siguientes costes, coste de operación y coste de mantenimiento, son los que mayor repercusión tienen en el Coste del Ciclo de Vida al tratarse de costes que están presente durante todo el tiempo de vida útil de la instalación y no de costes puntuales, que se realizan una vez, como los costes de inversión y reemplazo.

El coste de mantenimiento se supone como un 3 % del coste de inversión, por lo que va a ser el mismo entre zonas climáticas y además superior al del resto de casos de estudio.

El coste de operación se debe al coste de energía, es decir, a los costes de la electricidad, el Gas Natural y el Hidrógeno necesarios. Este coste es muy superior al resto de costes, debido principalmente al coste de operación del Hidrógeno. A parte de ser la energía final más consumida como ya se pudo apreciar en la gráfica del consumo final de energía, el Hidrógeno tiene un precio muy elevado, ya que se compra en botellas de 50 L a 200 bar, las cuales tienen 0.8 kg de H₂. Calculando el precio de la botella respecto al Hidrógeno que almacenan, se obtiene un precio del kg de H₂ de 150 €, un precio muy superior al del resto de energías consumidas en el edificio. Este elevado precio del Hidrógeno hace que el Coste del Ciclo de Vida para esta estrategia de operación sea muy superior al del resto de estrategias y la conviertan en la peor alternativa en cuanto a costes. Este coste de operación varía también entre zonas climáticas ya que los consumos de energía varían de una zona a otra.

En conclusión, el Coste del Ciclo de Vida de la estrategia de operación “Pilas de combustible” es muy elevado

debido principalmente al coste de operación del Hidrógeno.

Los cálculos del Coste del Ciclo de Vida para las estrategias de operación “Base”, “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración” son los mismos que se hicieron en el trabajo fin de grado, por tanto, no se desarrolla este cálculo con detalle. En los Anexos *Análisis de resultados y LCC “Base”, Análisis de resultados y LCC “Fotovoltaica” y Análisis de resultados y LCC “Motores de micro-cogeneración”* se muestra una tabla con comentarios a modo de resumen para los cálculos del Coste del Ciclo de Vida en “Base”, “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración” respectivamente. En caso de querer acceder a la información completa y detallada se recomienda leer el apartado 4. *Análisis de resultados* del TFG con título “*Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS*”.

8.3.2 Comparación del Coste del Ciclo de Vida

En este apartado se comparan los resultados del Coste del Ciclo de Vida de las distintas instalaciones que se implementan en TRNSYS. La comparación entre las tres alternativas estudiadas en el trabajo fin de grado se encuentra en dicho documento y no se volverá a explicar en este proyecto. Para recopilar esta información, se recomienda ir al apartado 4. *Análisis de resultados* del TFG con título “*Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS*”. Se pueden encontrar las siguientes comparaciones:

- Comparación entre “Fotovoltaica” y “Base”
- Comparación entre “Motores de micro-cogeneración” y “Base”
- Comparación entre “Motores de micro-cogeneración” y “Fotovoltaica”

En el Anexo *Comparación de resultados y LCC* se incluyen tablas que resumen las comparaciones anteriores.

En este apartado se va a comparar la nueva estrategia de estudio con cada una de las otras tres:

- Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Base”
- Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Fotovoltaica”
- Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración”

8.3.2.1 Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Base”

El objetivo de la siguiente tabla comparar los costes y el resultado de Coste del Ciclo de Vida. El signo positivo expresa que los valores son menores para el caso “Pilas de combustible” mientras que el signo negativo representa valores menores para el caso “Base”. Las celdas en las que se muestra (-) es porque los costes para “Base” son cero y no se puede calcular el porcentaje que aumenta o disminuye dichos costes con respecto a dicha estrategia.

Caso	Pilas de Combustible VS Base				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión	-	-	-	-	-
Costes de reemplazo	-775.93%	-672.71%	-1090.33%	-899.69%	-1536.97%
Costes de operación	-2868.35%	-2854.11%	-2696.91%	-2537.15%	-2400.31%
Costes de mantenimiento	-	-	-	-	-
LCC	-2856.13%	-2839.23%	-2694.07%	-2532.31%	-2403.64%

Tabla 22: Porcentajes de variación del LCC “Base”-”Pilas de combustible”

De la tabla se obtiene que todos los costes son superiores para el caso “Pilas de combustible” y, por esta razón,

el Coste del Ciclo de Vida es mayor para dicho caso. Los costes de inversión y mantenimiento no se pueden comparar debido a que no existen en el caso “Base” pero sí existen para el caso “Pilas de combustible” y, por tanto, son mayores para este último caso. En “Base” no hay que realizar ninguna inversión mientras que en “Pilas de combustible” hay que invertir en el campo solar fotovoltaico y en la instalación de las pilas de combustible y sus accesorios, un coste que es el más elevado entre todas las alternativas de estudio debido al alto coste que tienen hoy en día las pilas de combustible. Por otro lado, los costes de reemplazo también aumentan para este caso de estudio, pues hay que reemplazar enfriadora, pilas de combustible y sus inversores y paneles fotovoltaicos y su inversor mientras que en “Base” solo se reemplaza la enfriadora. Por último, el coste con un cambio más importante es el coste de operación. Este coste es mucho mayor para “Pilas de combustible” debido a que se tiene un mayor consumo de energía final total y, sobre todo, a que el coste del Hidrógeno es muy alto y se consume bastante Hidrógeno en esta alternativa.

Debido a todas las razones expresadas en el párrafo anterior, el Coste del Ciclo de Vida aumenta para “Pilas de combustible” y lo hace bastante, haciendo que este caso sea prácticamente inviable en cuanto a costes se refiere.

Las siguientes gráficas muestran las diferencias entre casos para Coste del Ciclo de Vida:

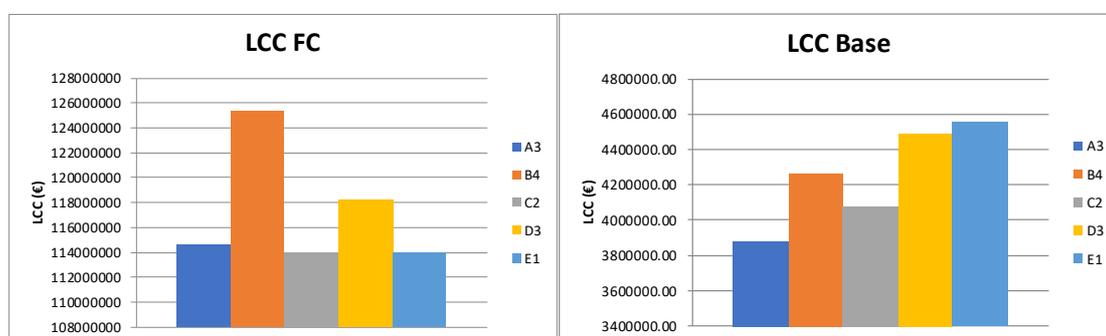


Figura 74: Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Base”

El caso “Base” es mejor que el caso “Pilas de combustible” en todos los términos que se estudian en este trabajo:

- Consumos de energía
- Emisiones de CO₂
- LCC

Por lo que si hubiese que elegir uno se elegiría “Base”.

8.3.2.2 Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Fotovoltaica”

Caso	Pilas de Combustible VS Fotovoltaica				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m ³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión	-70.20%	-70.20%	-70.20%	-70.20%	-70.20%
Costes de reemplazo	-113.75%	-109.65%	-122.36%	-117.70%	-129.38%
Costes de operación	-3562.66%	-3453.98%	-3216.18%	-2970.97%	-2770.42%
Costes de mantenimiento	-70.20%	-70.20%	-70.20%	-70.20%	-70.20%
LCC	-3220.01%	-3151.41%	-2941.17%	-2738.91%	-2568.66%

Tabla 23: Porcentajes de variación del LCC “Fotovoltaica”-”Pilas de combustible”

En la tabla se puede ver que todos los costes son superiores para el caso “Pilas de combustible”. Los costes de inversión y mantenimiento aumentan el mismo porcentaje porque están directamente relacionados, pues el

coste de mantenimiento se supone un 3 % del coste de inversión. El coste de inversión en “Fotovoltaica” es del campo solar fotovoltaico mientras que en “Pilas de combustible” además del campo solar fotovoltaico se invierte en la instalación de pilas de combustible y sus accesorios. Por otro lado, los costes de reemplazo también aumentan para este caso de estudio, pues hay que reemplazar enfriadora, pilas de combustible y sus inversores y paneles fotovoltaicos y su inversor mientras que en “Fotovoltaica” se reemplaza la enfriadora y el campo solar fotovoltaico. Por último, el coste de operación aumenta más incluso que con respecto a “Base”, pues en “Fotovoltaica” se reducen los costes de operación en electricidad al haber un menor consumo. Este coste es mucho mayor para “Pilas de combustible” debido principalmente a que el coste del Hidrógeno es muy alto y se consume bastante Hidrógeno en esta alternativa.

Debido a todas las razones expresadas en el párrafo anterior, el Coste del Ciclo de Vida aumenta para “Pilas de combustible” y lo hace bastante, haciendo que este caso sea prácticamente inviable en cuanto a costes se refiere.

Las siguientes gráficas muestran las diferencias entre casos para Coste del Ciclo de Vida:

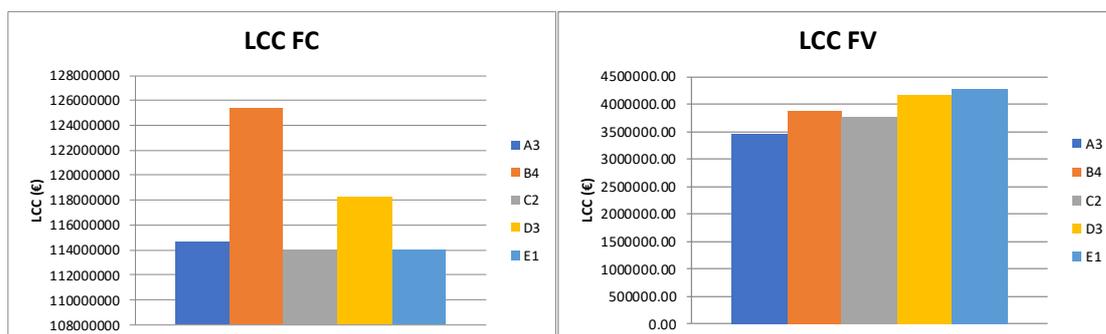


Figura 75: Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Fotovoltaica”

El caso “Fotovoltaica” es mejor que el caso “Pilas de combustible” en todos los términos en los que se hace hincapié en este trabajo:

- Consumos de energía
- Emisiones de CO₂
- LCC

Por lo que si hubiese que elegir uno se elegiría “Fotovoltaica”.

8.3.2.3 Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración”

Caso	Pilas de Combustible VS Motores de micro-cogeneración				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión	-6.52%	-6.52%	-6.52%	-6.52%	-6.52%
Costes de reemplazo	-113.75%	-109.65%	-122.36%	-117.70%	-129.38%
Costes de operación	-4003.63%	-3905.54%	-3688.79%	-3225.55%	-3021.78%
Costes de mantenimiento	-6.52%	-6.52%	-6.52%	-6.52%	-6.52%
LCC	-2616.98%	-2648.38%	-2476.96%	-2277.58%	-2155.09%

Tabla 24: Porcentajes de variación del LCC “Motores de micro-cogeneración”-”Pilas de combustible”

En la tabla se puede ver que todos los costes son de nuevo, como ocurría en las comparaciones de los apartados anteriores, mayores para el caso “Pilas de combustible”.

El coste de inversión en “Motores de micro-cogeneración” es del campo solar fotovoltaico y los propios

motores mientras que en “Pilas de combustible” se invierte en el campo solar fotovoltaico y en la instalación de pilas de combustible y sus accesorios. Esta diferencia de costes es menor con respecto a “Motores de micro-cogeneración” que con respecto a “Base” y “Fotovoltaica” debido a que la diferencia está en que las pilas de combustible son un poco más caras que los motores de micro-cogeneración, aunque mínimamente.

Por otro lado, los costes de reemplazo también aumentan para este caso de estudio, pues hay que reemplazar enfriadora, pilas de combustible y sus inversores y paneles fotovoltaicos y su inversor mientras que en “Motores de micro-cogeneración” se reemplaza la enfriadora y el campo solar fotovoltaico, como en “Fotovoltaica”. Esto significa que el porcentaje de aumento para “Pilas de combustible” respecto a “Motores de micro-cogeneración” y “Fotovoltaica” es el mismo.

Por último, el coste de operación presenta la máxima diferencia, es decir, la diferencia es mayor con respecto a “Motores de micro-cogeneración” que con respecto a los otros dos casos debido a que el caso que incluye los motores tiene un menor consumo final de energía total que los otros casos. Este coste es mucho mayor para “Pilas de combustible” debido principalmente a que el coste del Hidrógeno es muy alto.

Las justificaciones anteriores se traducen en un Coste del Ciclo de Vida mayor para “Pilas de combustible” y este aumento es significativo.

Las siguientes gráficas muestran las diferencias entre casos para Coste del Ciclo de Vida:

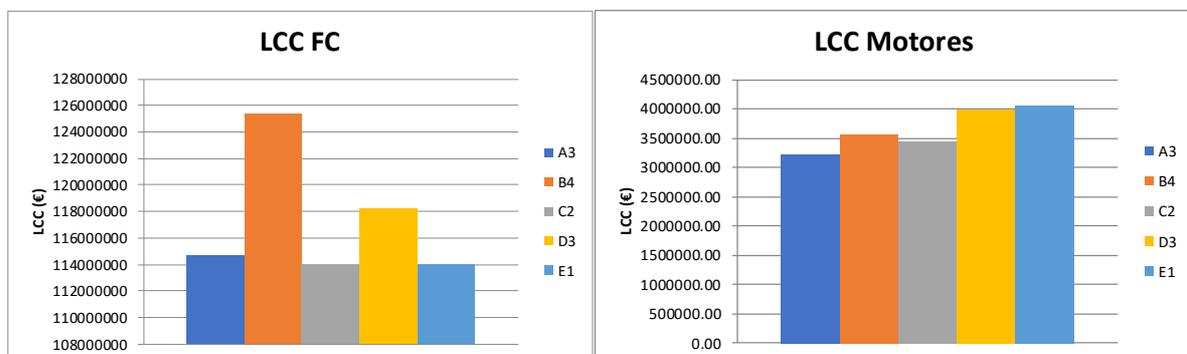


Figura 76: Comparación del LCC entre “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración”

El caso “Pilas de combustible” es mejor que el caso “Motores de micro-cogeneración” en términos de consumos finales y primarios de energía y emisiones de CO₂ pero tiene un coste mucho mayor. Si no fuera por el coste, el caso “Pilas de combustible” sería una mejor opción. El cuello de botella aquí se encuentra en el alto precio del Hidrógeno embotellado que se compra ya que procede del reformado de Gas Natural y este proceso es caro. Si en lugar de comprarlo se pudiera producir mediante electrolizadores se reduciría bastante el Coste del Ciclo de Vida al eliminar la compra de Hidrógeno. Por otro lado, habría que invertir en un campo solar fotovoltaico más grande y en los electrolizadores, pero seguramente saliese más rentable que comprar el Hidrógeno.

Este sería un estudio interesante en el que se buscaría el punto óptimo de reducir la compra de Hidrógeno para aumentar el campo solar fotovoltaico e instalar electrolizadores.

En conclusión, para hacer una elección entre estas dos alternativas hay, primero, que saber qué se quiere, si reducir consumos y emisiones de CO₂ a cambio de tener un gran Coste del Ciclo de Vida o ahorrar dinero sin importar las emisiones y consumos de energía. Teniendo en cuenta que la viabilidad económica es crucial para cualquier proyecto hoy en día, sería difícil inclinarse por la opción de “Pilas de combustible”.

8.3.3 Conclusiones del Coste del Ciclo de Vida

Como conclusión principal de este caso se obtiene que el precio del Hidrógeno es el principal problema para la nueva instalación estudiada. Esto se debe a que ese Hidrógeno es comprado, y al tratarse de Hidrógeno gris (procedente de reformado de Gas Natural), el precio es mucho mayor que el Hidrógeno obtenido por electrólisis. Lo ideal sería poder instalar un electrolizador, pero para ello se necesita tener excedente de electricidad. El elevado coste de operación hace que esta instalación no sea competitiva con el resto de las instalaciones estudiadas en el trabajo fin de grado.

Para que este nuevo caso de estudio, “Pilas de combustible”, sea competitivo con el resto de casos, hay que considerar un precio del Hidrógeno mucho menor.

Por otro lado, el Coste del Ciclo de Vida no varía mucho entre el resto de estrategias de estudio, pero al igual que se concluía en el trabajo fin de grado, “Motores de micro-cogeneración” es el caso con menor Coste del Ciclo de Vida.

8.4 Consumos de energía primaria, emisiones de CO₂ y Coste del Ciclo de Vida

Uno de los objetivos del trabajo es analizar tres parámetros claves y, a partir de ellos, considerar que estrategia de operación es la idónea para cada una de las zonas climáticas que se estudian. Esos tres parámetros son los siguientes:

- Consumo primario de energía
- Emisiones de CO₂
- Coste del Ciclo de Vida

A continuación, se muestran tres gráficas en las que se comparan los tres parámetros entre sí y las cuales permitirán elegir qué estrategia de operación es la mejor solución para cada zona climática, a modo de resumen de todo lo expuesto en los apartados anteriores.

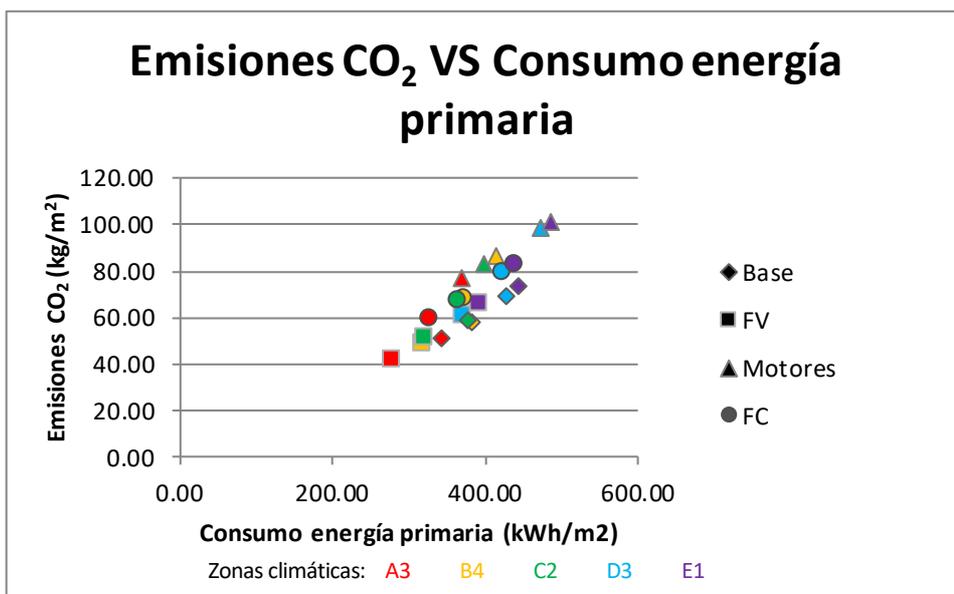


Figura 77: Emisiones de CO₂ VS Consumo primario de energía

En la gráfica se comparan las emisiones de CO₂ por unidad de área, representadas en el eje de ordenadas y el consumo primario de energía por unidad de área, representado en el eje de abscisas. Ambos parámetros se compararán para cada estrategia de operación y zona climática.

Centrándose en cada una de las tres estrategias de operación, la zona climática A3 es la que menor consumo de energía primaria tiene y menos CO₂, por tanto, es la ubicación idónea para instalar cualquiera de las tres instalaciones que se estudian en lo que a consumo de energía primaria y emisiones de CO₂ se refiere. Por el contrario, E1 es la peor zona climática atendiendo a estos dos parámetros ya que se obtienen las mayores cantidades.

Si se comparan los tres casos de estudio, para cada zona climática, “Fotovoltaica” es el que menos consumo de energía y emisiones de CO₂ presenta mientras que “Motores de micro-cogeneración” es el que obtiene mayores valores. Por tanto, la instalación “Fotovoltaica” es la idónea para cada una de las distintas ubicaciones en cuanto a consumo primario de energía y emisiones.

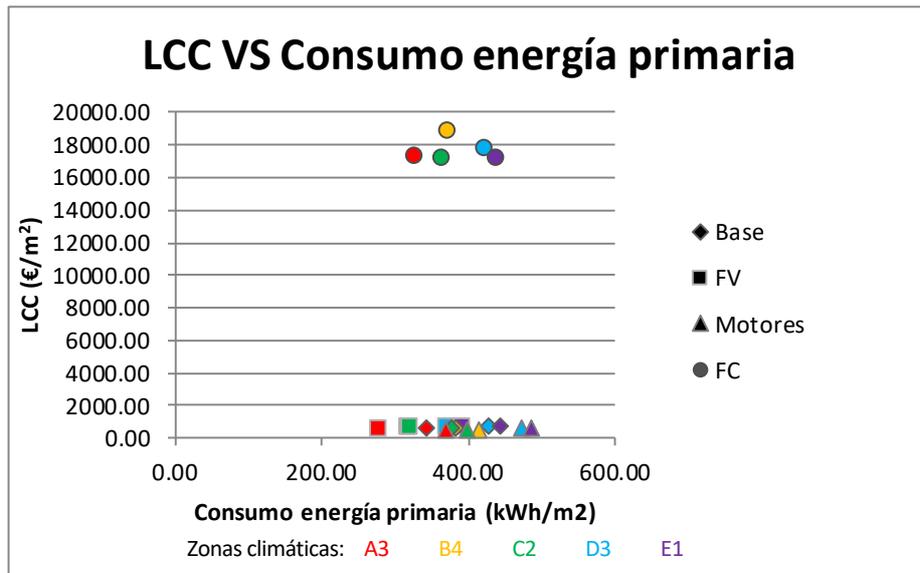


Figura 78: LCC VS Consumo primario de energía

En esta gráfica se representa en el eje de abscisas, al igual que en la gráfica anterior, el consumo de energía primaria por unidad de área y en el eje de ordenadas el Coste del Ciclo de Vida por unidad de área.

Como se puede observar en la gráfica, para cada uno de los casos de estudio, la zona climática A3 es la que presenta menor consumo de energía primaria y menor LCC, por lo que es mejor opción para instalar cualquiera de las tres instalaciones en cuanto a LCC y consumo de energía primaria.

Si se analizan los tres casos de estudios en cada una de las cinco ubicaciones del edificio, al igual que ocurre en la comparación de las emisiones de CO₂ y el consumo primario de energía, “Fotovoltaica” es la estrategia idónea para instalar en cualquiera de las cinco zonas mientras que “Pilas de combustible” es la peor solución.

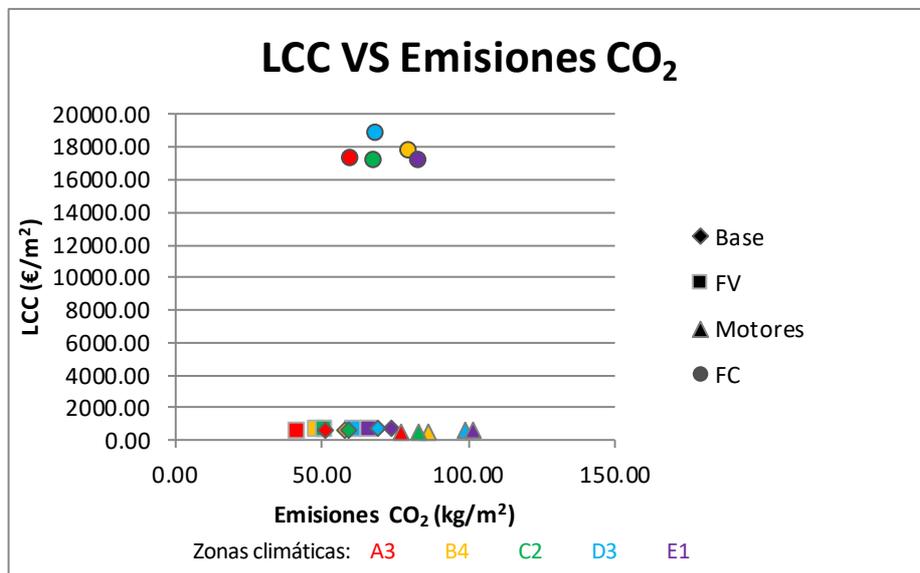


Figura 79: LCC VS Emisiones de CO₂

En esta gráfica se representan dos parámetros que ya han sido estudiados en las dos gráficas anteriores. En este caso, el eje de abscisas equivale al Coste del Ciclo de Vida por unidad de área mientras que el eje de ordenadas se corresponde con las emisiones de CO₂ por unidad de área.

Como ya se ha expuesto anteriormente, la zona climática A3 es la más adecuada para llevar a cabo cualquiera de los tres casos de estudio en cuanto a LCC. En cuanto a estrategias de operación, en todas las zonas climáticas, el caso “Fotovoltaica” presenta los valores mínimos de cada uno de los dos parámetros, por tanto, es la mejor solución en cualquier ubicación.

9 HORARIO DE FUNCIONAMIENTO DE 12 HORAS

El objetivo del punto es comparar los resultados obtenidos de las simulaciones de la instalación que incluye las pilas de combustible con diferentes horarios de funcionamiento: 12 horas y 24 horas (modelo que se ha explicado a lo largo de la memoria). Además, se exponen las diferencias existentes entre los modelos con pilas de combustible y motores de micro-cogeneración, ambos para el horario de funcionamiento de 12 horas.

La instalación, tanto edificio como equipos, que se estudia ahora es exactamente la misma que la que se ha ido estudiando a lo largo del trabajo, con la única diferencia en las demandas de refrigeración, eléctrica y calefacción debido a que trabaja 12 horas en lugar de 24 horas. Por tanto, la simulación en TRNSYS es la misma pero ahora las demandas del edificio van a ser menores al trabajar el edificio menos horas. El resto del programa de TRNSYS no varía y se realizan cinco simulaciones, una por cada zona climática.

Al haber unas demandas distintas de calefacción y refrigeración, ahora son menores, hay que redimensionar los equipos que satisfacen dichas demandas, es decir, hay que volver a dimensionar la enfriadora y la caldera auxiliar de calefacción para que trabajen a un rendimiento óptimo y no haya sobre dimensionamiento. Para dimensionar los equipos se toma el mismo criterio que para el horario de funcionamiento de 24 horas, se diseñan para cubrir el 90 % de las horas de refrigeración y calefacción. A la hora de simular en TRNSYS, hay que actualizar los parámetros de estos dos tipos con los nuevos datos.

El nuevo edificio se trata de un edificio de oficinas cuyo horario de funcionamiento es de 7:00 h a 15:00 h y de 17:00 h a 21:00 h, días laborales, mientras que sábados es de 7:00 h a 15:00 h. Domingos y festivos no hay funcionamiento.

Se considera un consumo eléctrico, en funcionamiento del edificio, igual al del edificio de 24 horas ya explicado, es decir, una intensidad alta de fuentes internas (7.5 W/m^2 de iluminación y 7.5 W/m^2 de equipos). Por otro lado, cuando el edificio no se encuentra en horario de funcionamiento se considera un consumo eléctrico de un 20 % la demanda eléctrica cuando hay funcionamiento.

Las nuevas demandas energéticas (anuales por unidad de superficie) del edificio se recogen en las siguientes tablas, en las cuales se puede ver la diferencia respecto al edificio con funcionamiento de 24 horas. Estos datos se muestran para las ubicaciones con clima más frío (E1), clima más caliente (B4) y clima intermedio (A3). Las tablas para el resto de zonas climáticas se encuentran en el Anexo *Horario de funcionamiento 12 horas*.

Zona climática	B4		
Demandas	Refrigeración (KWh/m ²)	Calefacción (KWh/m ²)	Eléctrica (KWh/m ²)
Funcionamiento de 12 horas	76.82	12.52	75.74
Funcionamiento de 24 horas	97.01	32.06	131.40

Tabla 25: Demandas anuales de energía en cada horario de funcionamiento (B4)

Zona climática	E1		
Demandas	Refrigeración (KWh/m ²)	Calefacción (KWh/m ²)	Eléctrica (KWh/m ²)
Funcionamiento de 12 horas	23.99	72.44	75.74
Funcionamiento de 24 horas	29.39	121.68	131.40

Tabla 26: Demandas anuales de energía en cada horario de funcionamiento (E1)

Zona climática	A3		
Demandas	Refrigeración (KWh/m ²)	Calefacción (KWh/m ²)	Eléctrica (KWh/m ²)
Funcionamiento de 12 horas	76.38	6.30	75.74
Funcionamiento de 24 horas	89.19	21.68	131.40

Tabla 27: Demandas anuales de energía en cada horario de funcionamiento (A3)

Centrándose en las tablas, se puede observar que las demandas de refrigeración son mayores en la zona climática B4 mientras que las demandas de calefacción son mayores en E1, esto es debido a las características climáticas de cada zona. Por otro lado, la demanda eléctrica del edificio es la misma en B4, E1 y A3 para los diferentes horarios de funcionamiento al tratarse del mismo edificio de estudio. Además, las tablas permiten comprobar que las demandas son mayores cuantas más horas opera el edificio, como es de esperar.

No se hace análisis de resultados para el caso de “Pilas de combustible” con horario de funcionamiento de 12 horas puesto que es el mismo que el que se hizo para el caso de “Pilas de combustible” cuando funciona 24 horas al día ya que lo único que se modifica es que ahora funciona la mitad de tiempo.

En los siguientes apartados se comparan, en primer lugar, los resultados obtenidos en la instalación con pilas de combustible para horarios de funcionamiento de 12 horas y 24 horas y, en segundo lugar, los resultados obtenidos en horarios de funcionamiento de 12 horas para las estrategias de operación “Motores de microgeneración” y “Pilas de combustible”.

9.1 Comparación entre horarios de funcionamiento para “Pilas de combustible”

En este punto se comparan los resultados obtenidos en horario de funcionamiento de 12 horas y en horario de funcionamiento de 24 horas para el caso de estudio que cuenta con las pilas de combustible.

Por lo general, se obtienen mayores consumos cuando el edificio funciona un mayor número de horas. Además, el perfil de consumos entre zonas climáticas es el mismo para ambos horarios, es decir, las zonas climáticas con mayores consumos en horario de funcionamiento de 24 horas lo siguen siendo para en el nuevo horario de funcionamiento. Esto se puede comprobar en las gráficas que se adjuntan en el apartado.

Es lógico que el consumo eléctrico de la enfriadora sea mayor para el caso de 24 horas debido a que la demanda de refrigeración es mayor en 24 horas al estar activo más tiempo el edificio. Esto mismo ocurre con el consumo de Gas Natural de la caldera de calefacción y el consumo eléctrico de las bombas ya que la demanda de calefacción es mayor cuantas más horas trabaje el edificio. En cuanto al consumo eléctrico del edificio, también es mayor en horario de 24 horas ya que cuantas más horas de funcionamiento más electricidad se demanda (este consumo eléctrico sigue siendo el mismo entre zonas climáticas debido a que se trata del mismo edificio de estudio).

Por tanto, el consumo de Gas Natural total (igual al consumo de Gas Natural de la caldera) va a ser mayor cuanto mayor es el horario de funcionamiento, al igual que el consumo de electricidad total de la instalación (consumo bombas + consumo eléctrico edificio + consumo enfriadora) ya que los tres consumos son mayores cuanto más horas de funcionamiento tiene el edificio. Debido a esto, el consumo de energía total (Gas Natural + electricidad) también sigue el mismo orden.

En cuanto a la producción fotovoltaica, es igual para cada caso ya que ni el campo solar fotovoltaico ni la radiación solar se ven influidos por el horario de funcionamiento que tenga el edificio. Sin embargo, la autosuficiencia fotovoltaica sí varía de un caso a otro ya que, aunque la producción fotovoltaica sea la misma, varía el consumo eléctrico (como se expuso anteriormente, dicho consumo es mayor cuanto más horas trabaja el edificio). Por tanto, la autosuficiencia fotovoltaica es mayor donde menor es el consumo eléctrico de la instalación, es decir, cuando el edificio trabaja 12 horas. Observando las tablas de resultados y las gráficas de comparación de los dos casos, se puede ver que para horario de funcionamiento de 12 horas la autosuficiencia fotovoltaica ronda el 30 % mientras que en 24 horas está en torno al 20%. Se recuerda que la autosuficiencia fotovoltaica se define como:

$$\text{Autosuficiencia FV (\%)} = \frac{\text{Producción FV}}{\text{Cons. Bombas} + \text{Cons. Edificio} + \text{Cons. Enfriadora}} * 100$$

Por otro lado, a diferencia del caso de 24 horas, en este caso hay exceso de electricidad, es decir, hay horas en las que la producción fotovoltaica es mayor que el consumo eléctrico de la instalación. En el caso de 24 horas no ocurría esto ya que la producción fotovoltaica estaba cubierta siempre por el consumo eléctrico del edificio (99.44 kWh). Sin embargo, en el caso de 12 horas, hay muchas horas en las que el consumo eléctrico del edificio es el 20 % de 99.44 kWh (cuando el edificio no se encuentra en funcionamiento), por tanto, esto hace que en dichas horas haya un exceso de electricidad debido a la producción fotovoltaica.

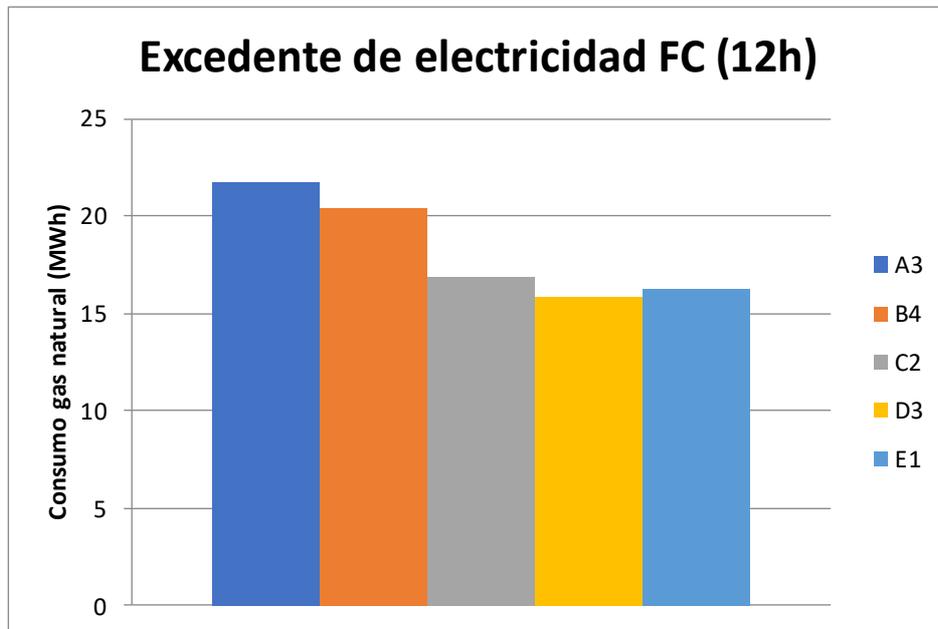


Figura 80: Excedente de electricidad “Pilas de combustible 12h”

El consumo de Hidrógeno de las pilas de combustible es mayor para el caso con mayor horario de funcionamiento. Como se explica en apartados anteriores, que trabajen las pilas de combustible o no depende de la electricidad que se necesite para cubrir la demanda de la instalación una vez que se ha descontado la producción fotovoltaica (siempre y cuando la potencia demandada esté dentro de su rango de funcionamiento óptimo). Por tanto, las pilas de combustible deben generar una electricidad igual a un término que se denomina Balance de energía, siempre que sea posible. Este término es la diferencia entre el consumo de electricidad de la instalación (consumo bombas, enfriadora y edificio) y la producción fotovoltaica de electricidad. Al ser el consumo eléctrico de la enfriadora y del edificio mayor cuantas más horas trabaja el edificio y la producción fotovoltaica igual para todos los casos (el consumo de bombas apenas tiene repercusión), la diferencia entre el consumo y la producción eléctrica se ordena entre horarios de funcionamiento: 24h>12h y, por tanto, de esta misma forma, el consumo de Hidrógeno de las pilas de combustible.

La demanda de la red también es mayor para el caso en el que el edificio trabaja más horas.

NOTA.- El consumo primario y las emisiones de CO₂ siguen el mismo orden que el consumo final ya que se calculan a través de éste).

Lo explicado anteriormente ocurre para todas las zonas climáticas (A3, B4, C2, D3 y E1). No se hace una comparación de los resultados entre cada ubicación del edificio porque ya se hizo para el horario de funcionamiento de 24 horas y este nuevo horario sigue el mismo perfil.

A continuación, se muestran gráficas de comparación de los resultados y el LCC de los dos casos para cada zona climática. Los resultados que se muestran en gráficas son el consumo final de energía, el consumo primario de energía y las emisiones de CO₂, las gráficas para el resto de resultados se incluyen en el Anexo *Horario de funcionamiento 12 horas*. También se incluye una tabla en la que se comparan los resultados para las zonas climáticas A3, B4 y E1. El resto de zonas se incluyen en el Anexo *Horario de funcionamiento 12 horas*.

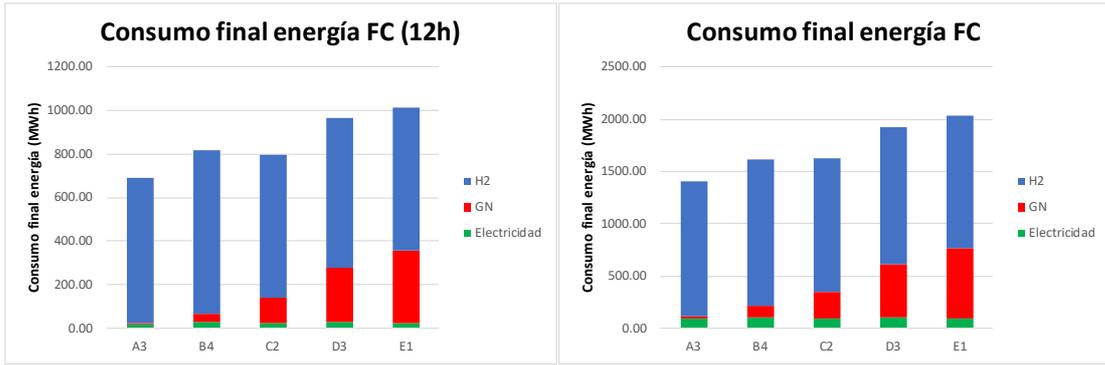


Figura 81: Comparación consumo final “Pilas de combustible 12h”-“Pilas de combustible 24h”

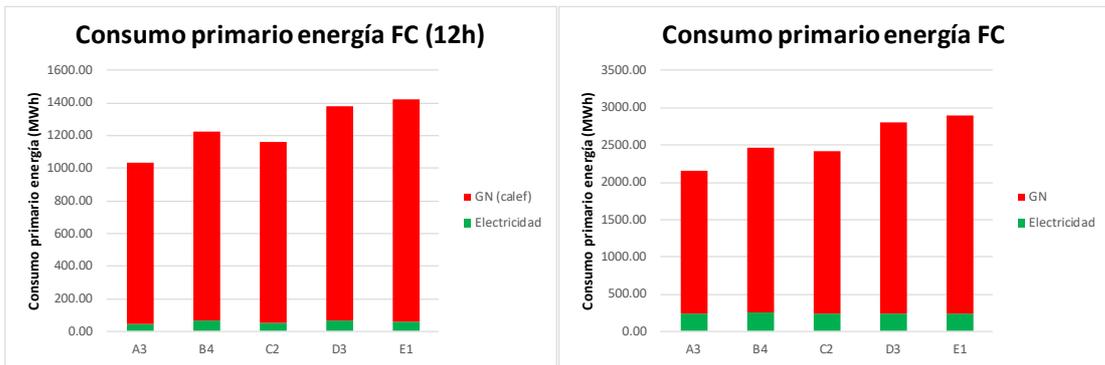


Figura 82: Comparación consumo primario “Pilas de combustible 12h”-“Pilas de combustible 24h”

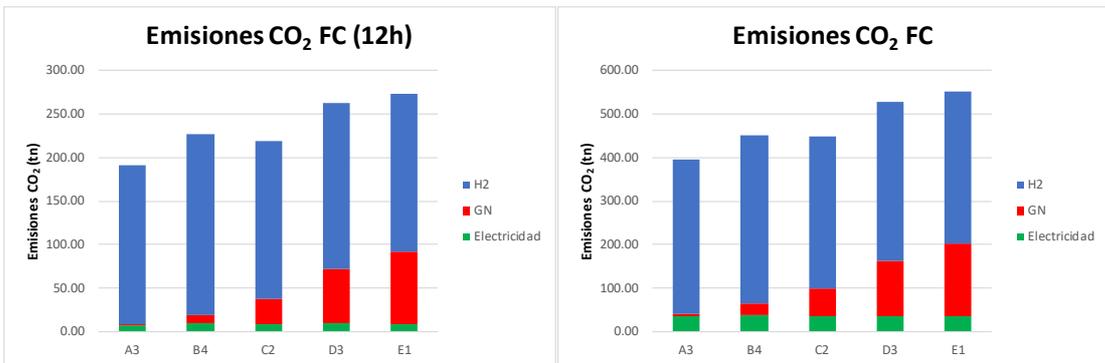


Figura 83: Comparación emisiones CO₂ “Pilas de combustible 12h”-“Pilas de combustible 24h”

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE					
	A3	A3	B4	B4	E1	E1
Zona climática						
Horas de funcionamiento	12.00	24.00	12.00	24.00	12.00	24.00
Total Bal. Energía (MWh)	364.42	746.72	418.22	815.82	364.85	736.52
Total Cons. Refrigeración (MWh)	39.90	53.08	89.68	118.07	3.15	5.28
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	502.16	871.21	502.16	871.21	502.16	871.21
Total Cons. Bombas (MWh)	0.13	0.22	0.32	0.49	2.24	2.72
Total Prod. FV (MWh)	177.78	177.78	173.95	173.95	142.70	142.70
Total Pot. FC1 (MWh)	330.77	628.38	349.00	651.09	340.75	638.72
Total Pot. FC2 (MWh)	15.12	20.90	41.74	57.36	0.28	0.57
Total Pot. FC (MWh)	345.89	649.28	390.74	708.46	341.03	639.29
Total Dem. Red (MWh)	18.53	97.44	27.48	107.36	23.81	97.22
Total V _{gn} calef (MWh)	6.71	20.84	37.10	102.27	335.03	666.19
Total Cons. Calefacción (MWh)	6.71	20.84	37.10	102.27	335.03	666.19
Total V _{H2} (m ³)	221872.81	429853.76	252026.32	469663.78	218978.69	424011.61
Autosuficiencia FV (%)	32.79%	19.23%	29.37%	17.57%	28.12%	16.23%
Total Exced. Electricidad (MWh)	21.73	0.00	20.40	0.00	16.28	0.00
Consumo final electricidad (MWh)	18.53	97.44	27.48	107.36	23.81	97.22
Consumo final Gas Natural (MWh)	6.71	20.84	37.10	102.27	335.03	666.19
Consumo final energía (MWh)	25.24	118.28	64.57	209.63	358.85	763.41
Consumo primario electricidad (MWh)	44.46	233.86	65.94	257.67	57.15	233.34
Consumo primario Gas Natural (MWh)	7.98	24.80	44.15	121.70	398.69	792.77
Consumo primario energía (MWh)	52.45	258.65	110.09	379.37	455.84	1026.10
Emisiones CO ₂ por electricidad (tnCO ₂)	6.61	34.79	9.81	38.33	8.50	34.71
Emisiones CO ₂ por Gas Natural (tnCO ₂)	1.68	5.21	9.27	25.57	83.76	166.55
Emisiones CO ₂ energía (tnCO ₂)	8.29	40.00	19.08	63.90	92.26	201.26

Tabla 28: Comparación de resultados entre “Pilas de combustible 12h” y “Pilas de combustible 24h”

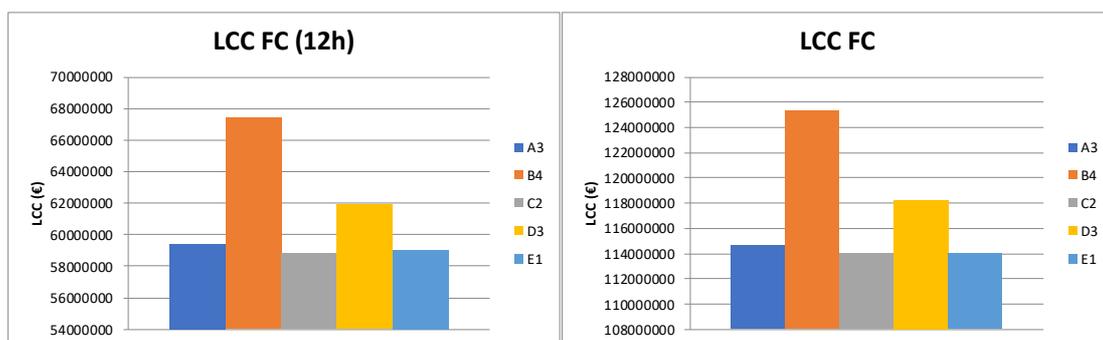


Figura 84: Comparación LCC “Pilas de combustible 12h”-“Pilas de combustible 24h”

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE					
	A3	A3	B4	B4	E1	E1
Horas de funcionamiento	12.00	24.00	12.00	24.00	12.00	24.00
Zona climática	12.00	24.00	12.00	24.00	12.00	24.00
Costes de inversión (€)	199300.00	199300.00	199300.00	199300.00	199300.00	199300.00
Costes de reemplazo (€)	331100.00	331100.00	336900.00	336900.00	312383.00	312383.00
Costes de operación (€)	2996282.99	5818360.00	3406840.11	6362808.97	2980687.00	5783417.21
Costes de mantenimiento (€)	5979.00	5979.00	5979.00	5979.00	5979.00	5979.00
LCC (€/m ²)	8956.40	17300.06	10171.11	18910.64	8907.46	17193.93
LCC (€)	59376060.14	114690015.00	67428960.81	125367255.02	59051654.75	113986403.84

Tabla 29: Comparación del LCC entre “Pilas de combustible 12h” y “Pilas de combustible 24h”

Las dos siguientes tablas reflejan la reducción de los resultados, para cada uno de los parámetros analizados, del horario de funcionamiento de 12 horas respecto al de 24 horas. Cuando el signo es positivo es que se reduce el resultado para el horario de funcionamiento de 12 horas. El signo negativo representa lo contrario, es decir, que aumenta el parámetro comparado para 12 horas.

Caso	12 horas VS 24 horas				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación (m ³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Total Bal. Energía	51.20%	48.74%	50.70%	49.73%	50.46%
Total Cons. Refrigeración	24.82%	24.04%	25.95%	24.48%	40.45%
Total Cons. Elect. Edificio	42.36%	42.36%	42.36%	42.36%	42.36%
Total Cons. Bombas	39.32%	33.80%	19.42%	21.09%	17.68%
Total Prod. FV	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Pot. FC1	47.36%	46.40%	47.09%	46.69%	46.65%
Total Pot. FC2	27.65%	27.24%	17.00%	23.21%	50.26%
Total Pot. FC	46.73%	44.85%	46.81%	46.15%	46.65%
Total Dem. Red	80.99%	74.41%	76.63%	73.38%	75.51%
Total V_gn_calef	67.80%	63.72%	53.84%	50.41%	49.71%
Total Cons. Calefacción	67.80%	63.72%	53.84%	50.41%	49.71%
Total V_H ₂	48.38%	46.34%	48.54%	47.78%	48.36%
Autosuficiencia FV	-70.51%	-67.14%	-72.18%	-70.69%	-73.23%
Consumo final electricidad	80.99%	74.41%	76.63%	73.38%	75.51%
Consumo final Gas Natural	67.80%	63.72%	53.84%	50.41%	49.71%
Consumo final Hidrógeno	48.38%	46.34%	48.54%	47.78%	48.36%
Consumo final energía	50.93%	49.30%	51.04%	49.81%	50.10%
Consumo primario electricidad	80.99%	74.41%	76.63%	73.38%	75.51%
Consumo primario Gas Natural	48.63%	47.30%	49.28%	48.40%	48.76%
Consumo primario energía	52.14%	50.14%	51.90%	50.56%	50.91%
Emisiones CO ₂ por electricidad	80.99%	74.41%	76.63%	73.38%	75.51%
Emisiones CO ₂ por Gas Natural	67.80%	63.72%	53.84%	50.41%	49.71%
Emisiones CO ₂ por Hidrógeno	48.38%	46.34%	48.54%	47.78%	48.36%
Emisiones CO ₂ energía	51.51%	49.70%	51.44%	50.16%	50.47%

Tabla 30: Porcentajes variación resultados “Pilas de combustible 24h”-“Pilas de combustible 12h”

En la gráfica anterior se puede visualizar de una forma fácil lo que se ha expuesto en este punto. Todos los resultados se reducen para el horario de funcionamiento de 12 horas excepto la autosuficiencia fotovoltaica, que aumenta para este horario. Observando los porcentajes de los consumos primario y final de energía y las emisiones totales de CO₂, éstos se reducen aproximadamente a la mitad, al igual que lo hace el horario de funcionamiento, que se reduce de 24 horas a 12 horas. Al trabajar la mitad de hora la instalación, estos parámetros se reducen a la mitad.

Caso	12 horas VS 24 horas				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m ³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Costes de reemplazo	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Costes de operación	48.50%	46.46%	48.66%	47.89%	48.46%
Costes de mantenimiento	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
LCC	48.23%	46.21%	48.39%	47.63%	48.19%

Tabla 31: Porcentajes variación LCC “Pilas de combustible 24h”-“Pilas de combustible 12h”

Por último, el Coste del Ciclo de Vida se ordena de la siguiente forma: 24h>12h. Esto es debido a que el coste de operación depende de los consumos de Gas Natural, Hidrógeno y electricidad, los cuales son mayores cuantas más horas de funcionamiento tiene el edificio. El resto de costes para el cálculo del LCC (coste de inversión, coste de reemplazo y coste de mantenimiento) son iguales entre los casos que se comparan, pues hay que hacer la misma inversión y los mismos reemplazos al tener los mismos equipos y, por tanto, hacer el mismo mantenimiento.

Se puede observar de nuevo en esta última tabla que el Coste del Ciclo de Vida se reduce aproximadamente a la mitad para el horario de funcionamiento de 12 horas, como ocurre con los consumos y las emisiones de CO₂.

9.2 Comparación entre “Motores de micro-cogeneración” y “Pilas de combustible” para 12 horas

En este apartado se exponen los resultados obtenidos en horario de funcionamiento de 12 horas para los casos de estudio que cuentan, por un lado, con pilas de combustible y, por otro lado, con motores de micro-cogeneración.

Esta comparación ya se realizó para cuando el edificio trabaja 24 horas diario. En este caso, los razonamientos van a ser similares.

El objetivo de ambas tecnologías es producir energía eléctrica para así disminuir el consumo de electricidad de la red. La energía térmica residual en esta generación de electricidad será aprovechada posteriormente a través de un intercambiador de calor para precalentar el agua de entrada a la caldera de condensación, almacenada en un depósito de acumulación, con el objetivo de disminuir el consumo de Gas Natural de la caldera. En ambos casos se precisa de un combustible para esta producción. Las pilas de combustible necesitan Hidrógeno para producir dicha energía mientras que los motores de micro-cogeneración consumen Gas Natural. Uno y otro combustible serán comprados, por lo que hay que ver si instalar las tecnologías merecen la pena o es mejor no incluirlas y consumir la energía eléctrica de la red, para ello ya se hizo la comparación con el caso “Base”, el cual tomaba toda la energía de la red. No obstante, en este caso nos limitamos a comparar ambas tecnologías cuando el edificio trabaja 12 horas al día.

Atendiendo a lo citado en el párrafo anterior, la mayor parte de la instalación es idéntica entre ambos casos excepto la parte de producción extra de electricidad, pues se utilizan tecnologías diferentes, y el circuito de calefacción ya que, aunque sea el mismo, la energía térmica residual procedente de la generación eléctrica de cada tecnología depende del rendimiento de cada una de las distintas generaciones. En ambas estrategias de estudio, se instalan dos equipos de ambas tecnologías con una potencia de 100kW cada uno, es decir, por una parte, se instalan dos pilas de combustible de 100kW cada una y, por otra parte, se instalan dos motores de micro-cogeneración de 100kW cada uno. El dimensionado es similar para poder realizar la comparación que se expone en los siguientes párrafos.

Por tanto, se obtienen valores idénticos en los siguientes parámetros, como se puede apreciar en las gráficas

incluidas en el apartado y no serán analizadas en profundidad.

El consumo de electricidad del edificio es el mismo debido a que el edificio estudiado no varía de un caso a otro. En cuanto al consumo eléctrico de las enfriadoras, tampoco hay diferencia entre ambos casos ya que esta parte de la instalación no se ve afectada por el cambio de tecnología entre casos. La producción fotovoltaica tampoco presenta variación ya que el campo solar fotovoltaico empleado es el mismo y, por supuesto, la radiación en cada una de las ubicaciones estudiadas.

La autosuficiencia fotovoltaica sí presenta una pequeña discrepancia entre ambas estrategias comparadas ya que el consumo de bombas varía debido a que la bomba que trabaja en el circuito de recuperación de energía térmica residual es diferente entre ambos casos. Entre los parámetros que definen la autosuficiencia fotovoltaica es el único que cambia, pues ni la producción fotovoltaica, ni el consumo de refrigeración, ni el consumo eléctrico del edificio cambia de un caso a otro. En las gráficas se puede observar que la alteración en los valores de la autosuficiencia fotovoltaica es casi inapreciable debido a que solo varía el consumo de las bombas y además es de orden de magnitud inferior al resto de parámetros que participan en la fórmula de autosuficiencia fotovoltaica.

El consumo de calefacción también se ve afectado por el cambio de tecnología. Esta diferencia entre ambos casos se debe a que el calor residual recuperado varía entre ambas técnicas de generación de electricidad. Dicho consumo sigue el mismo perfil entre zonas climáticas (mayor cuanto más gélido es el clima) y es mayor para el caso que incluye pilas de combustible debido a que el calor desechado en la generación de electricidad es menor que el que genera los motores de micro-cogeneración. Al ser menor la recuperación de energía, el agua entra a la caldera de condensación a una menor temperatura, lo que hace que la caldera demande una mayor cantidad de Gas Natural para poder cubrir la demanda de calefacción del edificio.

La recuperación de energía térmica también afecta al consumo de las bombas. La diferencia, entre ambas estrategias de operación, en dicho consumo es prácticamente inapreciable, pues para ver la diferencia hay que ir a las tablas de resultado puesto que no se ve en las gráficas. Esta diferencia es mínima debido a que de las dos bombas instaladas en el circuito sólo una de ellas varía. Por un lado, se tiene la bomba que retorna el agua desde los equipos finales instalados en el edificio hasta el circuito de calefacción. El consumo de esta bomba no varía de un caso a otro ya que impulsan la misma cantidad de agua y trabaja el mismo número de horas. Por otro lado, está la bomba que impulsa el agua en el circuito de recuperación de energía térmica desechada desde el intercambiador de calor al depósito de acumulación de agua. Esta bomba sí varía su funcionamiento de un caso a otro debido a que el calor recuperado difiere y es mayor para el caso de estudio que contiene pilas de combustible debido a que el calor recuperado es menor. Se recuerda que la bomba situada en el circuito de recuperación de energía térmica funciona cuando la temperatura del depósito de acumulación desciende por debajo de 50°C. Si se recupera menos calor cuesta más trabajo calentar el agua del depósito de acumulación y, por tanto, que éste alcance la temperatura crítica de 50°C por lo que la bomba trabaja más para poder alcanzar dicha temperatura, lo que se traduce en un mayor consumo. El perfil de consumo entre zonas climáticas es el mismo para ambos casos.

La demanda eléctrica de la red es menor para “Pilas de combustible” cuando el edificio tiene un horario de funcionamiento de 12 horas, al contrario de lo que ocurre cuando el edificio trabaja 24 horas. El motivo principal es que al haber un menor consumo eléctrico de la instalación y la producción fotovoltaica ser igual que en el horario de funcionamiento de 24 horas, ahora la energía eléctrica que tienen que producir los motores de micro-cogeneración y las pilas de combustible es menor, por lo que hay más horas a lo largo del año en las que motores y pilas tienen que trabajar fuera del rango de funcionamiento óptimo para producir la electricidad y, por tanto, no trabajan. Al tener las pilas de combustible un rango de funcionamiento óptimo más amplio que los motores (entre el 10 % y el 100 % de la potencia nominal, frente al 40 % - 100 % de la potencia nominal en los motores) pueden producir electricidad más horas al año, por lo que aumenta la producción de electricidad y, por tanto, disminuye el consumo eléctrico de la red.

En ambas alternativas de producción para el horario de funcionamiento de 12 horas se produce un excedente de electricidad, a diferencia del caso de 24 horas, es decir, hay horas en las que la producción fotovoltaica es mayor que el consumo eléctrico de la instalación. En el caso de 12 horas hay muchas horas en las que el consumo eléctrico del edificio es el 20 % de 99.44 kWh (cuando el edificio no se encuentra en funcionamiento), por tanto, esto hace que en dichas horas haya un exceso de electricidad debido a la producción fotovoltaica. Observando las gráficas y las tablas de comparación de resultados, se puede apreciar que este excedente de electricidad es prácticamente el mismo ya que consumo de enfriadoras, consumo de

edificio y producción fotovoltaica son iguales para ambos casos. Sí varía el consumo de bombas que es mayor para “Pilas de combustible” y la producción eléctrica de las pilas y los motores, que también es mayor para “Pilas de combustible”, por lo que el mayor consumo en bombas se compensa con una producción de electricidad mayor en las pilas.

En cuanto al consumo final de energía total, éste es menor en “Pilas de combustible”, igual que ocurría para 24 horas. Esto se debe a que los consumos finales de electricidad y Gas Natural son menores en este caso aunque tenga un consumo de Hidrógeno debido a las pilas. Resaltar que para este horario de funcionamiento, el consumo de electricidad final es menor en “Pilas de combustible” mientras que en 24 horas era mayor, debido a que la producción de electricidad de las pilas es mayor que el de los motores.

Este menor consumo final de electricidad hace que se tenga un menor consumo primario de electricidad y unas menores emisiones de CO₂ debidas a la electricidad en “Pilas de combustible”.

En cuanto al consumo primario de Gas Natural, este aumenta para “Pilas de combustible”, al contrario que para 24 horas y al contrario de lo que ocurre con el consumo final de Gas Natural. Este aumento en el consumo primario se debe a que el Hidrógeno consumido en las pilas de combustible es un Hidrógeno gris, es decir, se obtiene del reformado del Gas Natural, por lo que repercute al consumo primario de Gas Natural.

El consumo primario total de energía es menor en “Pilas de combustible” ya que el consumo primario de electricidad disminuye y el consumo primario de Gas Natural aumenta aunque ligeramente.

Las emisiones de CO₂ totales también son menores en “Pilas de combustible”.

En resumen, en términos de consumos de energía (primaria y final) y emisiones de CO₂ el caso de “Pilas de combustible” con horario de funcionamiento de 12 horas es una mejor opción, como ocurría con horario de funcionamiento de 24 horas.

Lo explicado anteriormente ocurre para todas las zonas climáticas (A3, B4, C2, D3 y E1). No se hace una comparación de los resultados entre cada ubicación del edificio porque ya se hizo para el horario de funcionamiento de 24 horas y la justificación es la misma.

A continuación, se muestran gráficas de comparación de los resultados y el LCC de los dos casos para cada zona climática. Los resultados que se muestran en gráficas son el consumo final de energía, el consumo primario de energía y las emisiones de CO₂, las gráficas para el resto de resultados se incluyen en el Anexo *Horario de funcionamiento 12 horas*. También se incluyen tablas en las que se comparan los resultados para las zonas climáticas A3, B4 y E1. El resto de zonas se incluyen en el Anexo *Horario de funcionamiento 12 horas*.

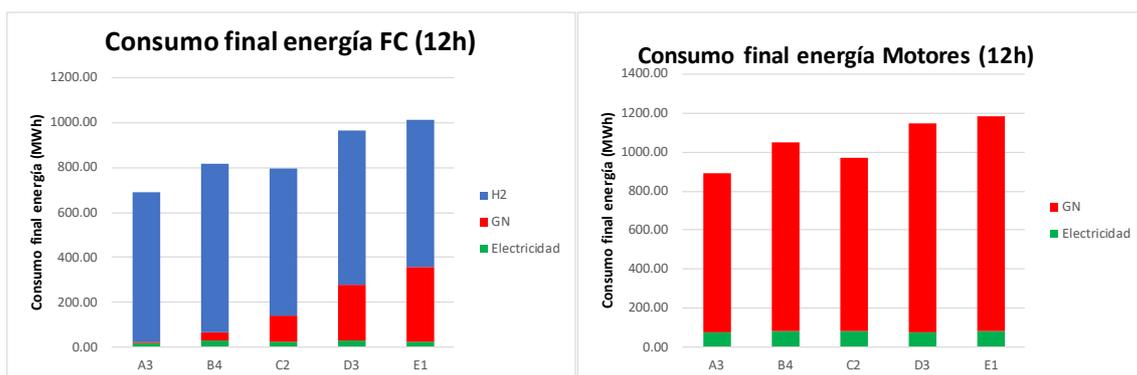


Figura 85: Comparación consumo final “Pilas de combustible 12h”-“Motores de micro-cogeneración 12h”

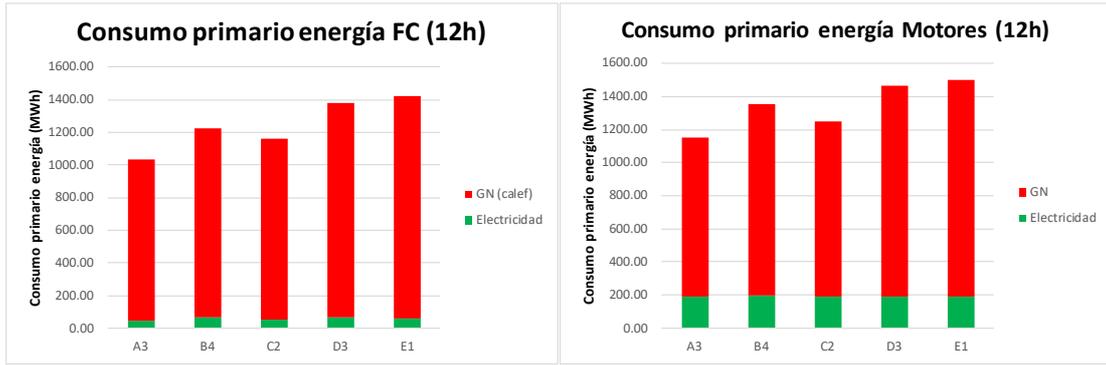


Figura 86: Comparación consumo primario “Pilas de combustible 12h”-“Motores de micro-cogeneración 12h”

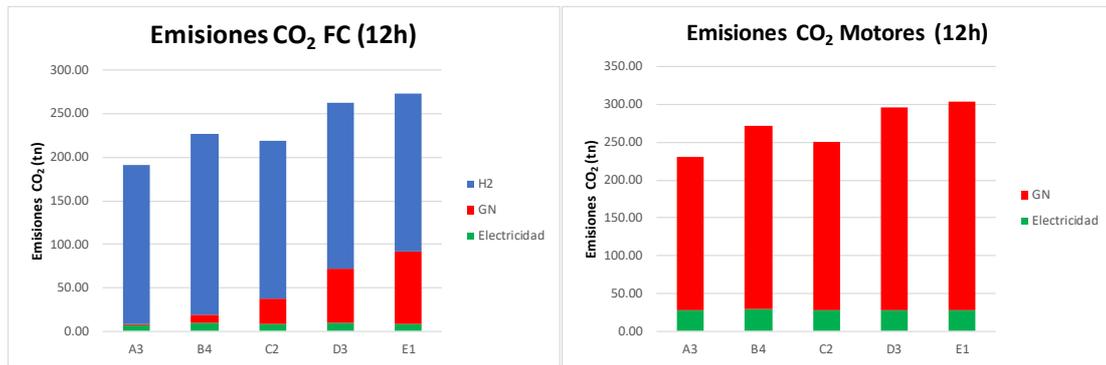


Figura 87: Comparación emisiones CO₂ “Pilas de combustible 12h”-“Motores de micro-cogeneración 12h”

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE		
Horas de funcionamiento	12.00		
Zona climática	A3	B4	E1
Total Bal. Energía (MWh)	364.42	418.22	364.85
Total Cons. Refrigeración (MWh)	39.90	89.68	3.15
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	502.16	502.16	502.16
Total Cons. Bombas (MWh)	0.13	0.32	2.24
Total Prod. FV (MWh)	177.78	173.95	142.70
Total Pot. FC1 (MWh)	330.77	349.00	340.75
Total Pot. FC2 (MWh)	15.12	41.74	0.28
Total Pot. FC (MWh)	345.89	390.74	341.03
Total Dem. Red (MWh)	18.53	27.48	23.81
Total V_gn_calef (MWh)	6.71	37.10	335.03
Total Cons. Calefacción (MWh)	6.71	37.10	335.03
Total V_H2 (m³)	221872.81	252026.32	218978.69
Autosuficiencia FV (%)	32.79%	29.37%	28.12%
Total Exced. Electricidad (MWh)	21.73	20.40	16.28
Consumo final electricidad (MWh)	18.53	27.48	23.81
Consumo final Gas Natural (MWh)	6.71	37.10	335.03
Consumo final energía (MWh)	25.24	64.57	358.85
Consumo primario electricidad (MWh)	44.46	65.94	57.15
Consumo primario Gas Natural (MWh)	7.98	44.15	398.69
Consumo primario energía (MWh)	52.45	110.09	455.84
Emisiones CO₂ por electricidad (tnCO₂)	6.61	9.81	8.50
Emisiones CO₂ por Gas Natural (tnCO₂)	1.68	9.27	83.76
Emisiones CO₂ energía (tnCO₂)	8.29	19.08	92.26

Tabla 32: Resultados anuales "Pilas de combustible 12h"

Caso	MOTORES MICRO-COGENERACIÓN		
Horas de funcionamiento	12.00		
Zona climática	A3	B4	E1
Total Bal. Energía (MWh)	364.41	418.17	364.62
Total Cons. Refrigeración (MWh)	39.90	89.68	3.15
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	502.16	502.16	502.16
Total Cons. Bombas (MWh)	0.13	0.28	2.01
Total Prod. FV (MWh)	177.78	173.95	142.70
Total Pot. Motores (MWh)	286.27	334.35	285.38
Total Dem. Red (MWh)	99.86	104.23	95.54
Total V_gn_calef (MWh)	5.05	24.43	287.88
Total Cons. Calefacción (MWh)	5.05	24.43	287.88
Total V_gn_motores (MWh)	806.53	941.70	815.76
Autosuficiencia FV (%)	32.79%	29.38%	28.13%
Total Exced. Electricidad (MWh)	21.73	20.41	16.30
Consumo final electricidad (MWh)	78.14	83.82	79.24
Consumo final Gas Natural (MWh)	811.57	966.12	1103.64
Consumo final energía (MWh)	889.71	1049.95	1182.89
Consumo primario electricidad (MWh)	187.53	201.18	190.18
Consumo primario Gas Natural (MWh)	965.77	1149.69	1313.34
Consumo primario energía (MWh)	1153.30	1350.86	1503.52
Emisiones CO ₂ por electricidad (tnCO ₂)	27.89	29.93	28.29
Emisiones CO ₂ por Gas Natural (tnCO ₂)	202.89	241.53	275.91
Emisiones CO ₂ energía (tnCO ₂)	230.79	271.46	271.46

Tabla 33: Resultados anuales “Motores de micro-cogeneración 12h”

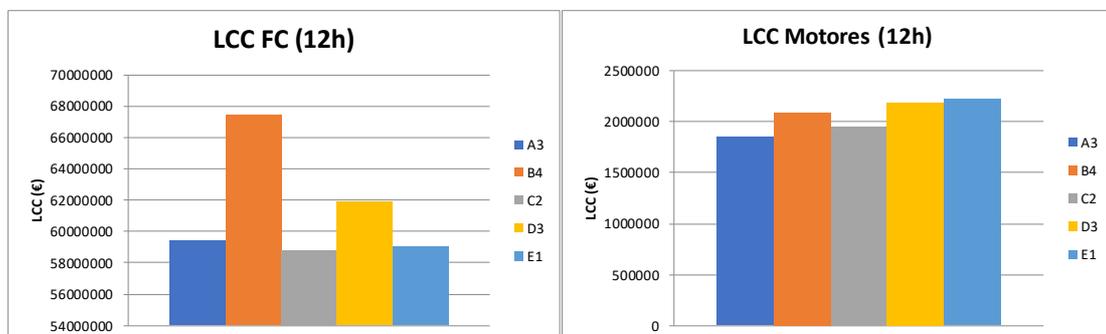


Figura 88: Comparación LCC “Pilas de combustible 12h”-“Motores de micro-cogeneración 12h”

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE		
Horas de funcionamiento	12.00		
Zona climática	A3	B4	E1
Costes de inversión (€)	199300.00	199300.00	199300.00
Costes de reemplazo (€)	331100.00	336900.00	312383.00
Costes de operación (€)	2996282.99	3406840.11	2980687.00
Costes de mantenimiento (€)	5979.00	5979.00	5979.00
LCC (€/m ²)	8956.40	10171.11	8907.46
LCC (€)	59376060.14	67428960.81	59051654.75

Tabla 34: Resultados de los costes y el LCC “Pilas de combustible 12h”

Caso	MOTORES DE MICRO-COGENERACIÓN		
Horas de funcionamiento	12.00		
Zona climática	A3	B4	E1
Costes de inversión (€)	187100.00	187100.00	187100.00
Costes de reemplazo (€)	154900.00	160700.00	136183.00
Costes de operación (€)	71517.56	83215.57	91609.43
Costes de mantenimiento (€)	5613.00	5613.00	5613.00
LCC (€/m ²)	279.63	315.09	336.21
LCC (€)	1853792.98	2088879.14	2228885.56

Tabla 35: Resultados de los costes y el LCC “Motores de micro-cogeneración 12h”

Por último, el LCC sigue siendo mucho mayor en “Pilas de combustible” cuando el edificio trabaja 12 horas al día y el motivo principal sigue siendo la gran diferencia en los costes de operación, puesto que el Hidrógeno tiene un coste muy alto.

Las dos siguientes tablas muestran la comparación para cada uno de los cálculos obtenidos en las estrategias de operación “Pilas de combustible” y “Motores de micro-cogeneración” y horario de funcionamiento 12 horas. El signo positivo representa que el resultado que se compara disminuye para el caso “Pilas de combustible”. El signo negativo representa lo contrario, es decir, que aumenta el parámetro comparado para el caso “Pilas de combustible”.

Ambas gráficas dan otro punto de vista, en porcentaje, de lo que se ha ido exponiendo a lo largo de este punto de la memoria.

Caso	Pilas de combustible (12h) VS Motores de micro-cogeneración				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Total Bal. Energía	0.00%	-0.01%	-0.02%	-0.04%	-0.06%
Total Cons. Refrigeración	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Cons. Elect. Edificio	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Cons. Bombas	-6.13%	-16.09%	-9.49%	-9.54%	-11.38%
Total Prod. FV	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Total Dem. Red	81.45%	73.64%	76.78%	71.45%	75.07%
Total V _{gn} calef	-32.98%	-51.88%	-30.28%	-27.82%	-16.38%
Total Cons. Calefacción	-32.98%	-51.88%	-30.28%	-27.82%	-16.38%
Autosuficiencia FV	0.00%	0.01%	0.02%	0.03%	0.05%
Total Exced. Electricidad	-0.01%	0.04%	0.06%	0.07%	0.15%
Consumo final electricidad	76.29%	67.22%	71.91%	65.64%	69.95%
Consumo final Gas Natural	99.17%	96.16%	86.82%	76.46%	69.64%
Consumo final energía	22.43%	21.92%	17.77%	15.74%	14.19%
Consumo primario electricidad	76.29%	67.22%	71.91%	65.64%	69.95%
Consumo primario Gas Natural	-2.43%	-0.79%	-4.89%	-3.35%	-4.10%
Consumo primario energía	10.37%	9.34%	6.96%	5.49%	5.27%
Emisiones CO ₂ por electricidad	76.29%	67.22%	71.91%	65.64%	69.95%
Emisiones CO ₂ por Gas Natural	99.17%	96.16%	86.82%	76.46%	69.64%
Emisiones CO ₂ energía	16.94%	16.23%	12.86%	11.13%	10.17%

Tabla 36: Porcentajes variación resultados “Motores de micro-cogeneración 12h”-“Pilas de combustible 12h”

Caso	Pilas de combustible (12h) VS Motores de micro-cogeneración				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión	-6.52%	-6.52%	-6.52%	-6.52%	-6.52%
Costes de reemplazo	-113.75%	-109.65%	-122.36%	-117.70%	-129.38%
Costes de operación	-4089.58%	-3993.99%	-3745.75%	-3405.06%	-3153.69%
Costes de mantenimiento	-6.52%	-6.52%	-6.52%	-6.52%	-6.52%
LCC (€/m ²)	-3102.95%	-3128.00%	-2910.16%	-2720.93%	-2549.38%

Tabla 37: Porcentajes variación LCC “Motores de micro-cogeneración 12h”-“Pilas de combustible 12h”

9.3 Excedente de electricidad

En este punto se estudia qué hacer con la energía eléctrica excedente del campo solar fotovoltaico. Para el

horario de funcionamiento de 12 horas hay horas a lo largo del día en las que la producción del campo fotovoltaico es mayor que el consumo de electricidad del edificio, enfriadora y bombas, por tanto, para este horario de funcionamiento hay energía eléctrica que sobra.

Para no desaprovechar esta energía eléctrica se plantean dos opciones, por un lado, se vende la electricidad a la red ya que desde 2019 está permitido en España para instalaciones con una potencia instalada menor a 100 kW, y esta instalación lo cumple. Con esta solución se permitirá reducir el Coste del Ciclo de Vida ya que habría que descontar el coste de venta de la electricidad. Por otro lado, se plantea instalar un electrolizador, el cual genere Hidrógeno a partir de la energía eléctrica sobrante y así reducir la compra de Hidrógeno embotellado. Con esta alternativa se reduce el consumo primario de energía ya que hay parte del Hidrógeno que procede de una fuente renovable y, además, se reduce las emisiones de CO₂ debido a que la generación del Hidrógeno con la energía eléctrica está totalmente libre de emisiones. Además, se reducirá el coste de operación al comprarse menos Hidrógeno embotellado, lo que es bastante importante ya que el coste de operación es uno de los principales problemas de esta instalación. Por el contrario, habrá que añadir la inversión de un electrolizador, su mantenimiento y su reposición ya que su vida útil es inferior a la vida útil de la instalación (30 años). En definitiva, esta segunda solución tendrá repercusión en el Coste del Ciclo de Vida, en el consumo primario de energía y en las emisiones de CO₂.

Este planteamiento se hace para la alternativa de estudio “Pilas de combustible” con horario de funcionamiento de 12 horas.

9.3.1 Venta de excedente de electricidad

La venta de electricidad excedente permite reducir el coste de operación y, así, el Coste del Ciclo de Vida.

En España, con la entrada en vigor del Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica, se permite vender la energía sobrante de una instalación de autoconsumo que tenga una potencia instalada máxima de 100 kW. El precio de la compensación de energía en España dependerá del tipo de tarifa que se elija, tarifa regulada o tarifas PVPC para autoconsumo (varían cada hora y se puede consulta su precio en la página web Esios) y tarifas del mercado libre para autoconsumo.

El campo solar fotovoltaico diseñado para esta instalación no supera la potencia máxima necesaria para poder vender electricidad, por lo que se plantea vender el excedente de electricidad procedente de los paneles fotovoltaicos. Teniendo en cuenta que el precio de venta de la electricidad se encuentra en un rango de 4 – 6 cts€/kWh, se supone para hacer los cálculos del trabajo un precio de venta de 5 cts€/kWh.

Esta venta de electricidad, como ya se ha citado anteriormente, solo afecta a los costes de operación. Los costes de inversión, reemplazo y mantenimiento se mantienen igual. Además, sabiendo que el coste de operación estaba fuertemente influenciado por el coste del Hidrógeno y que el excedente de electricidad no es muy elevado y su precio es muy inferior al de compra de energía eléctrica de la red (21 cts€/kWh frente a 5 cts€/kWh), la venta de electricidad va a tener poco efecto en el computo global del Coste del Ciclo de Vida.

La siguiente tabla, muestra el porcentaje que se reduce el Coste del Ciclo de Vida cuando se considera venta de electricidad sobrante respecto a cuando no se considera dicha venta, para cada zona climática:

Caso	Venta de electricidad “Pilas de combustible 12h”				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Costes de reemplazo	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Costes de operación	0.04%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%
Costes de mantenimiento	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
LCC	0.04%	0.03%	0.03%	0.03%	0.03%

Tabla 38: Porcentajes de variación del LCC con venta de electricidad

Como refleja la tabla, la reducción del Coste del Ciclo de Vida es prácticamente nula.

Considerando venta de electricidad, se tienen los siguientes valores de Coste del Ciclo de Vida para cada zona climática:

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE - Venta de electricidad				
Horas de funcionamiento	12.00				
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Costes de inversión (€)	199300.00	199300.00	199300.00	199300.00	199300.00
Costes de reemplazo (€)	331100.00	336900.00	320200.00	325900.00	312383.00
Costes de operación (€)	2995196.51	3405820.25	2967587.82	3125966.33	2979873.18
Costes de mantenimiento (€)	5979.00	5979.00	5979.00	5979.00	5979.00
LCC (€/m ²)	59354764.51	67408971.18	58802721.97	61912710.65	59035703.52
LCC (€)	8953.19	10168.10	8869.91	9339.03	8905.06

Tabla 39: Resultados de los costes y el LCC para venta de electricidad

9.3.2 Electrolizador

El objetivo de esta solución es generar Hidrógeno a partir del excedente de electricidad para así tener que comprar menos cantidad de este combustible y reducir el Coste del Ciclo de Vida. Además, la producción de Hidrógeno a partir de la electricidad proveniente de una fuente renovable (campo solar fotovoltaico) va a permitir reducir el consumo primario de energía y las emisiones de CO₂, por lo que se van a tener beneficios ambientales a parte de los beneficios económicos que se persiguen.

El consumo primario de energía se reduce debido a una rebaja del consumo primario de Gas Natural. Ahora se compra menos Hidrógeno y se recuerda que este Hidrógeno se obtenía del reformado de Gas Natural, por lo que la fuente primaria de este Hidrógeno es el Gas Natural. Al consumirse menos cantidad de este Hidrógeno, se reduce el consumo primario de energía. La reducción de las emisiones de CO₂ está muy relacionada con lo que se acaba de explicar, pues al consumir menos Hidrógeno procedente del reformado de Gas Natural se van a reducir las emisiones de CO₂ ya que ese proceso tiene unas emisiones altas.

Instalar el electrolizador para la producción de Hidrógeno a partir de la electricidad procedente de la fuente renovable no solo tiene beneficios. Ahora hay que hacer una inversión en un equipo, el electrolizado, además de su reemplazo ya que su vida útil es inferior a los 30 años de vida útil de la instalación y su mantenimiento.

Este estudio consiste en ver si es rentable reducir la compra de Hidrógeno a costa de instalar un nuevo equipo, con los gastos que ello conlleva.

Para los cálculos se considera un rendimiento del electrolizador de 5.5 kWh/Nm³ de Hidrógeno.

Se procede la siguiente forma con los cálculos:

A partir del dato de energía eléctrica excedente y conociendo la eficiencia del electrolizador, se calcula la cantidad de Hidrógeno producida. Esta cantidad de Hidrógeno se le resta a la cantidad de Hidrógeno total que consume la instalación para calcular qué cantidad de Hidrógeno se compra. Conociendo la cantidad de Hidrógeno que hay que comprar, se calcula el consumo primario de Gas Natural, las emisiones de CO₂ y el nuevo Coste del Ciclo de Vida.

A continuación, se muestran los porcentajes de reducción del consumo primario de energía cuando se instala electrolizador respecto a cuando no se aprovecha la energía eléctrica sobrante para cada zona climática:

Caso	Electrolizador				
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Consumo primario electricidad	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Consumo primario Gas Natural	2.92%	2.34%	2.02%	1.60%	1.61%
Consumo primario energía	2.79%	2.21%	1.93%	1.52%	1.54%

Tabla 40: Porcentajes de variación del consumo primario de energía con electrolizador

En la tabla se puede ver que el consumo primario de energía no se modifica, pues la producción de Hidrógeno en el electrolizador no afecta al consumo de electricidad. Por el contrario, esta producción de Hidrógeno si afecta al consumo primario de Gas Natural y, por consiguiente, al consumo primario de energía debido a las razones que ya se han expuesto. El porcentaje de reducción no es muy alto puesto que la cantidad de energía eléctrica excedente no es muy alta y, por consiguiente, la producción de Hidrógeno renovable.

La siguiente tabla presenta los porcentajes de reducción las emisiones de CO₂ debidas a la instalación del electrolizador para cada zona climática:

Caso	Electrolizador				
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Emisiones CO₂ por electricidad	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Emisiones CO₂ por Gas Natural	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Emisiones CO₂ por Hidrógeno	2.94%	2.43%	2.31%	2.07%	2.28%
Emisiones CO₂ energía	2.81%	2.23%	1.92%	1.50%	1.50%

Tabla 41: Porcentajes de variación de las emisiones de CO₂ con electrolizador

En la tabla se puede comprobar esa reducción en las emisiones de CO₂ por Hidrógeno y las emisiones globales. Estos porcentajes también son pequeños y muy parecidos a los del consumo primario de energía debido a que las emisiones de CO₂ debidas al Hidrógeno se calculan a partir del consumo primario.

En cuanto a esta tabla de los costes de las energías, se puede ver que los porcentajes de reducción son los mismos, no se modifican los costes de electricidad y Gas Natural puesto que sus consumos finales permanecen iguales mientras que sí hay reducción en el coste del Hidrógeno:

Caso	Electrolizador				
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Coste total de la electricidad	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Coste total del Gas Natural	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Coste total del Hidrógeno	2.94%	2.43%	2.31%	2.07%	2.28%

Tabla 42: Porcentajes de variación de los costes de energía con electrolizador

Por último, se muestra la tabla con los porcentajes de reducción de los costes para cada zona climática:

Caso	Electrolizador				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m ³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión	-16.04%	-15.75%	-15.70%	-16.46%	-14.43%
Costes de reemplazo	-9.65%	-9.31%	-9.77%	-10.07%	-9.71%
Costes de operación	2.94%	2.42%	2.30%	2.05%	2.26%
Costes de mantenimiento	-16.04%	-15.75%	-15.70%	-16.46%	-14.43%
LCC	2.77%	2.28%	2.14%	1.90%	2.08%

Tabla 43: Porcentajes de variación del LCC con electrolizador

Se puede ver que debido a que hay un nuevo equipo en la instalación, aumentan los costes de inversión, reemplazo y mantenimiento. Sin embargo, el Coste del Ciclo de Vida disminuye con la instalación del electrolizador debido a que se reduce la cantidad de Hidrógeno comprado y su coste es muy elevado.

El gran peso de los costes de operación en el resultado final del Coste del Ciclo de Vida se ve reflejado en esta gráfica, pues los demás costes aumentan un porcentaje mayor que lo que lo hace el coste de operación. Además, el porcentaje de reducción del Coste del Ciclo de Vida es muy similar al que se reduce el coste de operación, aunque los demás costes aumenten.

De esta solución planteada se obtiene que reducir la compra de Hidrógeno embotellado, aunque sea una cantidad mínima, reduce el Coste del Ciclo de Vida.

Las siguientes tablas muestran los valores de los parámetros comentados anteriormente para esta alternativa que se plantea:

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE - electrolizador				
	A3	B4	C2	D3	E1
Horas de funcionamiento	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Consumo primario electricidad (MWh)	44.46	65.94	54.16	64.40	57.15
Consumo primario Gas Natural (MWh)	960.38	1131.67	1086.29	1297.15	1345.53
Consumo primario energía (MWh)	1004.84	1197.61	1140.44	1361.55	1402.68

Tabla 44: Resultados del consumo primario de energía para electrolizador

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE - electrolizador				
	A3	B4	C2	D3	E1
Horas de funcionamiento	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Emisiones CO ₂ por electricidad (tnCO ₂)	6.61	9.81	8.06	9.58	8.50
Emisiones CO ₂ por Gas Natural (tnCO ₂)	1.68	9.27	29.26	63.07	83.76
Emisiones CO ₂ por Hidrógeno (tnCO ₂)	178.00	203.26	177.00	186.33	176.97
Emisiones CO ₂ energía (tnCO ₂)	186.30	222.34	214.31	258.98	269.23

Tabla 45: Resultados de las emisiones de CO₂ para electrolizador

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE - electrolizador				
Horas de funcionamiento	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Coste total de la electricidad (€)	3871.95	5742.46	4716.05	5608.02	4977.22
Coste total del Gas Natural (€)	456.26	2522.73	7959.40	17155.18	22782.09
Coste total del Hidrógeno (€)	2903949.33	3315966.59	2887488.18	3039764.17	2887008.28

Tabla 46: Resultados de los costes de energía para electrolizador

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE - electrolizador				
Horas de funcionamiento	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Costes de inversión (€)	231258.36	230681.26	230586.18	232103.07	232899.37
Costes de reemplazo (€)	363058.36	368281.26	351486.18	358703.07	345982.37
Costes de operación (€)	2908277.54	3324231.78	2900163.63	3062527.37	2914767.59
Costes de mantenimiento (€)	6937.75	6920.44	6917.59	6963.09	6986.98
LCC (€)	57733823.00	65891016.15	57562147.23	60754173.95	57846560.86
LCC (€/m²)	8708.68	9939.13	8682.78	9164.28	8725.69

Tabla 47: Resultados de los costes y el LCC para electrolizador

9.3.3 Conclusiones del excedente de electricidad

Como conclusión principal de este punto se obtiene que la solución que integra el electrolizador es mejor que la que vende la electricidad sobrante ya que se obtiene un mayor ahorro en el Coste del Ciclo de Vida. Además, esta alternativa tiene beneficios medioambientales y de consumos al reducirse el consumo primario de energía y las emisiones totales de CO₂.

Ambas soluciones tienen repercusión sobre los costes de operación, pero la mayor reducción el Coste del Ciclo de Vida en la solución con electrolizador se debe a que ésta tiene efecto en el consumo de Hidrógeno, consumo más importante en el cálculo del coste de operación al tener un coste muy elevado y al haber un alto consumo.

10 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

En este punto se lleva a cabo un estudio en el que se persigue hallar el coste de unitario del Hidrógeno que haga al caso “Pilas de combustible” competitivo con los demás casos estudiados. Se plantean varios escenarios distintos que permitirán analizar el comportamiento del Coste del Ciclo de Vida cuando se varían las demandas de la instalación, el precio unitario del Hidrógeno y la vida útil de las pilas de combustible.

Se plantean las siguientes combinaciones:

- El edificio opera 24 horas al día y se varía las horas de vida útil de las pilas de combustible para calcular precios del Hidrógeno que permitan un Coste del Ciclo de Vida similar a los que se obtienen para los casos de estudio “Base”, “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración”, para cada zona climática.
- El edificio opera 12 horas al día y se varía las horas de vida útil de las pilas de combustible para calcular precios de del Hidrógeno que permitan un Coste del Ciclo de Vida similar a los que se obtienen para los casos de estudio “Base”, “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración”, para cada zona climática.

Las horas de vida útil que se plantean para la pila de combustible son: 10000 horas (las que se consideran durante todo el proyecto), 50000 horas y 100000 horas. En cuanto a las demandas de electricidad, refrigeración y calefacción, se reducen a aproximadamente la mitad para el horario de funcionamiento de 12 horas ya que el edificio opera la mitad de horas que en el primer caso considerado (horario de operación 24 horas). Además, la instalación de un electrolizador en el horario de 12 horas juega un papel fundamental en el análisis.

Recordando el Cálculo del Ciclo de Vida, éste depende de cuatro costes y un sumatorio durante los treinta años de vida útil de la instalación:

$$LCC (\text{€}) = \text{Inv. inicial} + \text{Cost. reemplazo} + (\text{Cost. operación} + \text{Cost. mant}) * \sum_{t=1}^{30} \frac{1}{(1+r)^t}$$

Donde los costes de mantenimiento y operación están presentes los treinta años y los de reemplazo e inversión inicial solo se tienen en cuenta una vez durante la vida de la instalación. Por esta razón, los costes de operación y mantenimiento tienen un gran peso en el cálculo del LCC.

Estos costes difieren de un caso a otro debido a que en cada caso se usan diferentes equipos y se consumen diferentes cantidades de energía. Por tanto, en cada caso, el LCC va a variar de forma distinta.

10.1 Análisis de sensibilidad para horario de funcionamiento de 24 horas

El objetivo es alcanzar un Coste del Ciclo de Vida igual o inferior al que se obtenía para los casos estudiados en el TFG, “Base”, “Fotovoltaica” y “Motores de micro-cogeneración”, ya que entre ellos el Coste el Ciclo de Vida no discrepaba en gran medida. Por tanto, se fija como Coste del Ciclo de Vida objetivo, aquellos que se quieren alcanzar, los que resultaban para la estrategia de operación “Motores de micro-cogeneración”. La siguiente tabla muestra dichos valores para cada una de las zonas climáticas:

Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
OBJETIVO LCC (€)	3231082.52	3571347.77	3432175.34	3983066.72	4064481.40

Tabla 48: LCC objetivo para cada zona climática. Caso 24 horas

Para hallar el precio unitario (€/kg) del Hidrógeno para poder conseguir estos Costes del Ciclo de Vida en cada zona climática, se sigue el siguiente procedimiento:

Se fija el LCC que se quiere alcanzar, una vez fijado este valor se calculan los costes de operación dejando

constantes los valores de los demás costes (costes de inversión, costes de reemplazo y costes de mantenimiento) ya que éstos no varían al no verse influenciados por el precio del Hidrógeno. Una vez hallado los costes de operación totales, se calcula el coste de operación debido al Hidrógeno conociendo los costes de operación de la electricidad y Gas Natural (estos no cambian). Con el coste de operación del Hidrógeno y el consumo de Hidrógeno de la instalación se llega al precio unitario que debe tener el Hidrógeno para conseguir el LCC objetivo. Para que el caso de estudio “Pilas de combustible” tuviese un Coste del Ciclo de Vida igual o inferior al fijado, el precio unitario del Hidrógeno tiene que ser el que se calcula o inferior.

Este procedimiento se repite para una vida útil de las pilas de combustible de 10000 horas, 50000 horas y 100000 horas. Se decide considerar una vida útil cinco y diez veces superior a la considerada en el trabajo para ver la escasa influencia que tiene este parámetro a la hora de calcular el LCC, pues el parámetro que tiene mayor peso en el cálculo del Coste del Ciclo de Vida es el coste de operación.

Los valores del precio del Hidrógeno que se obtienen para cada zona climática y combinación planteada se recogen en la siguiente tabla:

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE				
	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Horario de funcionamiento	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática	69.17	71.05	74.92	85.70	91.33
Vida útil FC = 10000 h	71.76	73.41	77.54	88.23	93.95
Vida útil FC = 50000 h	72.17	73.79	77.95	88.63	94.37
Vida útil FC = 100000 h	3231082.52	3571347.77	3432175.34	3983066.72	4064481.40
OBJETIVO LCC (€)					

Tabla 49: Precio unitario (€/kg) del Hidrógeno “Pilas de combustible 24h”

Centrándose en cada zona climática se puede ver que la influencia de la vida útil de las pilas de combustible es prácticamente irrelevante, pues que las pilas de combustible tengan una vida útil diez veces mayor que la considerada supone que el precio unitario del Hidrógeno puede ser entre 2 y 3 €/kg mayor que para el caso base. Se concluye que lo que realmente perjudica al Coste del Ciclo de Vida es precio unitario del Hidrógeno y no la vida útil de las pilas de combustible.

De la tabla también se puede concluir que el precio unitario del Hidrógeno para que la estrategia de operación “Pilas de combustible” sea competitiva tiene que estar entre 70 y 90 €/kg.

Además, aquellas zonas en las que el LCC objetivo es menor, el precio unitario del Hidrógeno tiene que ser menor al tener que alcanzarse un Coste del Ciclo de Vida más exigente en cuanto a precios mientras que para aquellas zonas en las que el LCC objetivo es mayor, ocurre lo contrario, el precio unitario del Hidrógeno puede ser mayor. La excepción está en la zona climática B4, para la cual se necesita un precio unitario del Hidrógeno menor que en C2 siendo el LCC objetivo menor. Esto es debido al gran consumo de Hidrógeno de la zona climática B4, pues la demanda de electricidad en esta zona es muy alta. A continuación, se muestra la gráfica que recoge los consumos de Hidrógeno para cada zona climática:

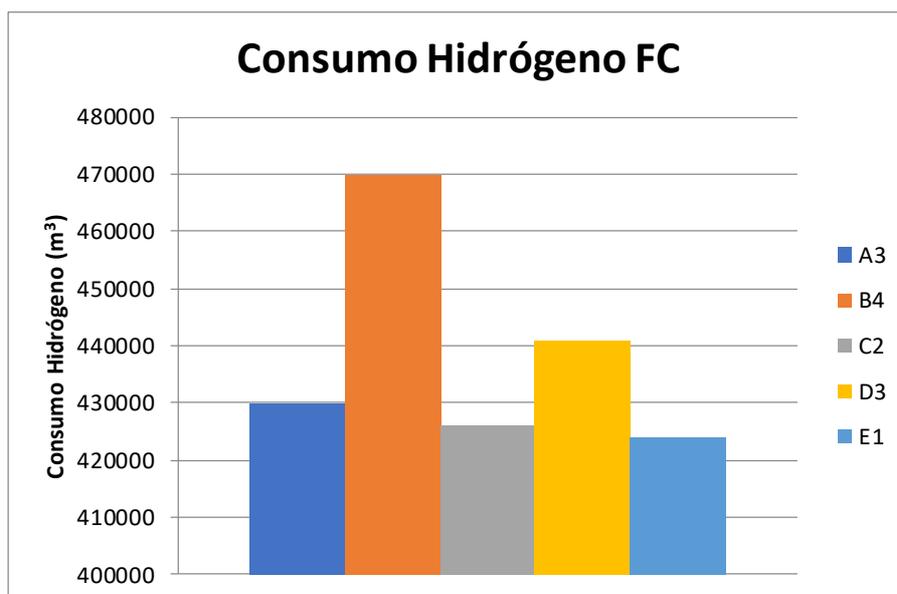


Figura 89: Consumo de Hidrógeno "Pilas de combustible 24h"

La siguiente tabla muestra el precio unitario del Hidrógeno para una vida útil de las pilas de combustible de 10000 horas cuando se fija el mismo LCC objetivo en cada zona climática. El LCC objetivo elegido es 3.5 M€, un valor medio de los que se fijaron en la tabla anterior.

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE				
	Horario de funcionamiento	24.00	24.00	24.00	24.00
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Vida útil FC = 10000 h	76.13	69.36	76.70	73.51	76.52
OBJETIVO LCC (€)	3500000.00	3500000.00	3500000.00	3500000.00	3500000.00

Tabla 50: Precio unitario (€/kg) del Hidrógeno para mismo LCC objetivo "Pilas de combustible 24h"

Se tiene que el coste unitario tiene que estar entre 70 y 76 €/kg para conseguir el objetivo. Se permiten precios unitarios del Hidrógeno mayores en aquellas zonas con menor consumo final de Hidrógeno.

En conclusión, teniendo los costes unitarios de Hidrógeno que aparecen en las tablas se consigue que el Coste del Ciclo de Vida en "Pilas de combustible" sea menor que en ninguno de los otros casos estudiados. Por tanto, esta estrategia de operación sería una mejor opción que "Motores de micro-cogeneración" ya que además de ser más viable económicamente presenta consumos de energía y emisiones de CO₂ más reducidos. En comparación con "Base" y "Fotovoltaica", los consumos de energía y emisiones de CO₂ siguen siendo mayores ya que este estudio solo se centra en el Coste del Ciclo de Vida.

10.2 Análisis de sensibilidad para horario de funcionamiento de 12 horas

El objetivo, de nuevo, es alcanzar un Coste del Ciclo de Vida igual o inferior al que se obtenía para los casos estudiados en el TFG, "Base", "Fotovoltaica" y "Motores de micro-cogeneración". Se fija como Coste del Ciclo de Vida objetivo, los que resultaban para la estrategia de operación "Motores de micro-cogeneración" para horario de funcionamiento de 12 horas. La siguiente tabla muestra dichos valores para cada una de las zonas climáticas:

Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
OBJETIVO LCC (€)	1853792.98	2088879.14	1954023.97	2195313.51	2228885.56

Tabla 51: LCC objetivo para cada zona climática. Caso 12 horas

Ahora el LCC objetivo es menor que para el punto anterior ya que el edificio trabaja 12 horas y se obtienen valores de costes menores al haber menores costes de operación.

Para hallar el precio unitario (€/kg) del Hidrógeno para poder conseguir estos Costes del Ciclo de Vida en cada zona climática, se sigue el mismo procedimiento que en el apartado anterior:

Se recuerda que para el horario de funcionamiento de 12 horas las demandas de electricidad, calefacción y refrigeración se reducían respecto al horario de funcionamiento 24 horas. Esto permite que haya un excedente de electricidad procedente del campo solar fotovoltaico. Para aprovechar esta energía, se ha concluido en el apartado *Horario de funcionamiento de 12 horas* que la mejor opción es instalar un electrolizador que permita generar Hidrógeno a partir de esa energía eléctrica. Por tanto, para realizar los cálculos del precio unitario del Hidrógeno se parte del caso que incluye electrolizador y no del caso base, en el cual no se aprovechaba la electricidad sobrante.

La inclusión del electrolizador en la instalación va a permitir mayores costes unitarios del Hidrógeno ya que este equipo permite reducir el consumo de Hidrógeno procedente del reformado de Gas Natural.

Los valores del precio unitario del Hidrógeno que se obtienen para cada zona climática y combinación planteada se recogen en la siguiente tabla:

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE				
	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Horario de funcionamiento	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Vida útil FC = 10000 h	64.47	66.71	70.25	77.71	82.18
Vida útil FC = 50000 h	69.64	71.23	75.45	82.64	87.38
Vida útil FC = 100000 h	70.47	71.96	76.28	83.43	88.21
OBJETIVO LCC (€)	1853792.98	2088879.14	1954023.97	2195313.51	2228885.56

Tabla 52: Precio unitario (€/kg) del Hidrógeno “Pilas de combustible 12h”

Centrándose en cada zona climática se puede ver que la influencia de la vida útil de las pilas de combustible sigue siendo muy poco relevante, pero en este caso tienen una mayor influencia en el precio unitario del Hidrógeno ya que al haber menor consumo de energía, el coste de operación es menor y los demás costes del cálculo del Coste del Ciclo de Vida ganan más importancia. Ahora, aumentar la vida útil de la pila de combustible diez veces supone un precio unitario del Hidrógeno sobre 6 €/kg mayor que para el caso base, el doble que en el caso de antes.

Para horario de funcionamiento de 12 horas, el precio unitario del Hidrógeno para que la estrategia de operación “Pilas de combustible” sea competitiva tiene que estar entre 65 y 90 €/kg, es decir, el Hidrógeno ahora tiene que tener un precio inferior al que se calculaba para horario de funcionamiento de 24 horas al ser el LCC objetivo más exigente, más bajo.

En las zonas en las que el LCC objetivo es menor, el precio unitario del Hidrógeno tiene que ser menor al tener que alcanzarse un Coste del Ciclo de Vida más exigente en cuanto a precios mientras que para aquellas zonas en las que el LCC objetivo es mayor, ocurre lo contrario, el precio unitario del Hidrógeno puede ser mayor. La excepción está en la zona climática B4 debido al gran consumo de Hidrógeno. A continuación, se muestra la gráfica que recoge los consumos de Hidrógeno para cada zona climática:

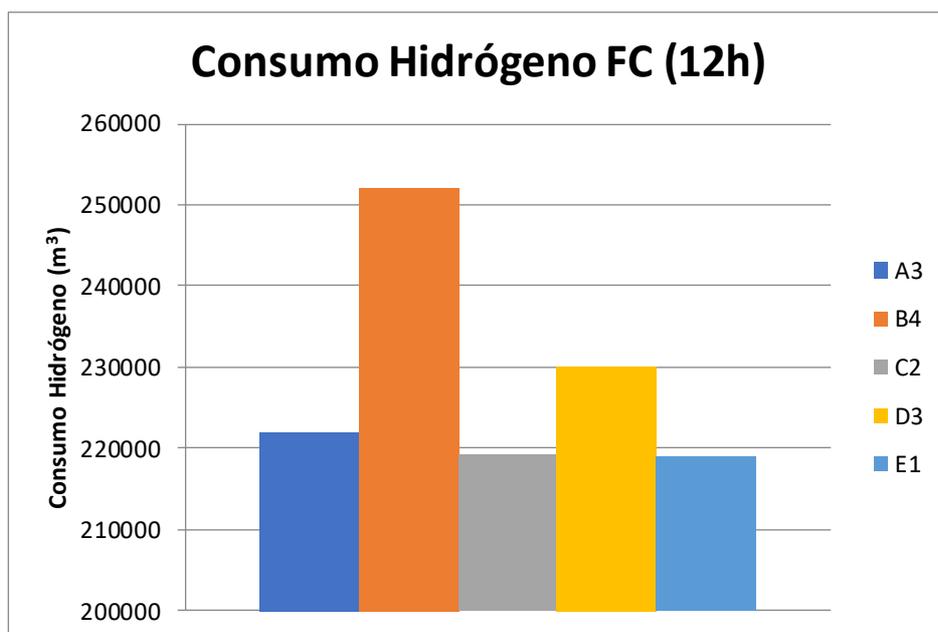


Figura 90: Consumo de Hidrógeno "Pilas de combustible 12h"

La siguiente tabla muestra el precio unitario del Hidrógeno para una vida útil de las pilas de combustible de 10000 horas cuando se fija el mismo LCC objetivo en cada zona climática. El LCC objetivo elegido es 3.5 M€, mismo valor que para el estudio anterior.

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE				
	Horario de funcionamiento	24.00	24.00	24.00	24.00
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Vida útil FC = 10000 h	149.51	130.54	150.56	142.09	149.97
OBJETIVO LCC (€)	3500000.00	3500000.00	3500000.00	3500000.00	3500000.00

Tabla 53: Precio unitario (€/kg) del Hidrógeno para mismo LCC objetivo "Pilas de combustible 12h"

Se tiene que el coste unitario tiene que estar entre 130 y 150 €/kg para conseguir el objetivo. Se permiten precios unitarios del Hidrógeno mayores en aquellas zonas con menor consumo final de Hidrógeno. Estos valores unitarios del precio del Hidrógeno son similares a los considerados a lo largo del trabajo.

En conclusión, si el Coste del Ciclo de Vida objetivo es el mismo para el caso 24 horas y 12 horas, el Hidrógeno puede tener un mayor coste unitario para el horario de funcionamiento de 12 horas ya que los consumos son menores para este caso y además se introduce electrolizador que reduce el consumo de Hidrógeno no renovable.

Por otro lado, para cumplir con el LCC objetivo de 3.5 M€ se podría reducir los consumos a la mitad mejorando la envolvente del edificio e integrando fuentes renovables para poder considerar el precio unitario de 150 €/kg.

Por último, teniendo los costes unitarios de Hidrógeno que aparecen en las tablas se consigue que el Coste del Ciclo de Vida en "Pilas de combustible" sea menor que en ninguno de los otros casos estudiados. Por tanto, esta estrategia de operación sería una mejor opción que "Motores de micro-cogeneración" ya que además de ser más viable económicamente presenta consumos de energía y emisiones de CO₂ más reducidos. En comparación con "Base" y "Fotovoltaica", la introducción del electrolizador hace que esta estrategia sea ya competitiva con esos casos ya que ahora los consumos de energía y emisiones de CO₂ son menores con respecto al caso "Base" y están muy cerca de los valores del caso "Fotovoltaica". Además, el Coste del Ciclo de Vida es menor para "Pilas de combustible"

10.3 Conclusiones del análisis de sensibilidad

Como conclusiones principales de este punto se tiene que con los precios unitarios del Hidrógeno planteados se consigue un mejor Coste del Ciclo de Vida en “Pilas de combustible” que en ningún otro caso de estudio, tanto para el horario de funcionamiento de 24 horas como para el de 12 horas.

Asimismo, la nueva estrategia de operación planteada en este trabajo se convierte en una mejor opción que “Motores de micro-cogeneración”, para ambos horarios de funcionamiento, en todos los aspectos estudiados: consumos de energía, emisiones de CO₂ y Coste del Ciclo de Vida.

Comparando esta estrategia con “Base” y “Fotovoltaica”, para el horario de funcionamiento 24 horas sigue siendo una peor opción respecto a consumos de energía y emisiones de CO₂, aunque no en viabilidad económica, pero cuando el edificio opera 12 horas, esta estrategia es mejor que “Base” en todos los aspectos y está muy cerca de “Fotovoltaica”. Esto se debe, en gran modo, al aprovechamiento de energía eléctrica excedente.

Por tanto, aumentar el campo solar fotovoltaico o disminuir las demandas energéticas del edificio, para así aumentar el excedente de electricidad y poder producir más Hidrógeno en el electrolizador, puede llevar a la estrategia de estudio “Pilas de combustible” a convertirse en la mejor instalación a implantar en cada una de las zonas climáticas estudiadas.

11 CONCLUSIONES

El proyecto ha cumplido las expectativas que se tenían antes de su ejecución. Se han afianzado los conocimientos previos en TRNSYS y se ha profundizado en el manejo de esta herramienta tan útil para la simulación de instalaciones. TRNSYS resulta ser una herramienta muy útil de simulación, la cual permite dar un enfoque visual a la instalación mediante types, lo que facilita así entender cómo funciona.

También se han ampliado los conocimientos acerca del diseño de instalaciones renovables, la importancia de los sistemas híbridos y su implementación en edificios, así como nociones sobre cogeneración, tecnología del Hidrógeno, pilas de combustible y generación distribuida. Además, se ha comprobado la importancia que tiene el análisis de sensibilidad en estudios de este tipo.

El trabajo fin de máster ha permitido conocer más la tecnología del Hidrógeno y las pilas de combustible, su introducción en edificios, su funcionamiento, rendimientos y costes de los equipos, barreras tecnológicas, el gran potencial de mejora que presenta y su gran importancia energética en el futuro próximo.

Este documento ha mostrado varias posibilidades de diseño integrando pilas de combustible junto con recursos renovables para suministrar la energía necesaria en edificios de oficinas situados en varias ciudades españolas. Además, en el proyecto se han desarrollado cálculos, se han realizado análisis de resultados y se ha llevado a cabo una comparación entre las distintas zonas climáticas y diseños.

De esta forma se han extraído una serie de conclusiones acerca de este tipo de instalaciones. Se ha podido comprobar a través de los resultados obtenidos en las simulaciones de TRNSYS que las pilas de combustible mejoran el comportamiento de la instalación respecto a los motores de micro-cogeneración en cuanto a consumos de energía y emisiones de CO₂ se refiere. Por el contrario, el coste de esta tecnología sigue siendo uno de los principales problemas de este tipo de instalaciones, por tanto, los esfuerzos deben ir encaminados a una disminución de sus costes, para que en un futuro no muy lejano puedan resultar viables económicamente.

Para el horario de funcionamiento del edificio definido inicialmente se ha concluido que la estrategia de operación “Fotovoltaica” es la elección idónea para implantar en cualquiera de las zonas climáticas estudiadas, es decir, se mantiene la conclusión que se obtuvo en el trabajo fin de grado. Esta instalación presenta mejores números en cuanto a consumos de energía, emisiones de CO₂ y Coste del Ciclo de Vida.

El futuro de la instalación “Pilas de combustible” pasa por poder instalar un electrolizador que permita producir Hidrógeno renovable para no tener que comprar Hidrógeno, ya que el que se compra es mucho más caro y aumenta el consumo primario de energía y emisiones de CO₂ al obtenerse del reformado de Gas Natural. Esta mejora en consumo y emisiones, cuando se introduce el electrolizador, hace que esta estrategia llegue a superar a “Base”, quedándose muy cerca de los resultados de consumo y emisiones que se obtenían en el trabajo fin de grado para la estrategia de operación “Fotovoltaica”. Por tanto, “Pilas de combustible” se situaría como la segunda mejor opción.

Para la instalación del electrolizador es necesario que haya un excedente de electricidad procedente de los paneles fotovoltaicos que le permita generar Hidrógeno a partir de esa energía eléctrica. El resultado de esto se puede ver para el horario de funcionamiento del edificio de 12 horas, donde al ser el consumo energético menor se genera este excedente de energía.

El electrolizador, además de reducir el consumo de energía primaria y las emisiones de CO₂, permite reducir el Coste del Ciclo de Vida ya que reduce la compra de Hidrógeno y, por tanto, los costes de operación.

Por último, se obtienen del análisis de sensibilidad precios unitarios del Hidrógeno para los cuales la estrategia “Pilas de combustible” presenta una mejor viabilidad económica que el resto de los casos.

Como conclusión final se tiene que, aumentar el campo solar fotovoltaico o disminuir las demandas energéticas del edificio, para así aumentar el excedente de electricidad y poder producir más Hidrógeno en el electrolizador, puede llevar a la estrategia de estudio “Pilas de combustible” a convertirse en la mejor instalación a implantar en cada una de las zonas climáticas estudiadas siempre y cuando los precios unitarios de Hidrógeno cumplan con los que resultan del análisis de sensibilidad.

REFERENCIAS

- [1] Francisco Durán Parejo. “Análisis de viabilidad económica y reducción del consumo de energía de un edificio terciario al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS”. Departamento de Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. 2018
- [2] Laura Romero, José Manuel Salmerón, Servando Álvarez, José Sánchez and Enrique Ángel Rodríguez. “Analysis of the economic feasibility and reduction of a building's energy consumption and emissions when integrating hybrid solar thermal/PV/micro-CHP systems”. 2016
- [3] “BP Statistical Review of World Energy”. 68th edition. 2019
- [4] Laura Romero Rodríguez. “Análisis de la reducción de consumos energéticos en un edificio al integrar un sistema fotovoltaico y de micro-cogeneración mediante TRNSYS”. Departamento de Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. 2014
- [5] José Manuel Salmerón Lissén, Laura Romero Rodríguez, Francisco Durán Parejo and Francisco José Sánchez de la Flor. “An Economic, Energy, and Environmental Analysis of PV/Micro-CHP Hybrid Systems: A Case Study of a Tertiary Building”. 2018
- [6] Servando Álvarez. Asignatura “Edificios de Alta Eficiencia Energética”. Máster en Sistemas de Energía Térmica. Universidad de Sevilla. 2018-2019
- [7] Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid. “Guía de Ahorro y Eficiencia Energética en Oficinas y Despachos”
- [8] WWF/ADENA. “Potencial de Ahorro Energético y de Reducción de Emisiones de CO2 del Parque Residencial Existente en España en 2020”. 2010
- [9] “Documento Básico HE Ahorro de Energía”. 2019
- [10] Felipe Rosa. Asignatura “Sistemas Basados en el Hidrógeno”. Grado en Ingeniería de la Energía. 4º Curso. Universidad de Sevilla. 2016-2017
- [11] Francisco Javier Rodríguez Balboa. “Pilas de Combustible de Alta Temperatura Reversibles”. Departamento de Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. 2019
- [12] “Reglamento de instalaciones térmicas en los edificios (RITE)”. 2013
- [13] <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/la-ciudad-azul/como-ahorrar-energia-oficinas-comercios>
- [14] Juan Antonio García Medina. “Estado del arte de la producción de hidrógeno mediante la hidrólisis del Aluminio. Estudio de aplicación a un automóvil”. Departamento de Ingeniería Energética. Escuela Técnica Superior de Ingeniería. Universidad de Sevilla. 2015
- [15] <https://es.climate-data.org/>
- [16] <http://static.trinasolar.com/sites/default/files/HONEY%20PC05A%26PC05A.08.pdf>
- [17] https://www.ingeteam.com/Portals/0/Productos/Documentos/PTD11559_Fichas%20t%C3%A9cnicas%20de%20los%20equipos%20U.pdf
- [18] http://eto.carrier.com/litterature/psd/83438_PSD_02_2014_30RB_162_802_B_LR.pdf
- [19] http://eto.carrier.com/litterature/psd/83461_PSD_06_2015_30RBS_30RQS_039_160_LR.pdf
- [20] <https://ahorraclima.es/catalogos/Catalogo-tarifa-BaxiRoca-2015.pdf>

- [21] https://www.greenlightinnovation.com/files/product-documents/5c5dc641ebb00/GREENLIGHT_PEM_STACK.pdf
- [22] “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”. IDAE. 2014
- [23] Anelia Milbrandt and Margaret Mann. “Hydrogen Resource Assessment. Hydrogen Potential from Coal, Natural Gas, Nuclear, and Hydro Power”. NREL (National Renewable Energy Laboratory). 2009
- [24] <http://www.suicalsa.com/pdf/Catalogo-Suicalsa-2016.pdf>
- [25] <https://www.efenergia.com/legislacion-eficiencia-energetica/espana/>
- [26] <https://www.efenergia.com/legislacion-eficiencia-energetica/europa/>
- [27] Normazlina Mat Isa, Chee Wei Tan, A.H.M. Yatim. “A comprehensive review of cogeneration system in a microgrid: A perspective from architecture and operating system”. Department of Electrical Power Engineering, Faculty of Electrical Engineering, University Teknologi Malaysia. 2017
- [28] <https://www.norvento.com/generacion-distribuida-inteligente/>
- [29] <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-generacion-distribuida>
- [30] https://es.wikipedia.org/wiki/Generaci%C3%B3n_distribuida#La_generaci%C3%B3n_distribuida_y_las_redes_de_distribuci%C3%B3n
- [31] Ken Darrow, Rick Tidball, James Wang and Anne Hampson. “Catalog of CHP Technologies”. U.S. Environmental Protection Agency Combined Heat and Power Partnership. 2017
- [32] http://www.fgcsic.es/lychnos/es_es/articulos/hidrogeno_metodologias_de_produccion
- [33] José Ignacio San Martín, Inmaculada Zamora, José Javier San Martín, Víctor Aperribay, Garikoitz Buigues. “Aplicaciones estacionarias de las pilas de combustible”. Departamento de Ingeniería Eléctrica. Universidad del País Vasco. 2007
- [34] J.I. San Martín, I. Zamora, J.J. San Martín, V. Aperribay, P. Eguia. “Análisis del comportamiento dinámico de una pila de combustible PEMFC”. Universidad del País Vasco. 2009
- [35] <https://twenergy.com/eficiencia-energetica/almacenamiento-de-energia/la-pila-de-combustible-estacionaria-y-su-aplicacion-en-la-generacion-distribuida-2020/>
- [36] <http://www.tecnicaindustrial.es/TIFrontal/a-3958-pilas-combustible--electricidad-futuro-inmediato.aspx>

• Dimensionado de los paneles fotovoltaicos

Conociendo el área disponible de la cubierta y el área de cada panel fotovoltaico se obtiene el número máximo de paneles que se pueden instalar.

$$N_{tp} = \frac{A_{total}}{A_{panel}} = \frac{626}{1.637} = 382 \text{ paneles}$$

A partir del número de paneles y la potencia nominal de cada panel se obtiene la potencia del campo solar:

$$P_{cs} = P_n * N_{tp} = 255 * 381 = 97410 \text{ W}$$

El siguiente paso es calcular el número de paneles en serie, tanto máximo como mínimo. Para ello es necesario calcular en primer lugar las temperaturas máximas y mínimas que va a llegar a alcanzar el panel en función de la temperatura ambiente de cada zona climática y la Temperatura Nominal de la Célula (TONC):

$$T_{maxp} = T_{maxamb} + \frac{TONC - 20}{800} * I_{max}$$

$$T_{minp} = T_{minamb} + \frac{TONC - 20}{800} * I_{min}$$

Donde TONC es un dato del fabricante, $I_{max}=1000\text{W/m}^2$, $I_{min}=100\text{W/m}^2$ y, T_{maxamb} y T_{minamb} se obtienen de los datos climatológicos de las distintas zonas obtenidos a través de la herramienta CLIMEDTOOL, la cual se comenta más adelante:

Zona climática	Tminamb (°C)	Tmaxamb (°C)
A3 (Cádiz)	6.3	31.8
B4 (Sevilla)	2	41.1
C2 (Barcelona)	0.8	32.5
D3 (Madrid)	-0.6	36
E1 (Burgos)	-4.3	34.5

Sustituyendo en ambas fórmulas, se obtienen las temperaturas máximas y mínimas del módulo fotovoltaico:

Zona climática	Tminp (°C)	Tmaxp (°C)
A3 (Cádiz)	9.3	61.8
B4 (Sevilla)	5	71.1
C2 (Barcelona)	3.8	62.5
D3 (Madrid)	2.4	66
E1 (Burgos)	-1.3	64.5

Una vez calculadas dichas temperaturas se procede a calcular las tensiones de seguimiento del punto de máxima potencia máximas y mínimas, es decir, $V_{spmpmax}$ y $V_{spmpmin}$. Además se calculan las tensiones a circuito abierto máxima (V_{camax}). Estas tres tensiones permitirán conocer, posteriormente, el número de paneles en serie máximo y mínimo.

$$V_{spmp, max} = V_{spmp} * \left(1 - \frac{\partial V_{mp}}{\partial T} * (T_{minp} - 25) \right)$$

$$V_{spmp, min} = V_{spmp} * \left(1 - \frac{\partial V_{mp}}{\partial T} * (T_{maxp} - 25) \right)$$

$$V_{ca, max} = V_{ca} * \left(1 - \frac{\partial V_{ca}}{\partial T} * (T_{minp} - 25) \right)$$

Donde V_{spmp} , V_{ca} y $\partial V_{ca}/\partial T$ son datos del fabricante.

NOTA.- $\partial V_{mp}/\partial T$ se considera igual a $\partial V_{ca}/\partial T$ ya que el fabricante solo da la variación de la tensión a circuito abierto con la temperatura.

Zona climática	$V_{spmp, max}$ (V)	$V_{spmp, min}$ (V)	$V_{ca, max}$ (V)
A3 (Cádiz)	32.03	26.91	40.01
B4 (Sevilla)	32.45	26	40.54
C2 (Barcelona)	32.57	26.84	40.68
D3 (Madrid)	32.71	26.49	40.86
E1 (Burgos)	33.07	26.64	41.31

Ya se puede calcular el número máximo y mínimo de paneles en serie:

$$N_{ps, min} \geq \frac{V_{spmp, min, inversor}}{V_{spmp, min}}$$

$$N_{ps, max} \leq \frac{V_{spmp, max, inversor}}{V_{spmp, max}}$$

$$N_{ps, max} \leq \frac{V_{max, inversor}}{V_{ca, max}}$$

Donde $V_{spmpmininversor}$, $V_{spmpmaxinversor}$ y $V_{maxinversor}$ son datos del inversor. La tensión de continua en el inversor tiene que estar en un rango de tensiones, además, no se puede superar la tensión máxima permitida por el inversor.

Entre las dos ecuaciones de paneles en serie máximo hay que elegir el más restrictivo, es decir, en la ecuación que salga el menor número de paneles en serie. Por tanto, el número de paneles en serie para cada zona climática será el siguiente:

Zona climática	$N_{ps, min}$	$N_{ps, max}$
A3 (Cádiz)	16	22
B4 (Sevilla)	16	22
C2 (Barcelona)	16	22
D3 (Madrid)	16	22
E1 (Burgos)	16	21

En cuanto al cálculo de paneles en paralelo se sigue el siguiente procedimiento:

$$N_{hp} \leq \frac{I_{max, inversor}}{I_{cc}}$$

Donde $I_{maxinversor}$ es un dato del inversor.

Por tanto, el número de hileras en paralelo es la misma para cada zona climática ya que $I_{maxinversor}$ e I_{cc} son valores fijos, no varían de una ubicación a otra:

Zona climática	Nhp
A3 (Cádiz)	23
B4 (Sevilla)	23
C2 (Barcelona)	23
D3 (Madrid)	23
E1 (Burgos)	23

Finalmente, la solución adoptada para el número de paneles en la cubierta del edificio es 380 paneles con una distribución de 20 paneles en serie y 19 hileras en paralelo.

Por tanto, la potencia del campo solar es de $P_{cs} = 96900W$.

- **Diseño de las bombas de circulación**

Para el cálculo del caudal se procede de la siguiente forma:

Se pasa la potencia de kW a kJ/h y, a continuación, se calcula el caudal conociendo el calor específico del agua y el incremento de temperatura.

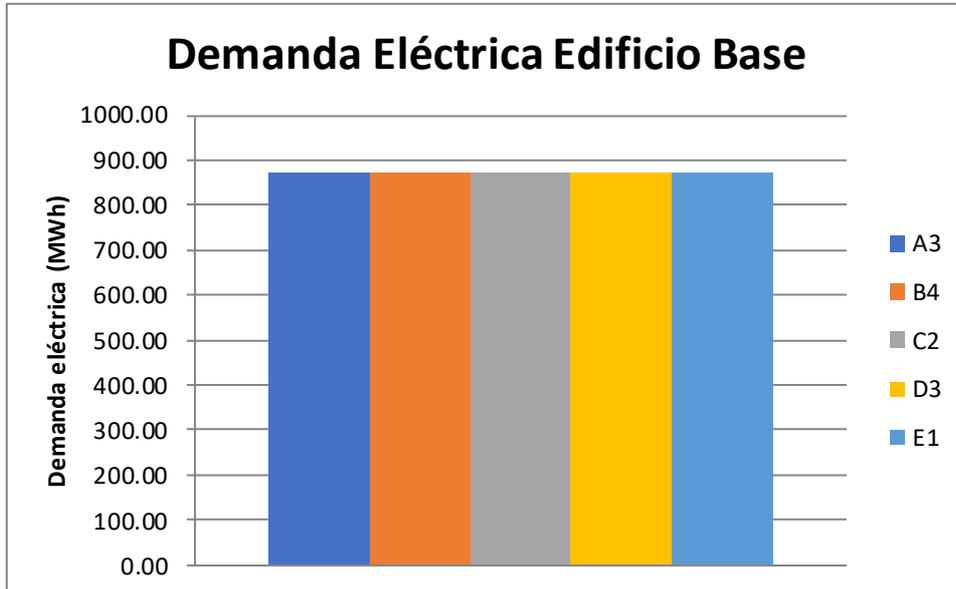
$$Potencia \left(\frac{kJ}{h} \right) = Potencia (kW) * 3600$$

$$Caudal \left(\frac{kg}{h} \right) = \frac{Potencia \left(\frac{kJ}{h} \right)}{\Delta T * Cp}$$

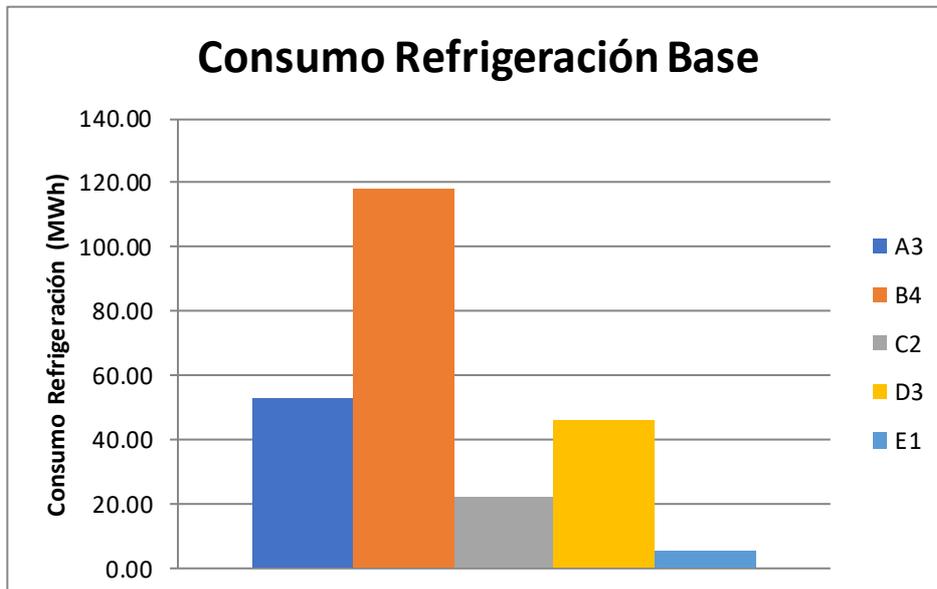
Donde $\Delta T = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ y $Cp = 4.186 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$

- **Análisis de resultados y LCC “Base”**

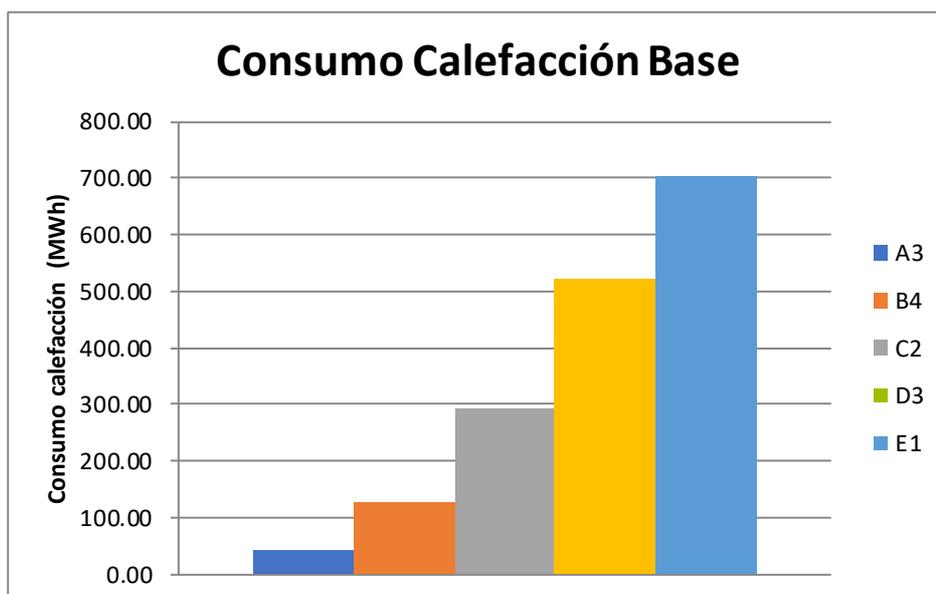
En el caso “Base”, alternativa de estudio más simple, el consumo eléctrico del edificio es constante e igual a 99.44 kWh. Este consumo es el mismo en las cinco zonas climáticas de estudio al tratarse del mismo tipo de edificio.



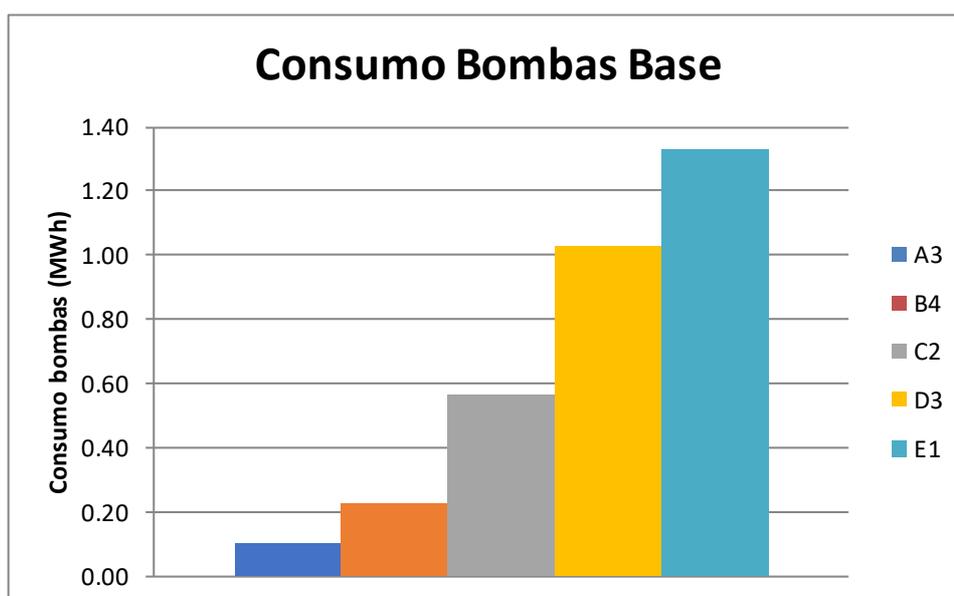
El consumo de refrigeración es muy variable de una zona climática a otra ya que se encuentran en unas condiciones ambientales muy diversas, y sigue el siguiente orden: B4>A3>D3>C2>E1.



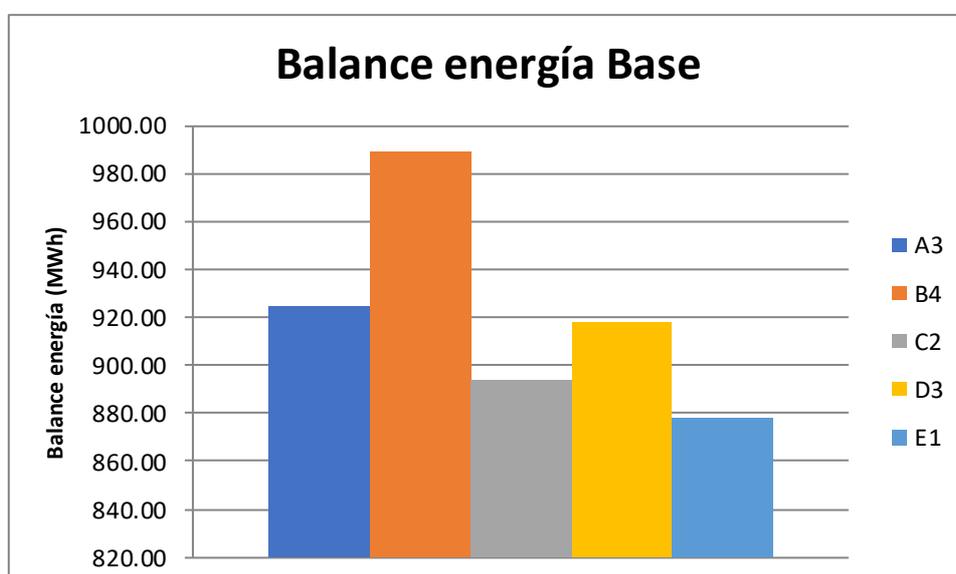
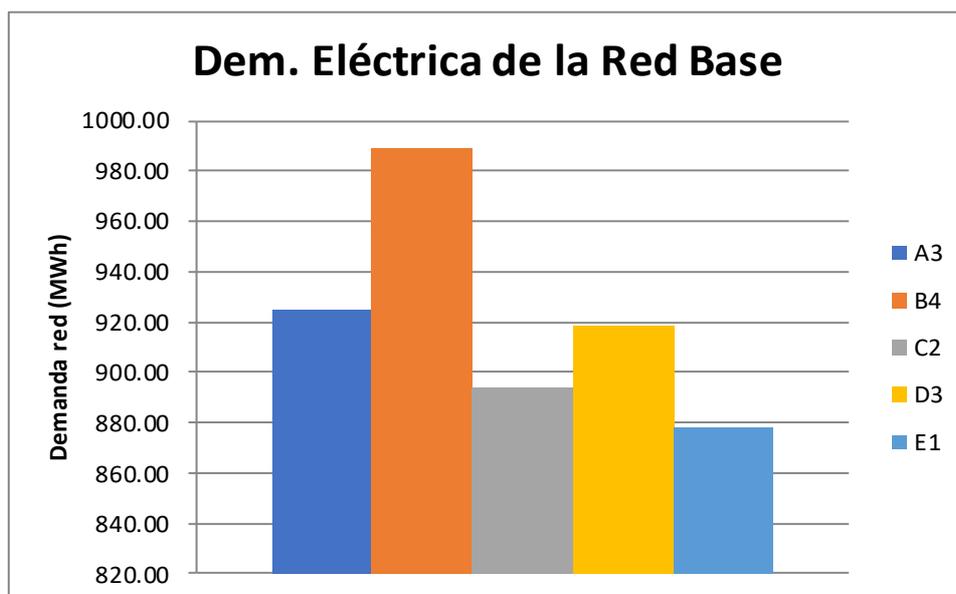
El consumo de calefacción también varía entre zonas climáticas, y clasificado de mayor a menor es: E1>D3>C2>B4>A3.



El consumo eléctrico de la bomba que se instala en la parte de calefacción está claramente relacionado con el consumo de la caldera de condensación. Por tanto, el consumo de la bomba será mayor en Burgos y menor en Cádiz como ocurre en el consumo de calefacción, en concreto sigue el siguiente orden: E1>D3>C2>B4>A3.



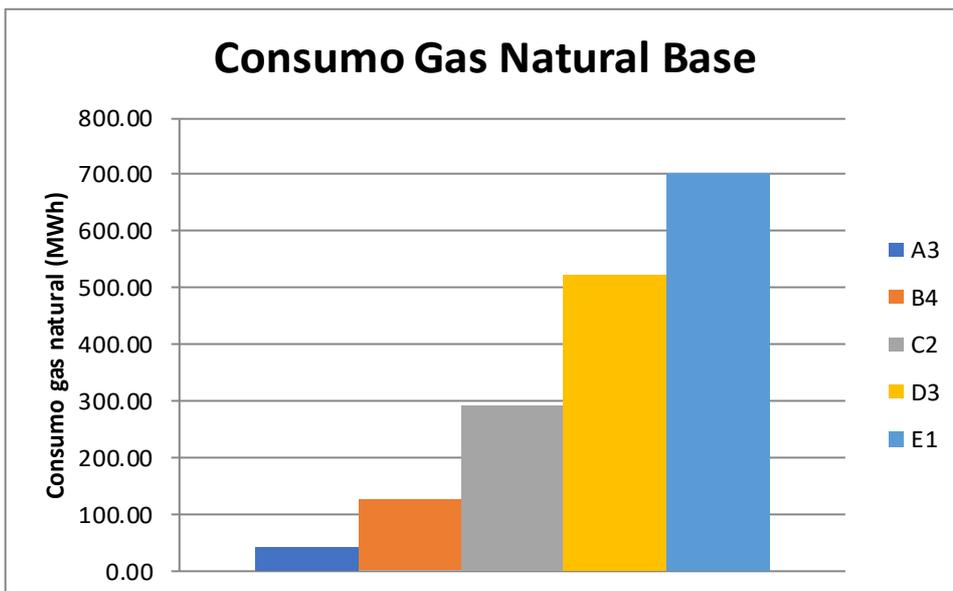
En cuanto al balance de energía, difiere de una zona a otra debido a los consumos eléctricos de las bombas y las enfriadoras, pues la necesidad eléctrica del edificio es la misma en todas las zonas. Como se puede apreciar en la tabla que recoge todos los resultados de este caso de operación, la potencia de las bombas es mucho menor que el de las enfriadoras. Si además se añade que en cada una de las ciudades el número de horas en las que hay refrigeración es mayor que las que hay calefacción a lo largo de un año, o como mínimo igual, esto hace indicar que hay un mayor consumo de las enfriadoras que de las bombas. Por tanto, el consumo de refrigeración tiene mayor peso que el de las bombas y, el balance de energía va a seguir el mismo orden que seguía el consumo de refrigeración para las zonas climáticas: B4>A3>D3>C2>E1. Por otro lado, el balance de energía tiene como valor mínimo el consumo eléctrico del edificio, es decir, 99.44kWh cuando no existe consumo de refrigeración ni de calefacción (bombas). Como se comenta en el primer párrafo, la demanda eléctrica de la red tiene los mismos valores que el balance de energía.



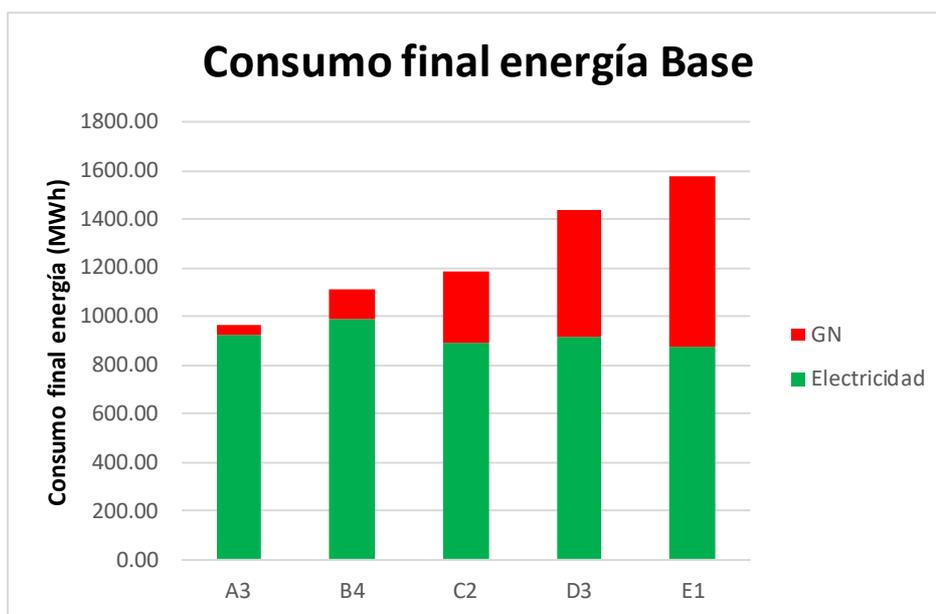
Por último, se analizan el consumo de energía final y energía primaria, y las emisiones de CO₂.

El consumo final de electricidad indica el consumo eléctrico de la instalación, es decir, la energía eléctrica que se demanda de la red. Por tanto, los valores para este parámetro son los mismos que para la demanda eléctrica de la red.

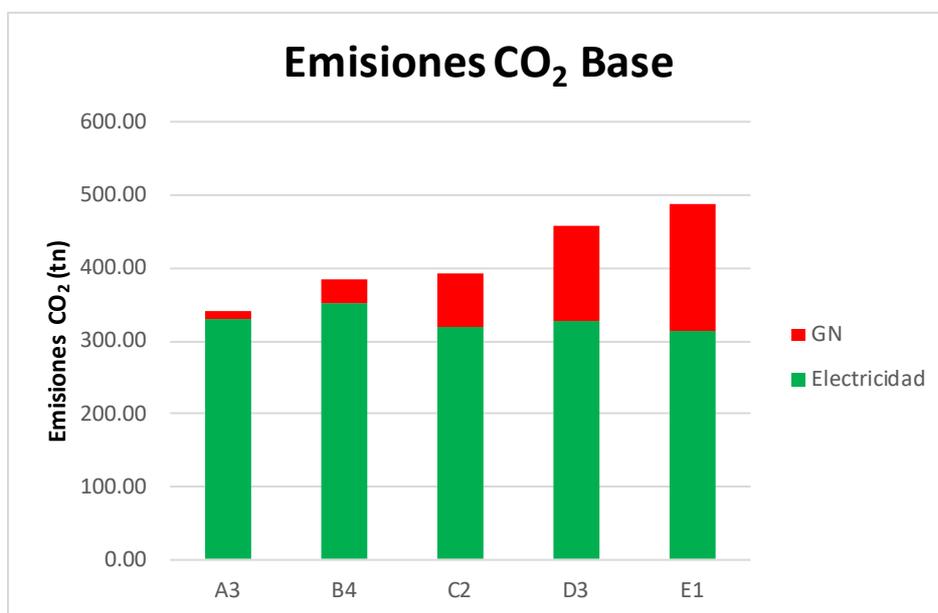
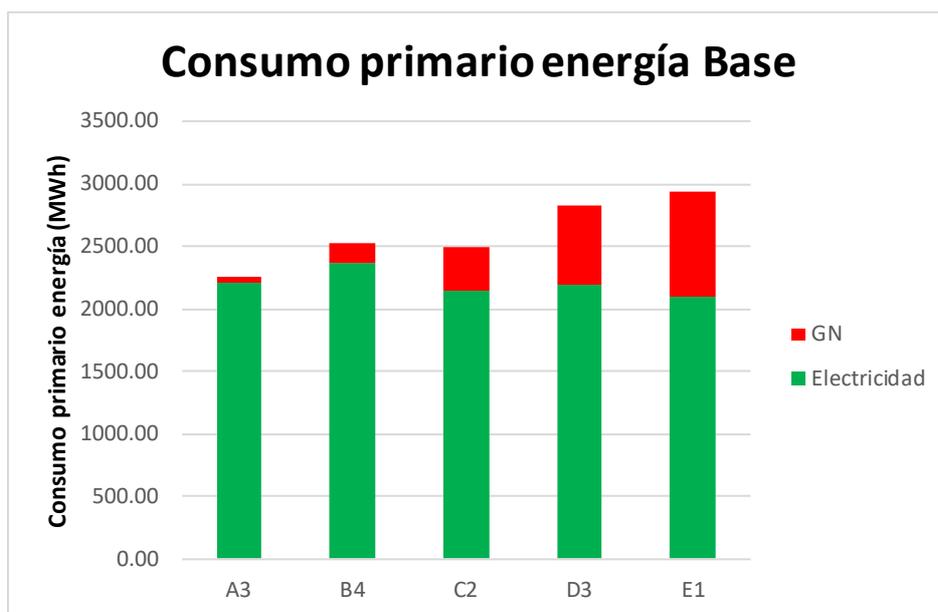
Por otro lado, el consumo final de Gas Natural en este caso es la cantidad de Gas Natural que necesita la caldera, por consiguiente, los valores coinciden con los de Vgncalef.



En cuanto al consumo total de energía final, sigue el mismo orden que el consumo final de Gas Natural: E1>D3>C2>B4>A3. Esto es debido a que el consumo final de electricidad, aunque sea siempre mayor, varía mucho menos que el consumo final de Gas Natural entre una zona y otra.



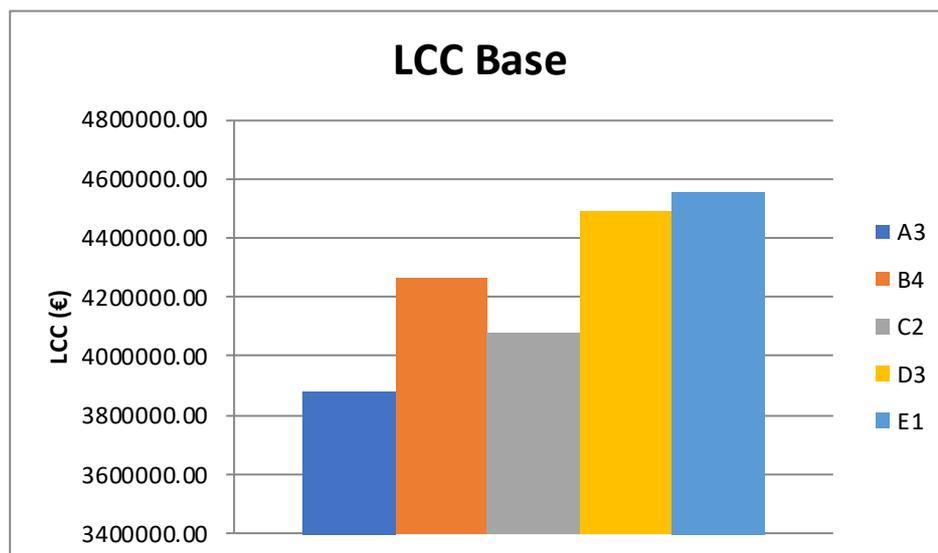
En cuanto al consumo primario de energía, como es de esperar, habrá mayor consumo primario de electricidad o Gas Natural donde mayor consumo final de electricidad o Gas Natural haya y, lo mismo ocurre con las emisiones de CO₂, a mayor consumo de energía final mayor emisiones.



A continuación, se muestra una tabla que permiten recalcar lo expuesto anteriormente:

Caso	BASE				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Volumen tanque acumulación (m ³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Total Bal. Energía (MWh)	924.39	989.50	894.02	918.39	877.83
Total Cons. Refrigeración (MWh)	53.08	118.07	22.24	46.14	5.28
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	871.21	871.21	871.21	871.21	871.21
Total Cons. Bombas (MWh)	0.10	0.23	0.57	1.03	1.33
Total Dem. Red (MWh)	924.39	989.50	894.02	918.39	877.83
Total V_gn_calef (MWh)	41.41	126.20	292.21	523.10	703.57
Total Cons. Calefacción (MWh)	41.41	126.20	292.21	523.10	703.57
Consumo final electricidad (MWh)	924.39	989.50	894.02	918.39	877.83
Consumo final Gas Natural (MWh)	41.41	126.20	292.21	523.10	703.57
Consumo final energía (MWh)	965.80	1115.71	1186.23	1441.48	1581.40
Consumo primario electricidad (MWh)	2218.53	2374.81	2145.64	2204.13	2106.78
Consumo primario Gas Natural (MWh)	49.28	150.18	347.73	622.48	837.25
Consumo primario energía (MWh)	2267.81	2524.99	2493.37	2826.61	2944.03
Emisiones CO ₂ por electricidad (tnCO ₂)	330.01	353.25	319.16	327.86	313.38
Emisiones CO ₂ por Gas Natural (tnCO ₂)	10.35	31.55	73.05	130.77	175.89
Emisiones CO ₂ energía (tnCO ₂)	340.36	384.80	392.22	458.64	489.28

En cuanto al Coste del Ciclo de Vida para la alternativa de estudio “Base” se obtienen los siguientes resultados, con orden entre zonas climáticas: E1>D3>B4>C2>A3.

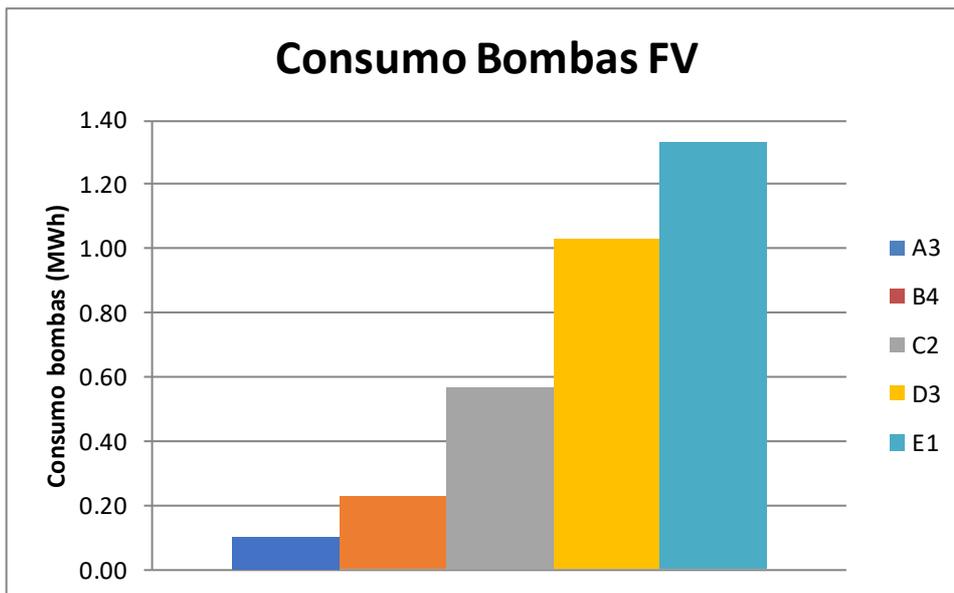
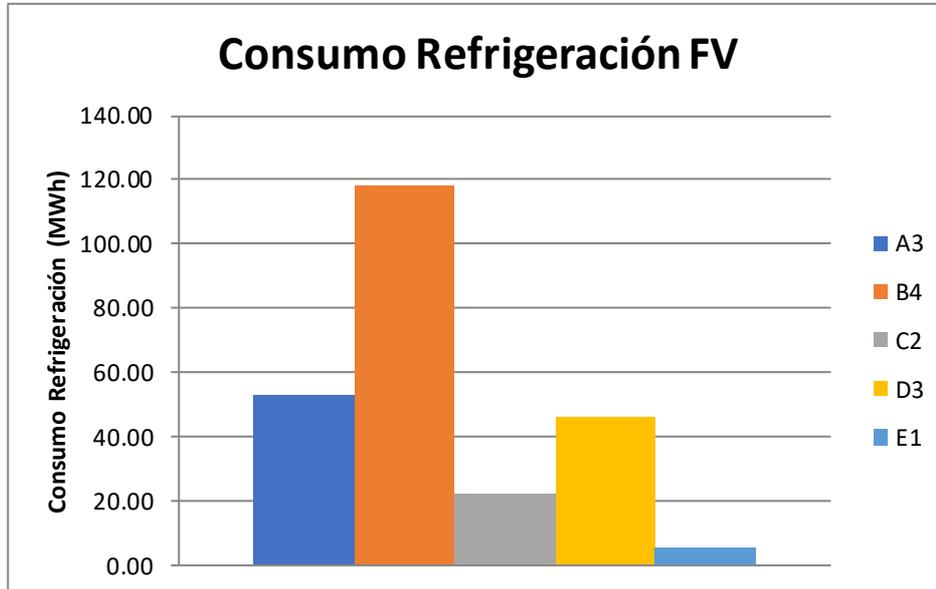


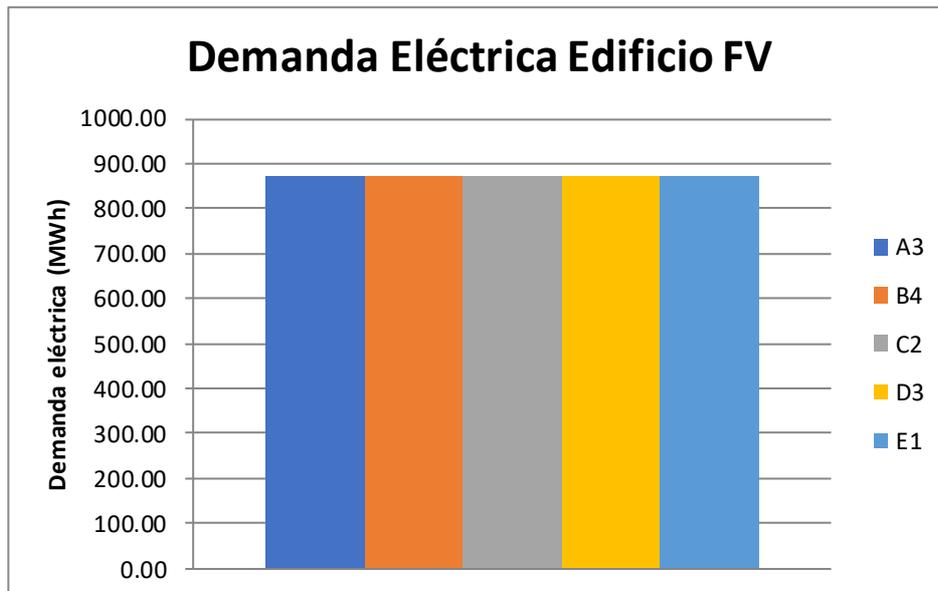
Caso	BASE				
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión (€)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Costes de reemplazo (€)	37800.00	43600.00	26900.00	32600.00	19083.00
Costes de operación (€)	196012.96	215388.25	206719.70	227513.13	231308.36
Costes de mantenimiento (€)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LCC (€/m²)	585.23	643.39	615.24	677.58	686.76
LCC (€)	3879740.50	4265304.71	4078697.44	4491957.76	4552828.93

- **Análisis de resultados y LCC “Fotovoltaica”**

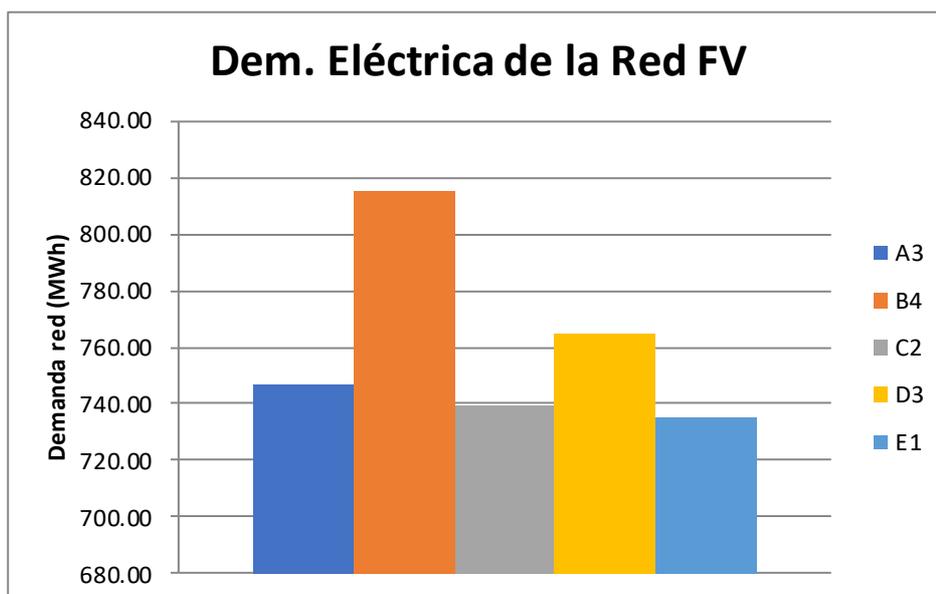
En este caso se analizan dos nuevos parámetros: producción fotovoltaica y autosuficiencia fotovoltaica.

En la estrategia de operación “Fotovoltaica”, los consumos eléctricos del edificio, las bombas y las enfriadoras no varían con respecto a los valores que se obtienen en “Base”.

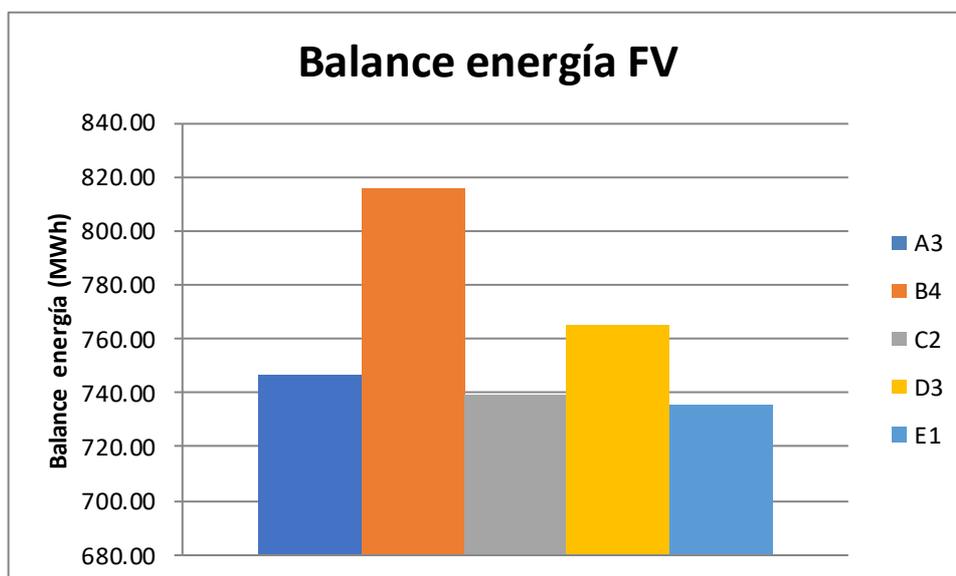




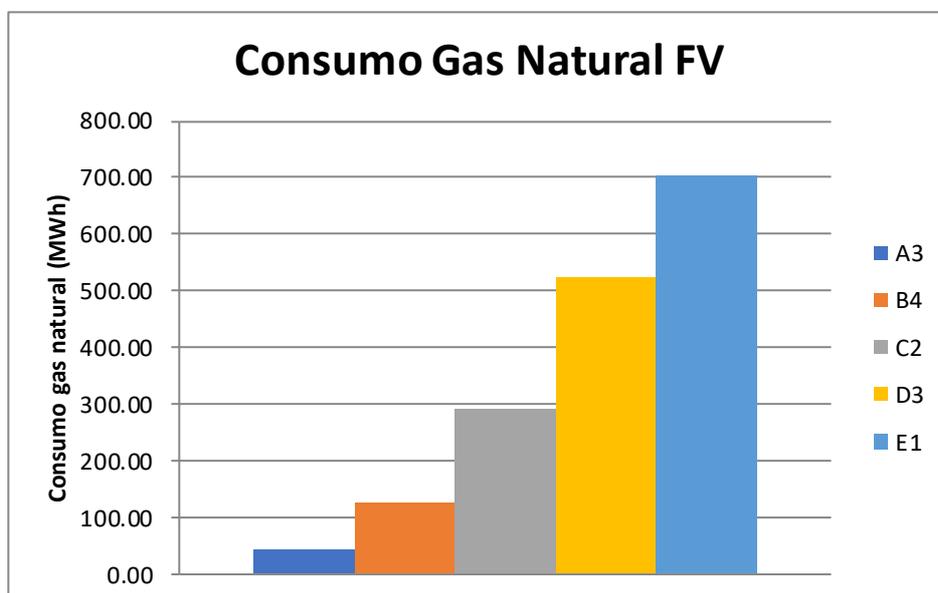
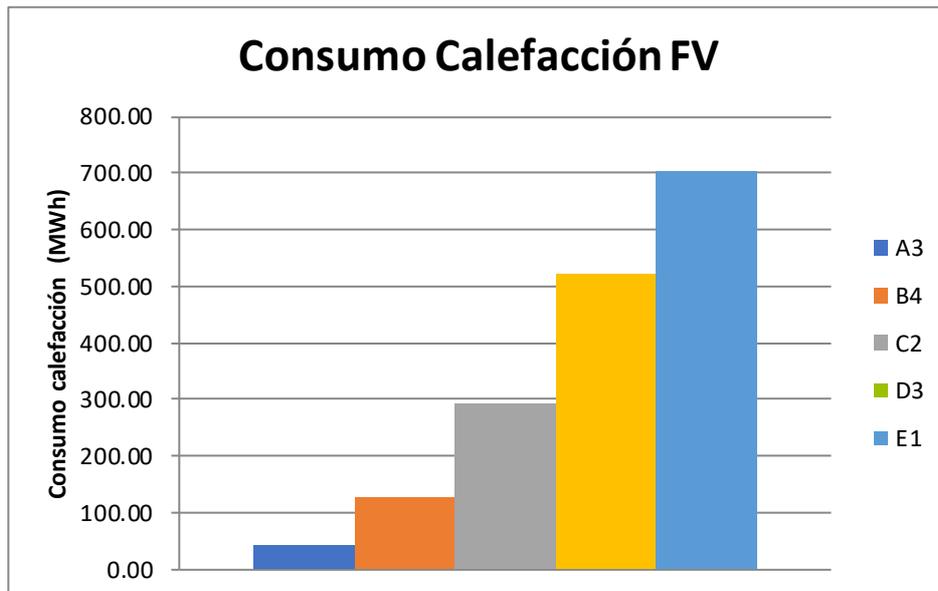
Por otro lado, la demanda eléctrica de la red, en este caso, va a ser menor que en el primer caso estudiado ya que hay que descontar la producción fotovoltaica. Se sigue el siguiente orden en cuanto al consumo de energía eléctrica de la red en las distintas zonas climáticas: B4>D3>A3>C2>E1, mismo orden que en “Base” debido a que el consumo eléctrico es el mismo y a que la producción fotovoltaica tiene un valor relativamente pequeño comparado con la suma y, además, no varía mucho de una zona climática a otra.



En este caso de estudio, el balance de energía también es igual a la demanda eléctrica de la red.

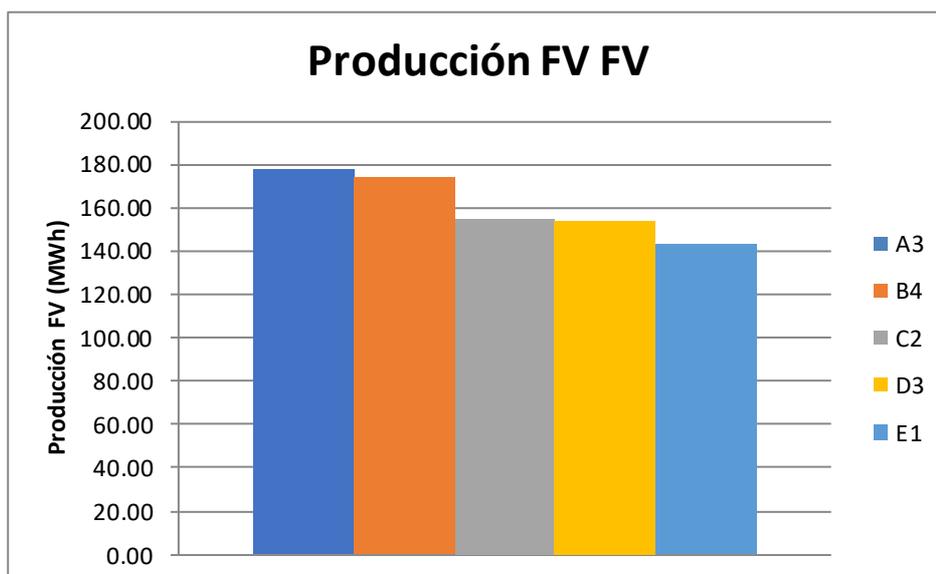


La parte de calefacción tampoco varía entre este caso y el anterior, por tanto, los resultados de consumo de calefacción y Gas Natural de la caldera de condensación son los mismos.



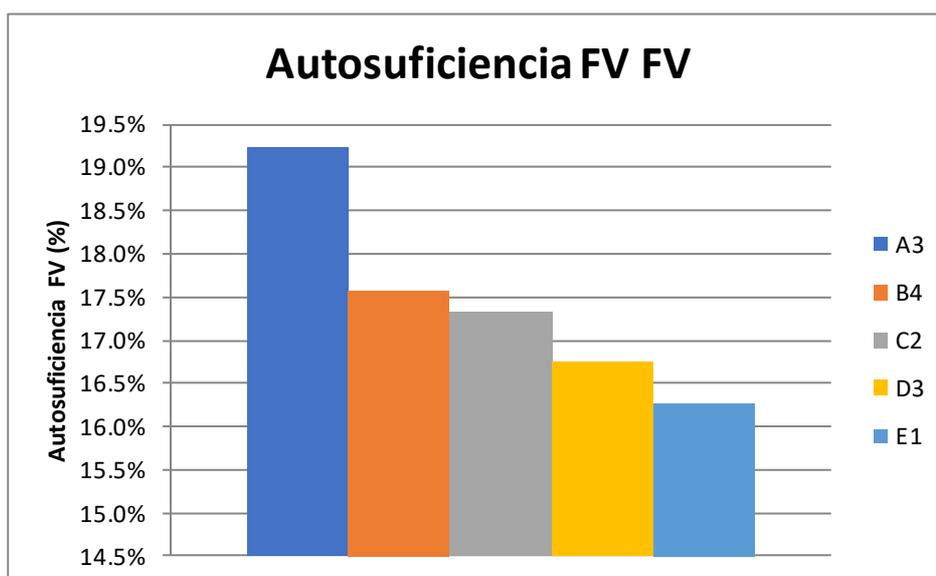
La única diferencia entre “Base” y “Fotovoltaica” es la parte de fotovoltaica. De esta nueva parte se obtienen dos resultados: por un lado, se analiza la producción fotovoltaica y, por otro lado, la autosuficiencia fotovoltaica, es decir, que porcentaje de la electricidad que se consume en el edificio puede llegar a cubrir la fotovoltaica.

Las zonas donde mayor producción fotovoltaica hay son A3 y B4 ya que son las ciudades con mayor número de horas de sol al año y además la radiación solar es mayor. Por el contrario, D3 y E1 son las ciudades con menor producción fotovoltaica. La producción fotovoltaica sigue el siguiente orden: A3>B4>C2>D3>E1.



La producción del campo solar fotovoltaico en ningún momento es superior a la necesidad energética de la instalación, por tanto, siempre hay demanda eléctrica de la red o lo que es lo mismo, nunca hay excedente de electricidad en la producción fotovoltaica.

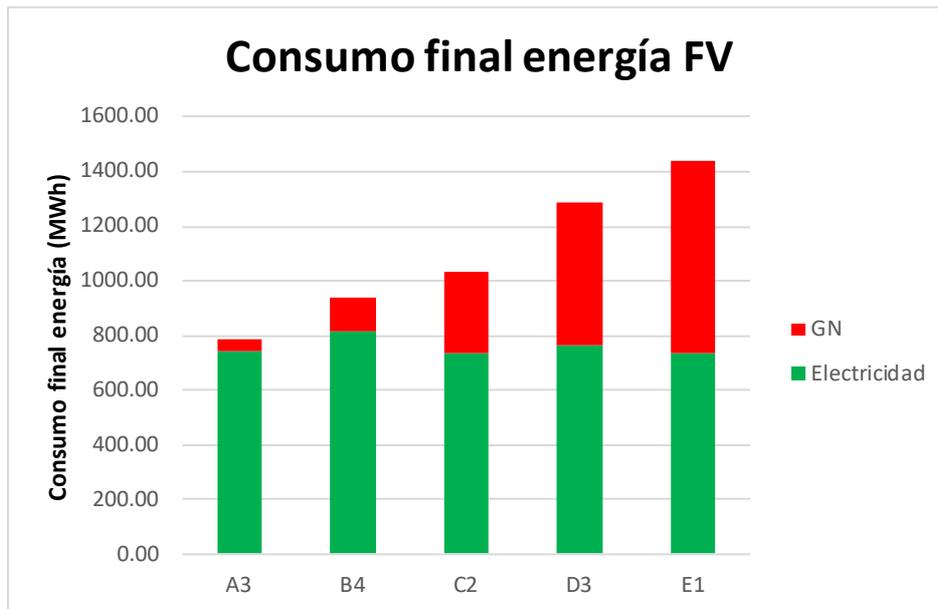
Por otro lado, se calcula la autosuficiencia fotovoltaica mensual y anual para cada zona climática.



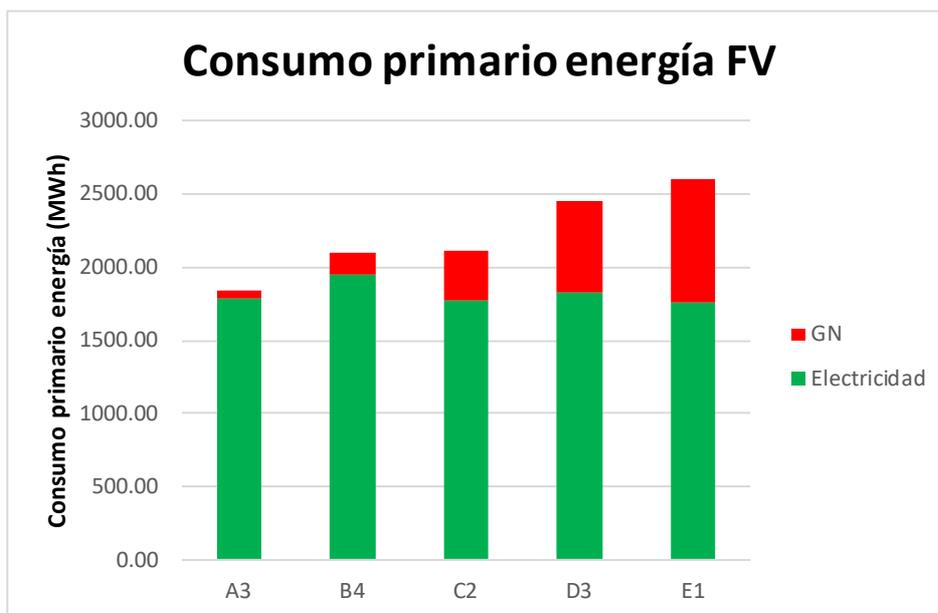
Por último, se calculan los consumos de energía final y energía primaria, y las emisiones de CO₂. En cuanto a los cálculos que dependen del Gas Natural, se obtienen los mismos resultados que en “Base” ya que el consumo de Gas Natural necesario para la caldera no cambia entre ambos casos. Por el contrario, los cálculos que dependen de la electricidad sí varían respecto al caso anterior ya que la demanda eléctrica de la red es distinta debido a la producción fotovoltaica.

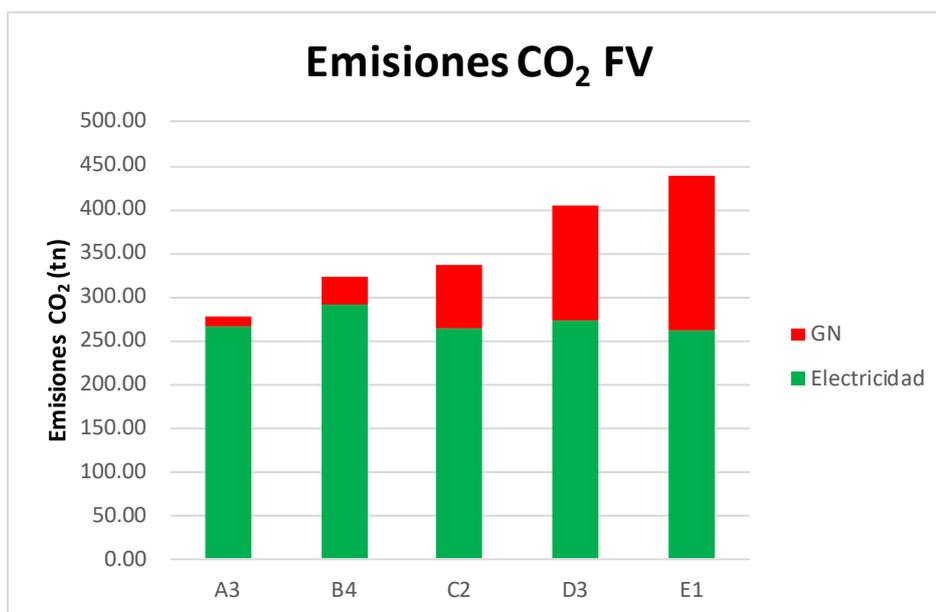
El consumo final de electricidad es la demanda eléctrica de la red por lo que los valores serán los mismos. Este consumo se ordena: B4>D3>A3>C2>E1 y los valores son menores que en “Base”.

En cuanto al consumo final de energía (Gas Natural + electricidad) también se obtienen valores diferentes al “Base” debido a que la electricidad varía. El consumo final de energía presenta el siguiente orden: E1>D3>C2>B4>A3, es decir, mismo orden que el consumo final de Gas Natural, como ocurre en “Base”.



Para el consumo primario de energía y emisiones de CO₂ totales ocurre lo mismo que en el consumo final de energía al ser dependientes de ese consumo.

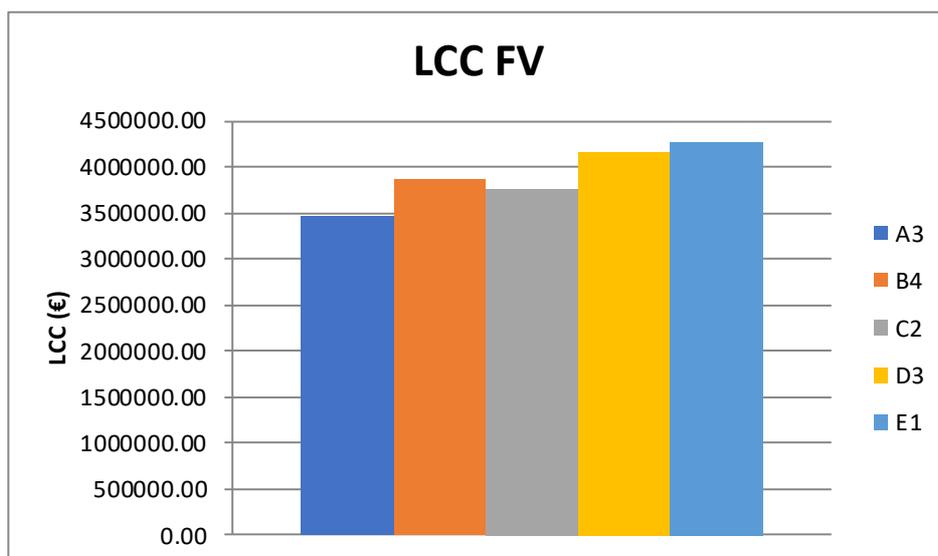




La siguiente tabla hace un resumen de lo que se ha ido comentando en el apartado:

Caso	FOTOVOLTAICA				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Total Bal. Energía (MWh)	746.60	815.56	739.14	764.61	735.12
Total Cons. Refrigeración (MWh)	53.08	118.07	22.24	46.14	5.28
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	871.21	871.21	871.21	871.21	871.21
Total Cons. Bombas (MWh)	0.10	0.23	0.57	1.03	1.33
Total Prod. FV (MWh)	177.78	173.95	154.88	153.78	142.70
Total Dem. Red (MWh)	746.60	815.56	739.14	764.61	735.12
Total V_gn_calef (MWh)	41.41	126.20	292.21	523.10	703.57
Total Cons. Calefacción (MWh)	41.41	126.20	292.21	523.10	703.57
Autosuficiencia FV (%)	19.23%	17.58%	17.32%	16.74%	16.26%
Consumo final electricidad (MWh)	746.60	815.56	739.14	764.61	735.12
Consumo final Gas Natural (MWh)	41.41	126.20	292.21	523.10	703.57
Consumo final energía (MWh)	788.02	941.76	1031.35	1287.70	1438.69
Consumo primario electricidad (MWh)	1791.85	1957.34	1773.93	1835.06	1764.29
Consumo primario Gas Natural (MWh)	49.28	150.18	347.73	622.48	837.25
Consumo primario energía (MWh)	1841.13	2107.52	2121.66	2457.54	2601.54
Emisiones CO₂ por electricidad (tnCO₂)	266.54	291.15	263.87	272.96	262.44
Emisiones CO₂ por Gas Natural (tnCO₂)	10.35	31.55	73.05	130.77	175.89
Emisiones CO₂ energía (tnCO₂)	276.89	322.70	336.92	403.74	438.33

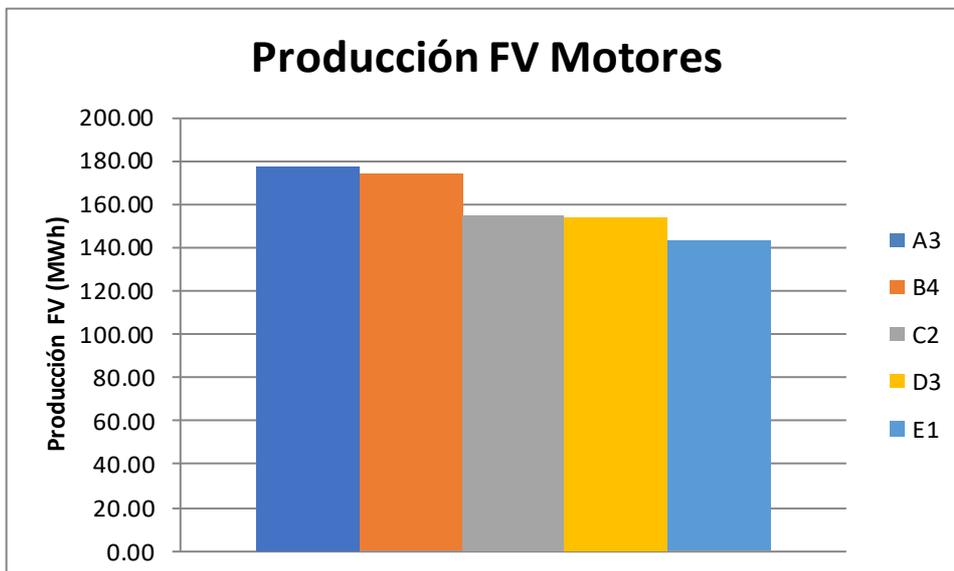
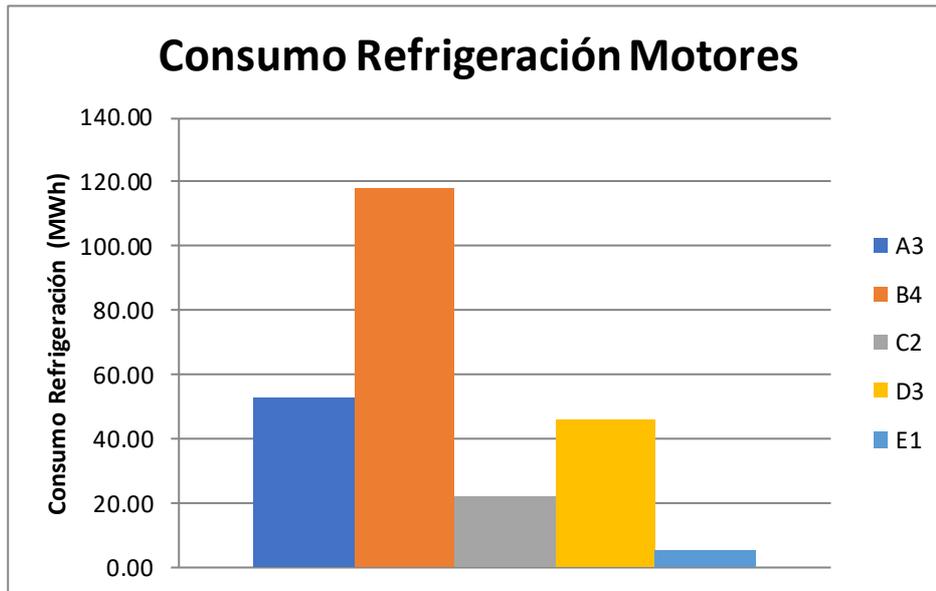
En el caso "Fotovoltaica" el Coste del Ciclo de Vida sigue la siguiente disposición entre zonas climáticas: E1>D3>B4>C2>A3.

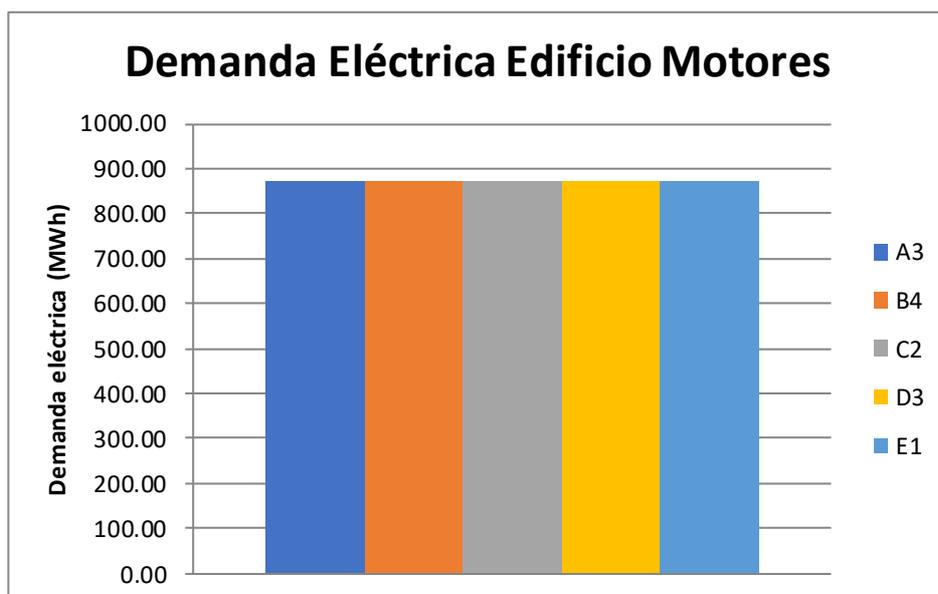


Caso	FOTOVOLTAICA				
Zona	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión (€)	117100.00	117100.00	117100.00	117100.00	117100.00
Costes de reemplazo (€)	154900.00	160700.00	144000.00	149700.00	136183.00
Costes de operación (€)	158856.34	179033.17	174350.05	195373.36	201483.37
Costes de mantenimiento (€)	3513.00	3513.00	3513.00	3513.00	3513.00
LCC (€/m²)	521.08	581.61	565.25	628.27	644.29
LCC (€)	3454510.82	3855785.53	3747294.25	4165060.39	4271302.32

- **Análisis de resultados y LCC “Motores de micro-cogeneración”**

Esta estrategia de operación varía bastante con respecto a las dos anteriores, las cuales eran muy parecidas entre sí. En el caso “Motores de micro-cogeneración” se añade una nueva parte, motores de micro-cogeneración para la producción de energía eléctrica y térmica a partir de Gas Natural. Además, se modifica la parte de calefacción al incluir el circuito de recuperación de energía térmica desechada de los motores, que incluye un intercambiador de calor y una nueva bomba. Las únicas partes que se mantienen intactas son: refrigeración (igual que en “Base” y “Fotovoltaica”) y fotovoltaica (igual que en “Fotovoltaica”), las demás partes sufren algún cambio. Además, el consumo eléctrico del edificio seguirá siendo el mismo al tratarse del mismo edificio de estudio, 99.44kWh.





En este caso se analizan dos resultados nuevos como son la potencia de los motores y la cantidad de Gas Natural necesaria para el funcionamiento de los mismos (Vgnmotores).

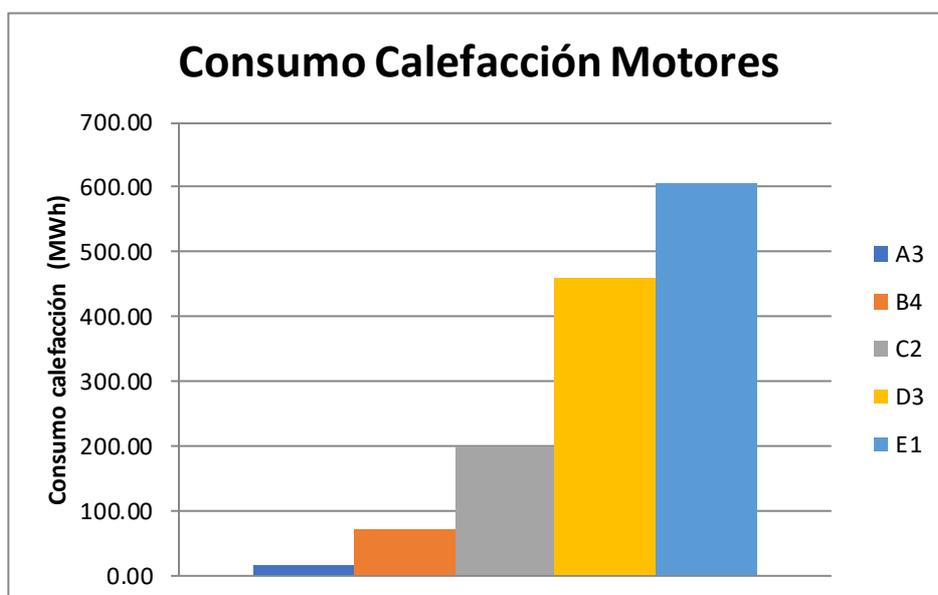
El objetivo de los motores es producir energía eléctrica para así consumir menos electricidad de la red. Por tanto, la demanda eléctrica de la red es:

$$\text{Balance energía} = (\text{Cons. edificio} + \text{Cons. bombas} + \text{Cons. enfriadora}) - \text{Prod. FV}$$

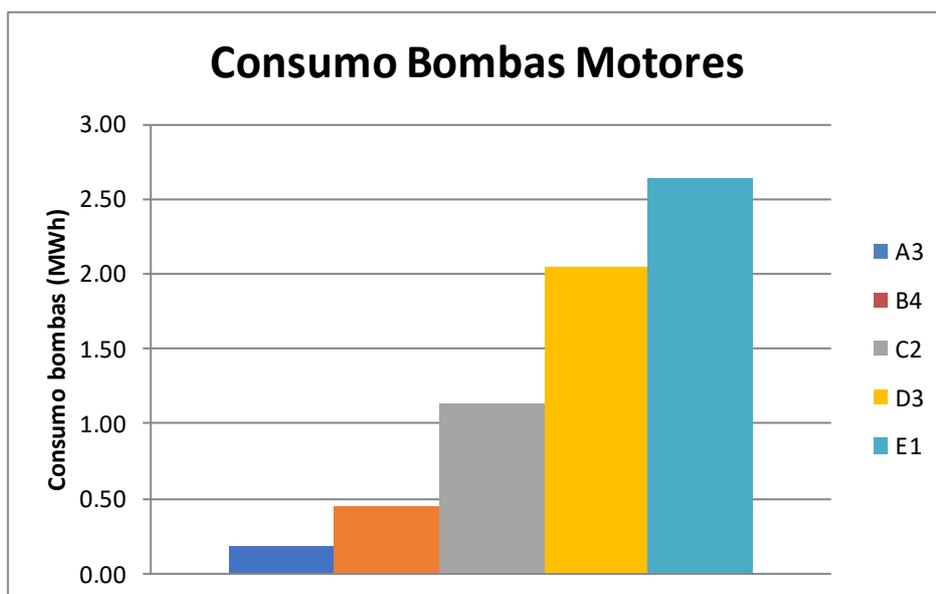
$$\text{Dem. eléctrica red} = \text{Balance energía} - \text{Producción eléctrica motores}$$

Los motores tienen que producir el resto de electricidad que no pueda producir los paneles fotovoltaicos hasta cubrir la demanda de la instalación, siempre que sea posible. Cuando los motores no tengan la suficiente potencia o tenga que operar fuera del rango de funcionamiento, esa energía será demandada de la red eléctrica.

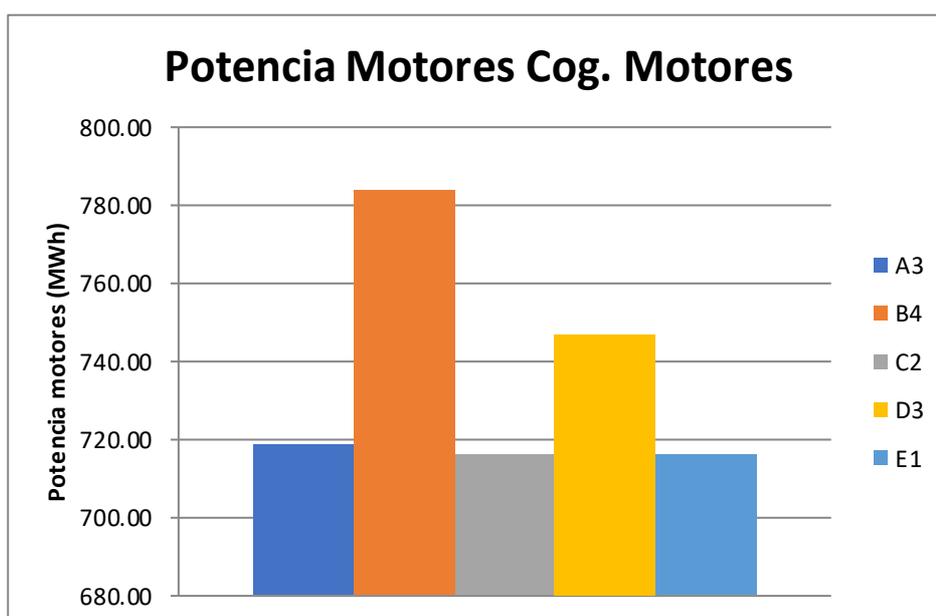
Esta estrategia de operación tiene menor consumo de la caldera de gracias a la energía térmica que se recupera de los motores. Esto permite que los consumos de la caldera se reduzcan entre un 15 % y un 55 %.



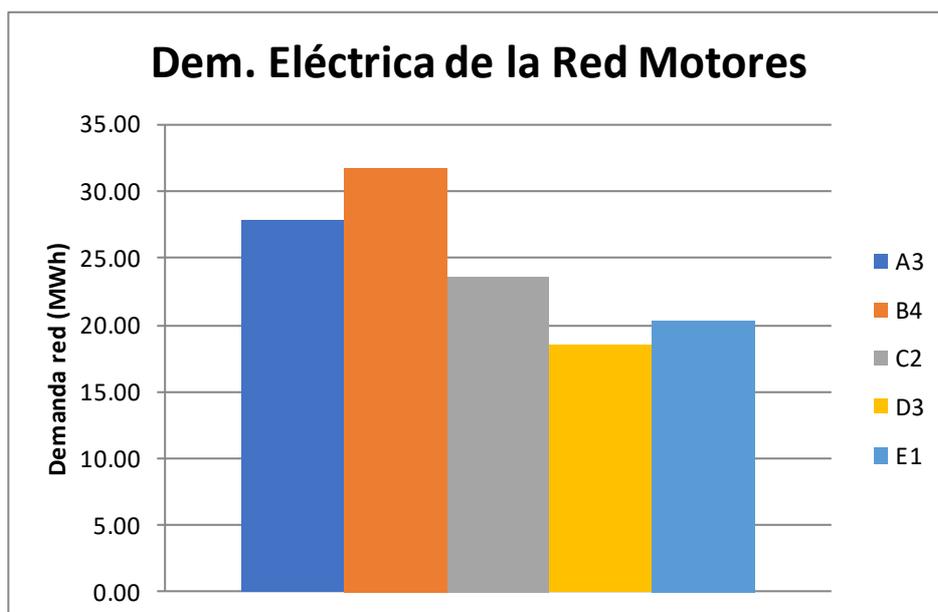
Otro parámetro relacionado con la parte de calefacción es el consumo de las bombas, éste ahora obtiene cifras mayores que en los casos anteriores debido, en especial, a que se trabaja con una unidad más. Ambas bombas se han diseñado con la misma potencia y trabajan aproximadamente el mismo número de horas, por tanto, observando los resultados se aprecia que el consumo de las bombas en este caso es el doble que en los casos anteriores.



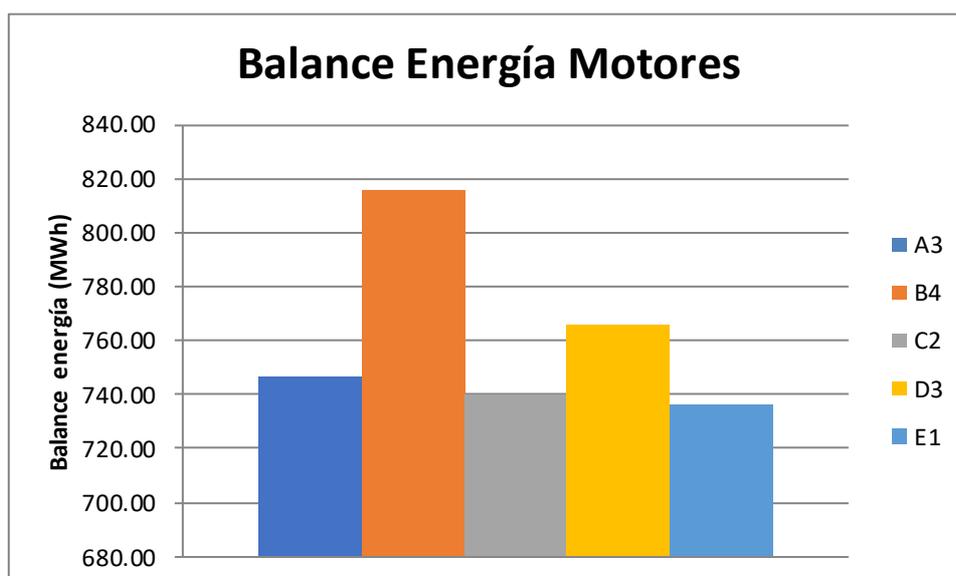
Los motores de micro-cogeneración están altamente relacionados con el balance de energía ya que este indica la potencia a la que deben trabajar dichos motores. Cuanto mayor sea el balance de energía mayores potencias de los motores hay y mayor cantidad de Gas Natural se necesitará para el funcionamiento de dichos motores. La potencia de los motores sigue el mismo orden que el balance de energía al depender directamente de él: B4>D3>A3>C2>E1.



La demanda eléctrica de la red en este caso es menor que en los dos casos anteriores ya que al balance de energía se le descuenta producción eléctrica de los motores de micro-cogeneración. Por tanto, habrá que demandar de la red eléctrica la diferencia entre el balance de energía y la potencia de los motores. De esta manera, el orden de demanda eléctrica de la red entre las distintas zonas climáticas va a depender tanto del balance de energía como de la potencia de los motores y sigue el siguiente orden: B4>A3>C2>E1>D3.



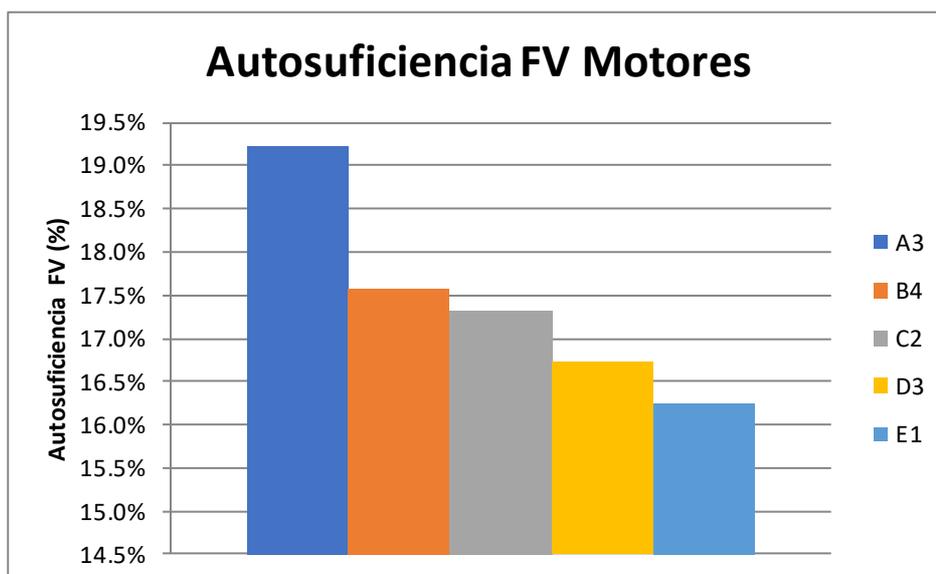
En este caso de estudio, la demanda eléctrica de la red no es igual al balance de energía, como sí ocurría en los otros dos casos. Ahora la demanda eléctrica de la red es la diferencia entre el balance de energía y la producción eléctrica de los motores de micro-cogeneración:



Se definió la autosuficiencia fotovoltaica como:

$$\text{Autosuficiencia FV (\%)} = \frac{\text{Producción FV}}{\text{Cons. Bombas} + \text{Cons. Edificio} + \text{Cons. Enfriadora}} * 100$$

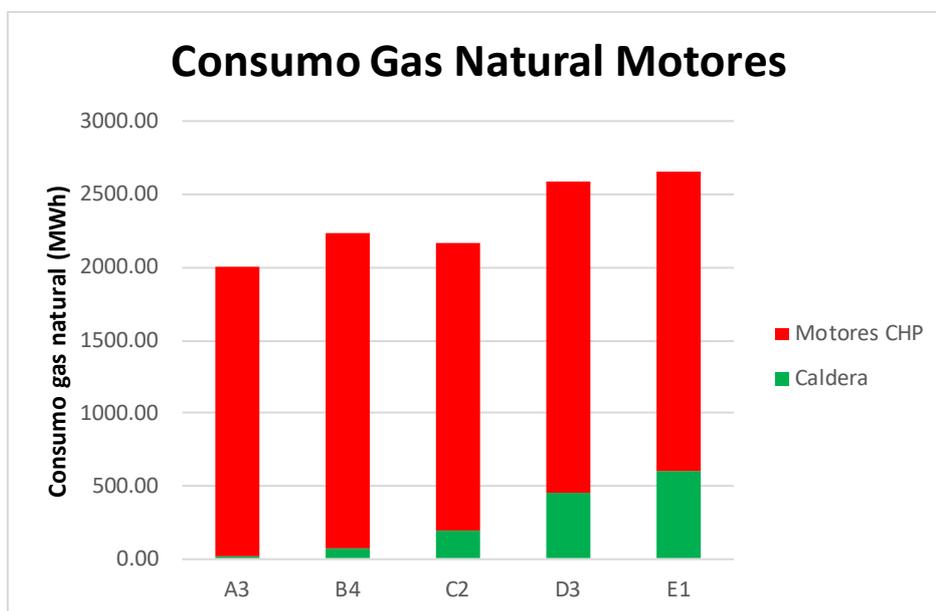
La única diferencia de la autosuficiencia fotovoltaica entre el caso “Motores de micro-cogeneración” y “Fotovoltaica” es que ahora el consumo eléctrico de las bombas es mayor y, por tanto, la autosuficiencia fotovoltaica será menor. Como se explica en otros apartados, debido a que el consumo de las bombas es mucho menor que los demás términos de la fórmula, la diferencia es mínima.



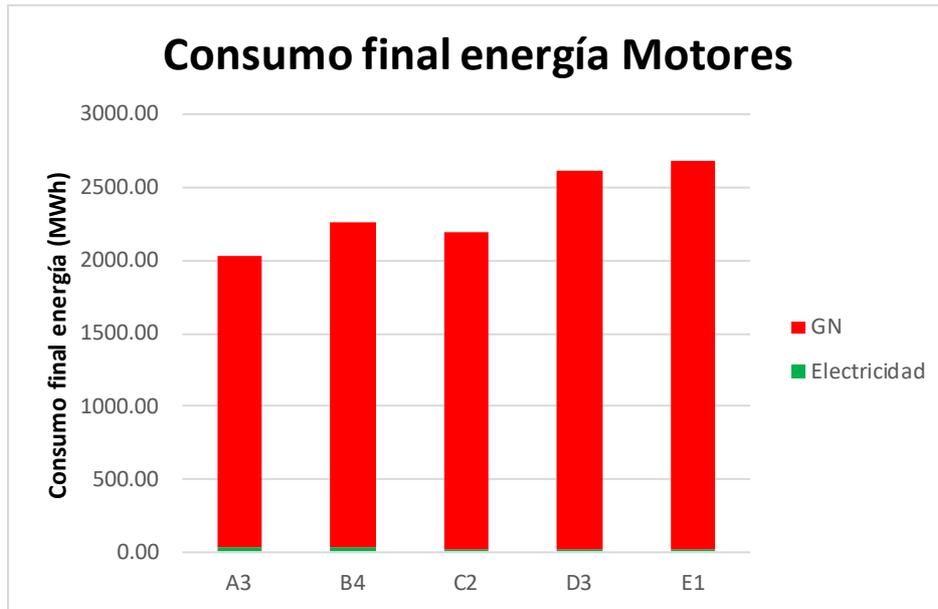
Por último, se analizan los cálculos de los consumos de energía primaria y final y las emisiones de CO₂.

El consumo final de electricidad es igual al consumo eléctrico de la red puesto que se trata de la demanda eléctrica de la instalación que no pueden dar paneles fotovoltaicos ni motores de Gas Natural.

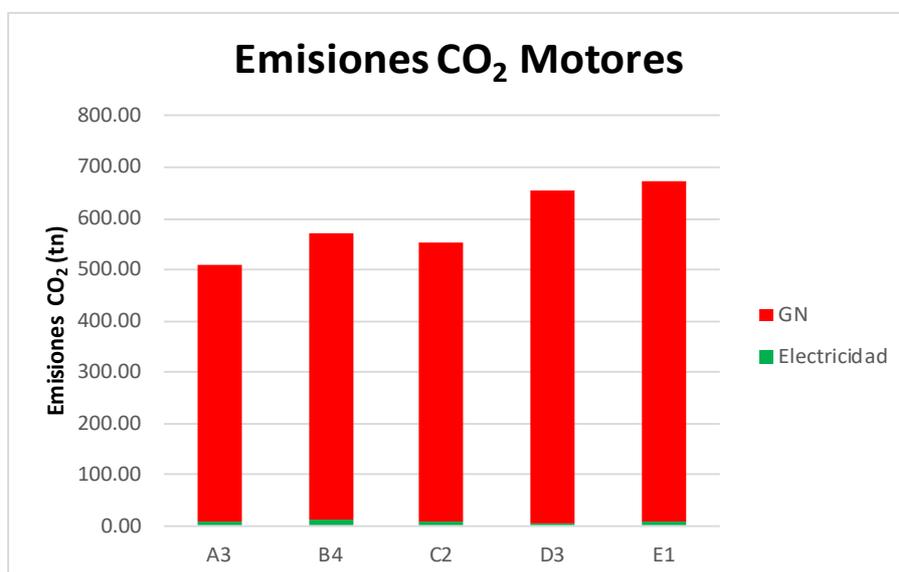
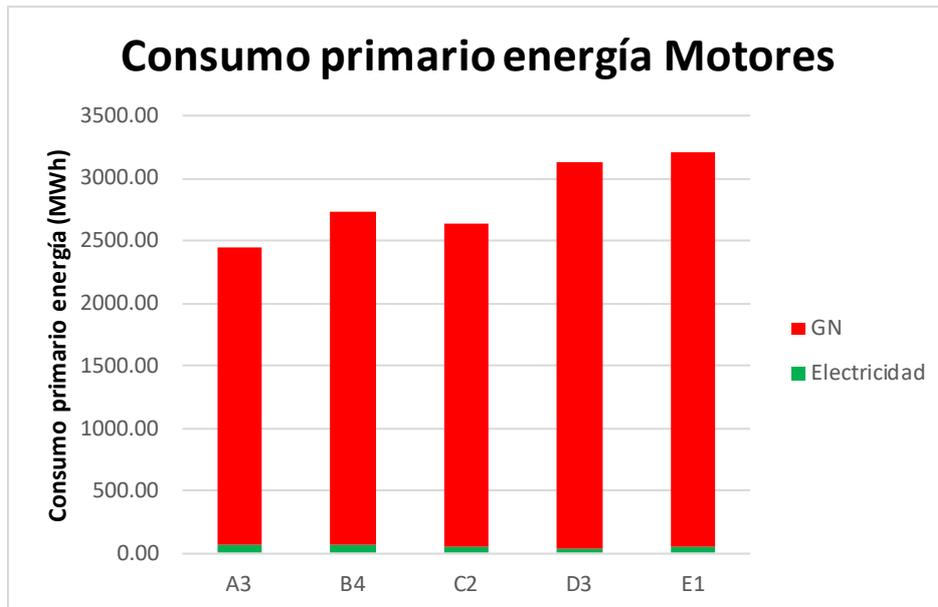
Por otra parte, el consumo final de Gas Natural es la suma de los consumos de Gas Natural de la caldera ($V_{gncaldera}$) y de los motores ($V_{gnmotores}$). En este caso el consumo final de Gas Natural es mucho mayor que en los dos anteriores ya que además de ser suma de dos términos, y aunque $V_{gncaldera}$ sea menor en este caso, el nuevo término que se incluye es mucho mayor. Debido a la gran repercusión del consumo de Gas Natural de la caldera, el consumo final de Gas Natural entre zonas climáticas se ordena: $E1 > D3 > B4 > C2 > A3$.



En cuanto al consumo final de energía, debido al bajo consumo final de electricidad en este caso, el consumo final de electricidad apenas tiene influencia en el resultado. Por tanto, el orden entre zonas climáticas es igual al que sigue el consumo final de Gas Natural, que es prácticamente el total del consumo final de energía.



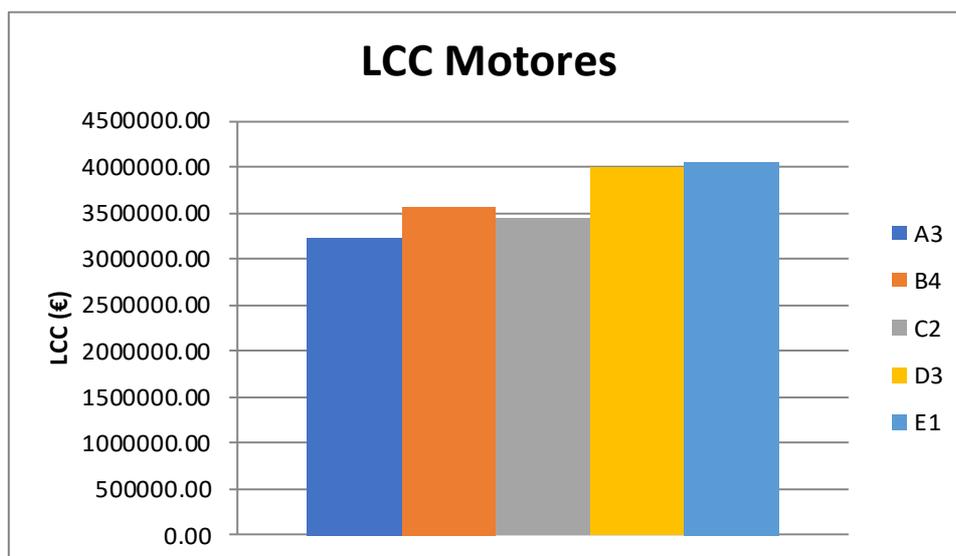
En cuanto al consumo primario de energía y emisiones de CO₂, se muestran las siguientes gráficas:



En la tabla se recogen todos los resultados obtenidos en este caso de operación:

Caso	MOTORES DE MICRO-COGENERACIÓN				
Zona	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Total Bal. Energía (MWh)	746.68	815.78	739.71	765.62	736.43
Total Cons. Refrigeración (MWh)	53.08	118.07	22.24	46.14	5.28
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	871.21	871.21	871.21	871.21	871.21
Total Cons. Bombas (MWh)	0.18	0.44	1.14	2.05	2.64
Total Prod. FV (MWh)	177.78	173.95	154.88	153.78	142.70
Total Pot. Motores (MWh)	718.76	783.89	716.01	747.04	716.08
Total Dem. Red (MWh)	27.82	31.79	23.60	18.48	20.25
Total V_{gn} calef (MWh)	14.38	71.59	198.44	459.32	605.36
Total Cons. Calefacción (MWh)	14.38	71.59	198.44	459.32	605.36
Total V_{gn} motores (MWh)	1984.87	2166.43	1972.86	2136.75	2056.51
Autosuficiencia FV (%)	19.23%	17.58%	17.31%	16.73%	16.23%
Consumo final electricidad (MWh)	27.93	31.89	23.70	18.58	20.35
Consumo final Gas Natural (MWh)	1999.25	2238.02	2171.30	2596.07	2661.87
Consumo final energía (MWh)	2027.18	2269.91	2195.00	2614.66	2682.22
Consumo primario electricidad (MWh)	67.03	76.53	56.88	44.60	48.84
Consumo primario Gas Natural (MWh)	2379.11	2663.25	2583.84	3089.33	3167.63
Consumo primario energía (MWh)	2446.13	2739.78	2640.72	3133.93	3216.46
Emisiones CO₂ por electricidad (tnCO₂)	9.97	11.38	8.46	6.63	7.26
Emisiones CO₂ por Gas Natural (tnCO₂)	499.81	559.51	542.82	649.02	665.47
Emisiones CO₂ energía (tnCO₂)	509.78	570.89	551.29	655.65	672.73

El Coste del Ciclo de Vida para el caso “Motores de micro-cogeneración” sigue el mismo orden entre zonas climáticas que en las dos alternativas anteriores: E1>D3>B4>C2>A3.



Caso	MOTORES DE MICRO-COGENERACIÓN				
Zona	A3	B4	C2	D3	E1
Volumen tanque acumulación (m³)	3.00	3.00	3.00	3.00	3.00
Costes de inversión (€)	187100.00	187100.00	187100.00	187100.00	187100.00
Costes de reemplazo (€)	154900.00	160700.00	144000.00	149700.00	136183.00
Costes de operación (€)	141785.85	158850.02	152601.57	180416.83	185260.17
Costes de mantenimiento (€)	5613.00	5613.00	5613.00	5613.00	5613.00
LCC (€/m²)	487.38	538.71	517.72	600.81	613.09
LCC (€)	3231082.52	3571347.77	3432175.34	3983066.72	4064481.40

- **Comparación de resultados y LCC**
 - **Comparación entre “Fotovoltaica” y “Base”**

Recuérdese que la única diferencia entre ambas estrategias de operación es la instalación de un campo solar fotovoltaico en el caso “Fotovoltaica” que reducirá el consumo de electricidad de la red.

En las tablas de resultados no aparecen los consumos final y primario ni las emisiones de CO₂ debidos al Gas Natural porque el consumo de Gas Natural no varía al no variar el circuito de calefacción entre ambos casos de estudio.

Los resultados de reducción de los parámetros del caso “Base” al “Fotovoltaica” se muestran en la siguiente tabla:

Caso	Fotovoltaica VS Base				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Consumo final electricidad	19.23%	17.58%	17.32%	16.74%	16.26%
Consumo final energía	18.40%	15.58%	13.03%	10.66%	9.01%
Consumo primario electricidad	19.23%	17.58%	17.32%	16.74%	16.26%
Consumo primario energía	18.81%	16.53%	14.89%	13.05%	11.62%
Emisiones CO ₂ electricidad	19.23%	17.58%	17.32%	16.74%	16.26%
Emisiones CO ₂ energía	18.64%	16.13%	14.08%	11.96%	10.40%

Todos los resultados que se reflejan en la gráfica son mayores para el caso “Base” debido a que en el caso “Fotovoltaica” se introduce un campo solar fotovoltaico que permite reducir el consumo de electricidad y, por tanto, de energía.

En la siguiente tabla se muestran los porcentajes de variación de “Fotovoltaica” respecto a “Base” en los diferentes costes y LCC. El signo negativo indica que los costes aumentan para “Fotovoltaica”.

Caso	Fotovoltaica VS Base				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Costes de inversión	-	-	-	-	-
Costes de reemplazo	-309.79%	-268.58%	-435.32%	-359.20%	-613.64%
Costes de operación	18.95%	16.87%	15.65%	14.12%	12.89%
Costes de mantenimiento	-	-	-	-	-
LCC	10.96%	9.60%	8.12%	7.27%	6.18%

Las celdas en las que se muestra (-) es porque los costes para “Base” son cero, es decir, no existen esos costes, y no se puede calcular el porcentaje que aumenta o disminuye dichos costes con respecto a “Base”.

Observando la tabla de costes, el Coste del Ciclo de Vida es menor para el caso “Fotovoltaica” debido a que los costes de operación son menores para este caso al haber menor consumo de energía, aunque los costes de reemplazo sean mayores para el caso “Fotovoltaica”. Se recuerda que los costes de operación tienen mayor repercusión en el cálculo del Coste del Ciclo de Vida que los costes de reemplazo.

- **Comparación entre “Motores de micro-cogeneración” y “Base”**

La diferencia entre ambas estrategias de operación es que el caso “Motores de micro-cogeneración” incluye motores de Gas Natural para reducir el consumo de electricidad de la red. Además, tiene influencia en el circuito de calefacción al haber recuperación de energía térmica residual para precalentar el agua de entrada a la caldera. Ambas estrategias también difieren en que “Motores de micro-cogeneración” incluye un campo solar fotovoltaico para también reducir el consumo de energía eléctrica de la red. Las mayores diferencias entre estrategias de operación en el TFG se encontraban entre estas dos.

Los porcentajes que se reducen, de “Base” a “Motores de micro-cogeneración”, los diferentes resultados se muestran en la siguiente tabla, donde aparezca un signo negativo significa que ese parámetro aumenta del caso “Base” al de “Motores de micro-cogeneración”:

Caso	Motores de micro-cogeneración VS Base				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Demanda eléctrica red	96.98%	96.78%	97.35%	97.98%	97.68%
Consumo refrigeración	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Consumo calefacción	57.15%	41.95%	31.68%	12.14%	13.87%
Consumo bombas	-76.72%	-96.43%	-100.88%	-98.71%	-98.85%
Vgncalefacción	57.15%	41.95%	31.68%	12.14%	13.87%
Demanda eléctrica edificio	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

Observando la tabla anterior, la demanda eléctrica de la red se reduce casi un 100 % debido a que se introducen paneles fotovoltaicos y motores de micro-cogeneración. El consumo de refrigeración no varía entre estrategias. El consumo de calefacción y, por consiguiente, el consumo de Gas Natural de la caldera, también es menor en “Motores de micro-cogeneración” porque se recupera energía térmica de los motores y de esta forma se precalienta el agua de entrada a la caldera. Por el contrario, el consumo de bombas aumenta del caso “Base” al de “Motores de micro-cogeneración” en torno al doble debido a que se introduce una bomba más en el circuito de recuperación de energía y esta bomba es del mismo tamaño y funciona aproximadamente el mismo número de horas que la bomba existente en el circuito de calefacción.

A continuación, se muestra la tabla de los porcentajes que se reducen los cálculos realizados a partir de los resultados, es decir, los consumos final y primario de energía y las emisiones de CO₂. Al igual que en la tabla anterior, los valores negativos indican que aumenta el consumo de “Base” a “Motores de micro-cogeneración”:

Caso	Motores de micro-cogeneración VS Base				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Consumo final electricidad	96.98%	96.78%	97.35%	97.98%	97.68%
Consumo final Gas Natural	-4677.28%	-1659.72%	-638.76%	-395.11%	-277.53%
Consumo final energía	-110.16%	-103.46%	-84.95%	-81.32%	-69.55%
Consumo primario electricidad	96.98%	96.78%	97.35%	97.98%	97.68%
Consumo primario Gas Natural	-4677.28%	-1659.72%	-638.76%	-395.11%	-277.53%
Consumo primario energía	-8.02%	-8.56%	-5.93%	-10.88%	-9.27%
Emisiones CO₂ electricidad	96.98%	96.78%	97.35%	97.98%	97.68%
Emisiones CO₂ Gas Natural	-4677.28%	-1659.72%	-638.76%	-395.11%	-277.53%
Emisiones CO₂ energía	-49.98%	-48.40%	-40.54%	-42.94%	-37.48%

Relacionado con lo comentado en la primera tabla del apartado, se tiene un menor consumo de electricidad en “Motores de micro-cogeneración” debido a la introducción del campo solar fotovoltaico y los motores de Gas Natural y se tiene un mayor consumo de Gas Natural en “Motores de micro-cogeneración” debido a que los motores que se instalan funcionan a partir de Gas Natural.

En la siguiente tabla se muestran los porcentajes de variación de “Motores de micro-cogeneración” con respecto a “Base”. El signo negativo indica que los costes aumentan para el caso “Motores de micro-cogeneración”.

Caso	Motores de micro-cogeneración VS Base				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Costes de inversión	-	-	-	-	-
Costes de reemplazo	-309.79%	-268.58%	-435.32%	-359.20%	-613.64%
Costes de operación	27.55%	26.20%	26.14%	20.68%	19.88%
Costes de mantenimiento	-	-	-	-	-
LCC	-5.08%	-3.50%	-4.80%	-7.42%	-7.77%

Las celdas en las que se muestra (-) es porque los costes para “Base” son cero y no se puede calcular el porcentaje que aumenta o disminuye dichos costes con respecto a “Base”.

Observando la tabla se comenta la diferencia de costes entre ambas estrategias. El coste de inversión no se compara porque no existe para el caso “Base”. El coste de reemplazo es mayor en “Motores de micro-cogeneración” porque además de la enfriadora hay que reemplazar el campo solar fotovoltaico. El coste de operación es mayor en el caso “Base” debido a que el consumo de electricidad es mayor, aunque sea inferior el consumo de Gas Natural. El coste de mantenimiento no se puede comparar por la misma razón que el coste de inversión.

En conclusión, el Coste del Ciclo de Vida es mayor en el caso “Motores de micro-cogeneración” ya que aunque el coste de operación sea menor y tenga una mayor repercusión en el Coste del Ciclo de Vida, el coste de reemplazo aumenta mucho más de lo que se reduce el coste de operación.

- **Comparación entre “Motores de micro-cogeneración” y “Fotovoltaica”**

La única diferencia entre ambas estrategias de operación es que se instalan motores de micro-cogeneración en el caso “Motores de micro-cogeneración”. Esto tiene influencia en el consumo de electricidad de la red y al haber recuperación de energía térmica, en el circuito de calefacción.

Se muestra la tabla en la que se recogen los porcentajes de los tres resultados que se comparan:

Caso	Motores de micro-cogeneración VS Fotovoltaica				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Demanda eléctrica red	96.26%	96.09%	96.80%	97.57%	97.23%
Balance energía	-0.01%	-0.03%	-0.08%	-0.13%	-0.18%
Autosuficiencia fotovoltaica	0.01%	0.02%	0.06%	0.11%	0.15%

La demanda eléctrica se reduce para el caso “Motores de micro-cogeneración” casi en un 100 % debido a la generación de electricidad de los motores mientras que la autosuficiencia fotovoltaica es prácticamente la misma entre casos ya que lo único que varía en el cálculo de este parámetro entre los dos casos es el consumo eléctrico de las bombas y este consumo es prácticamente despreciable al ser de un orden de magnitud inferior.

La siguiente tabla muestra la comparación de los cálculos. El signo negativo representa que aumenta el consumo o las emisiones del caso “Fotovoltaica” al caso “Motores de micro-cogeneración”:

Caso	Motores de micro-cogeneración VS Fotovoltaica				
	A3	B4	C2	D3	E1
Zona climática					
Consumo final electricidad	96.26%	96.09%	96.80%	97.57%	97.23%
Consumo final Gas Natural	-4677.28%	-1659.72%	-638.76%	-395.11%	-277.53%
Consumo final energía	-157.54%	-140.99%	-112.66%	-102.95%	-86.34%
Consumo primario electricidad	96.26%	96.09%	96.80%	97.57%	97.23%
Consumo primario Gas Natural	-4677.28%	-1659.72%	-638.76%	-395.11%	-277.53%
Consumo primario energía	-33.05%	-30.05%	-24.47%	-27.52%	-23.64%
Emisiones CO₂ electricidad	96.26%	96.09%	96.80%	97.57%	97.23%
Emisiones CO₂ Gas Natural	-4677.28%	-1659.72%	-638.76%	-395.11%	-277.53%
Emisiones CO₂ energía	-84.35%	-76.94%	-63.57%	-62.36%	-53.44%

En la tabla anterior se refleja lo que se ha ido comentando en el apartado, introducir motores de micro-cogeneración disminuye el consumo de electricidad de la red pero aumenta el consumo de Gas Natural debido a que los motores trabajan con Gas Natural. El aumento del consumo de Gas Natural es mucho mayor que la reducción del consumo de electricidad por lo que el consumo total de energía aumenta para el caso “Motores de micro-cogeneración”.

En la siguiente tabla se muestran los porcentajes de variación de “Motores de micro-cogeneración” con respecto a “Fotovoltaica”. El signo negativo indica que los costes aumentan para el caso “Motores de micro-cogeneración”.

Caso	Motores de micro-cogeneración VS Fotovoltaica				
Zona climática	A3	B4	C2	D3	E1
Costes de inversión	-512.38%	-512.38%	-512.38%	-512.38%	-512.38%
Costes de reemplazo	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
Costes de operación	10.61%	11.22%	12.44%	7.64%	8.03%
Costes de mantenimiento	-512.38%	-512.38%	-512.38%	-512.38%	-512.38%
LCC	-18.01%	-14.49%	-14.06%	-15.84%	-14.87%

Las celdas en las que se muestra (-) es porque los costes para “Fotovoltaica” son cero y no se puede calcular el porcentaje que aumenta o disminuye dichos costes con respecto a “Fotovoltaica”.

Por último, se comparan los costes entre ambos casos. Por un lado, aumenta el coste de inversión para el caso “Motores de micro-cogeneración” al tenerse que invertir en los motores y también aumenta el coste de mantenimiento al estar relacionado con el coste de inversión. Por otro lado, el coste de reemplazo no cambia ya que se reemplaza lo mismo en ambas estrategias y el coste de operación es mayor en el caso “Fotovoltaica” ya que, aunque el consumo de Gas Natural sea mucho menor, el consumo de electricidad es mayor y ésta tiene un precio más elevado que el Gas Natural.

En conclusión, el Coste del Ciclo de Vida es mayor en el caso “Motores de micro-cogeneración” debido a que los costes de inversión y mantenimiento son mucho mayores para este caso.

- **Horario de funcionamiento 12 horas**
 - **Demandas energéticas anuales**

Las siguientes tablas muestran las demandas anuales de electricidad, calefacción y refrigeración para las zonas climáticas C2 y D3 en cada horario de funcionamiento:

Zona climática	C2		
Demandas	Refrigeración (KWh/m²)	Calefacción (KWh/m²)	Eléctrica (KWh/m²)
Funcionamiento de 12 horas	41.38	31.97	75.74
Funcionamiento de 24 horas	52.18	57.62	131.40

Zona climática	D3		
Demandas	Refrigeración (KWh/m²)	Calefacción (KWh/m²)	Eléctrica (KWh/m²)
Funcionamiento de 12 horas	51.36	51.46	75.74
Funcionamiento de 24 horas	68.68	87.93	131.40

- **Comparación entre horarios de funcionamiento para “Pilas de combustible”**

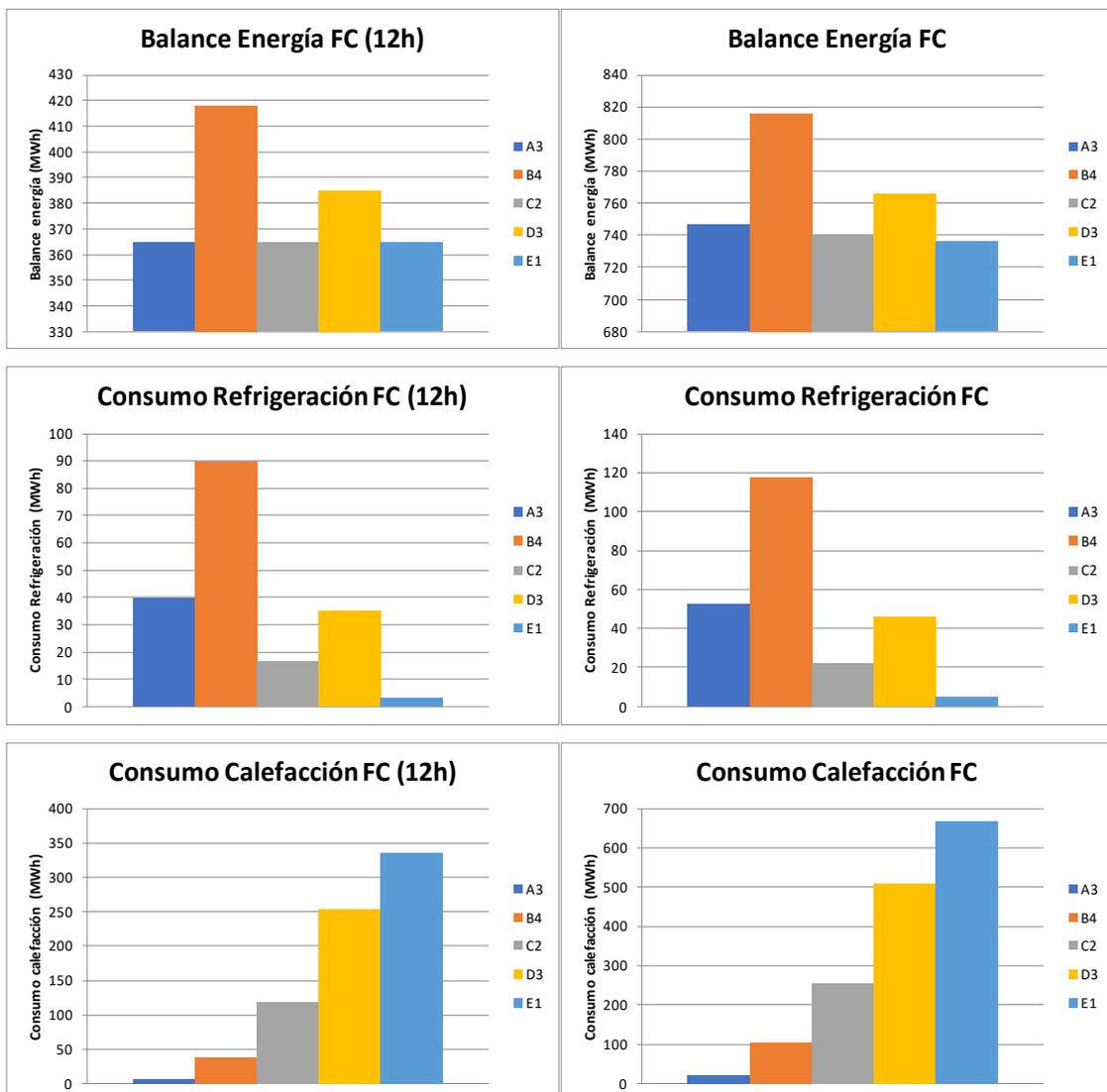
La siguiente tabla muestra la comparación de los resultados obtenidos en las zonas climáticas C2 y D3 para el caso “Pilas de combustible” cuando el edificio opera 12 horas y 24 horas:

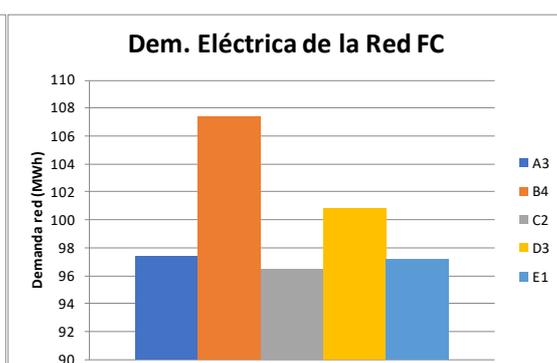
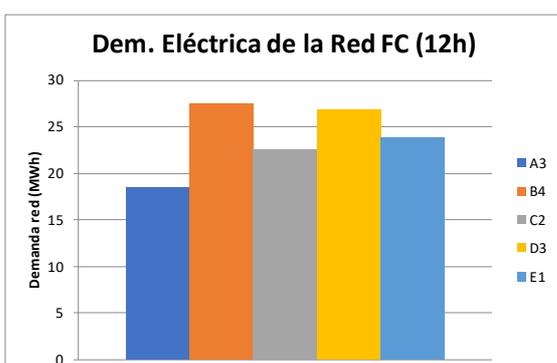
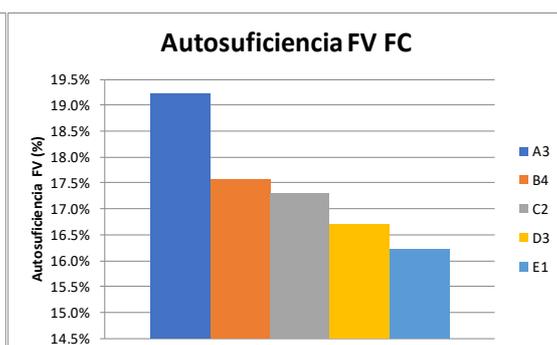
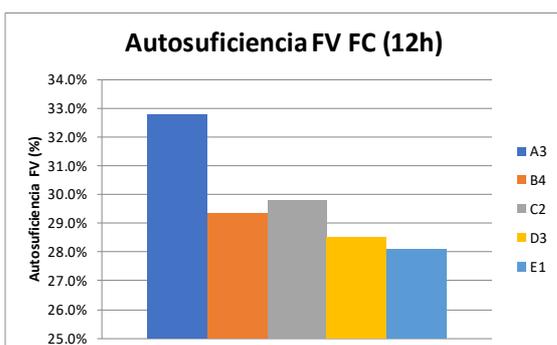
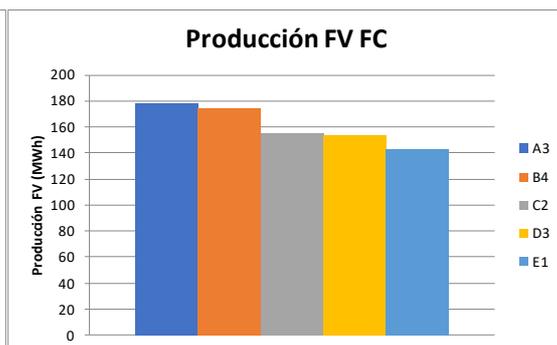
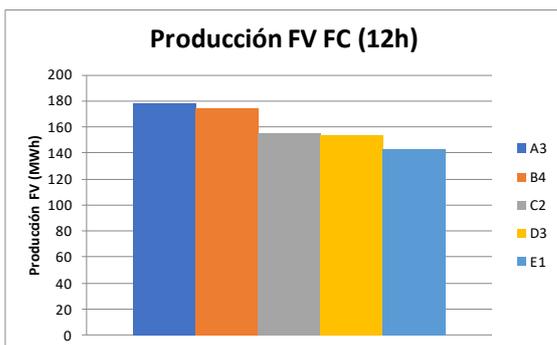
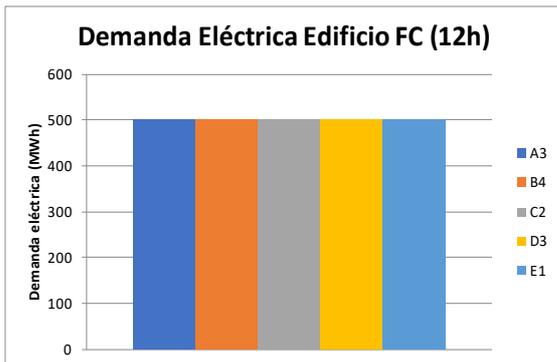
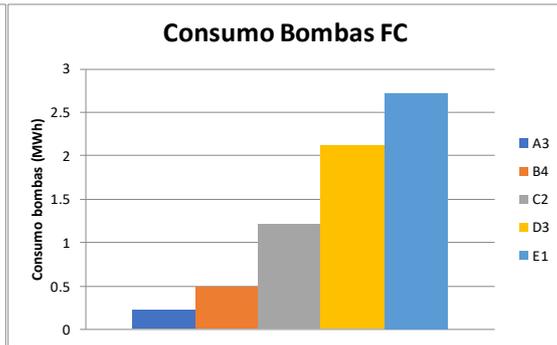
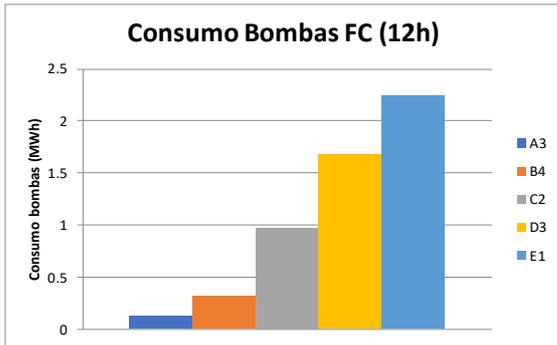
Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE			
	C2	C2	D3	D3
Zona climática				
Horas de funcionamiento	12.00	24.00	12.00	24.00
Total Bal. Energía (MWh)	364.72	739.78	384.90	765.70
Total Cons. Refrigeración (MWh)	16.47	22.24	34.85	46.14
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	502.16	871.21	502.16	871.21
Total Cons. Bombas (MWh)	0.97	1.21	1.68	2.12
Total Prod. FV (MWh)	154.88	154.88	153.78	153.78
Total Pot. FC1 (MWh)	337.18	637.23	346.32	649.60
Total Pot. FC2 (MWh)	4.98	6.00	11.75	15.31
Total Pot. FC (MWh)	342.16	643.23	358.07	664.90
Total Dem. Red (MWh)	22.56	96.55	26.83	100.80
Total V_{gn} calef (MWh)	117.05	253.59	252.28	508.69
Total Cons. Calefacción (MWh)	117.05	253.59	252.28	508.69
Total V_{H2} (m³)	219188.37	425979.62	230181.40	440800.94
Autosuficiencia FV (%)	29.81%	17.31%	28.55%	16.72%
Total Exced. Electricidad (MWh)	16.86	0.00	15.86	0.00
Consumo final electricidad (MWh)	22.56	96.55	26.83	100.80
Consumo final Gas Natural (MWh)	117.05	253.59	252.28	508.69
Consumo final Hidrógeno (MWh)	656.83	1276.52	689.78	1320.93
Consumo primario electricidad (MWh)	54.16	231.72	64.40	241.91
Consumo primario Gas Natural (MWh)	1108.68	2185.72	1318.22	2554.83
Consumo primario energía (MWh)	1162.83	2417.44	1382.62	2796.75
Emisiones CO₂ por electricidad (tnCO₂)	8.06	34.47	9.58	35.98
Emisiones CO₂ por Gas Natural (tnCO₂)	29.26	63.40	63.07	127.17
Emisiones CO₂ por Hidrógeno (tnCO₂)	181.18	352.11	190.27	364.36

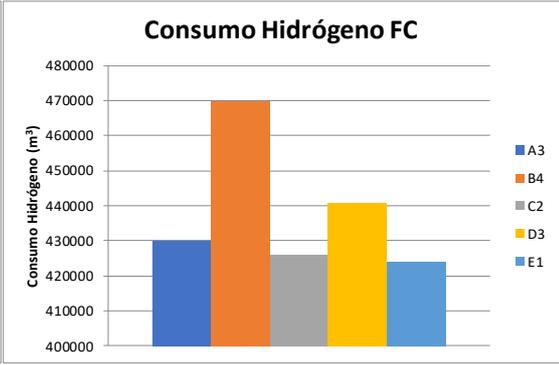
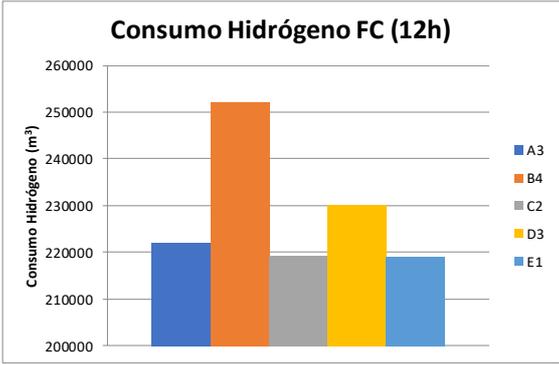
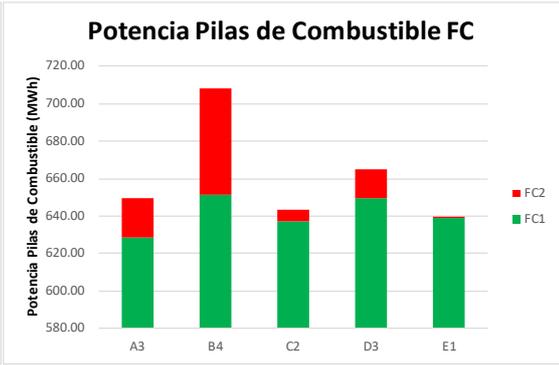
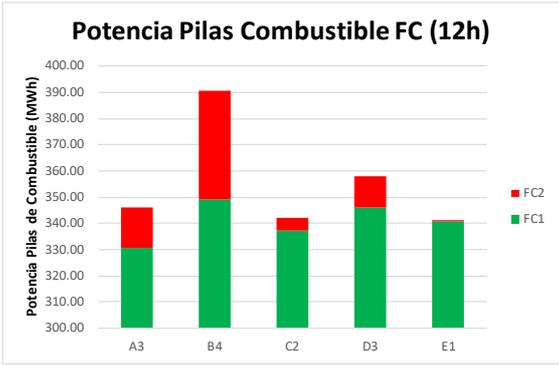
La siguiente tabla muestra la comparación de costes y LCC en las zonas climáticas C2 y D3 para el caso “Pilas de combustible” cuando el edificio opera 12 horas y 24 horas:

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE			
	C2	C2	D3	D3
Horas de funcionamiento	12.00	24.00	12.00	24.00
Zona climática	12.00	24.00	12.00	24.00
Costes de inversión (€)	199300.00	199300.00	199300.00	199300.00
Costes de reemplazo (€)	320200.00	320200.00	325900.00	325900.00
Costes de operación (€)	2968430.62	5781757.90	3126759.31	5999858.19
Costes de mantenimiento (€)	5979.00	5979.00	5979.00	5979.00
LCC (€/m ²)	8872.41	17190.20	9341.38	17835.89
LCC (€)	58819241.26	113961697.73	61928253.55	118242259.69

En las siguientes gráficas se comparan los resultados obtenidos de las simulaciones entre los horarios de funcionamiento 12 horas y 24 horas para el caso de estudio “Pilas de combustible” en cada zona climática:







- **Comparación entre “Motores de micro-cogeneración” y “Pilas de combustible” para 12 horas**

Las siguientes tablas muestran los resultados obtenidos en las zonas climáticas C2 y D3 para los casos de operación “Motores de micro-cogeneración” y “Pilas de combustible” con un horario de operación del edificio de 12 horas:

Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE	
	12.00	
Horas de funcionamiento	12.00	
Zona climática	C2	D3
Total Bal. Energía (MWh)	364.72	384.90
Total Cons. Refrigeración (MWh)	16.47	34.85
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	502.16	502.16
Total Cons. Bombas (MWh)	0.97	1.68
Total Prod. FV (MWh)	154.88	153.78
Total Pot. FC1 (MWh)	337.18	346.32
Total Pot. FC2 (MWh)	4.98	11.75
Total Pot. FC (MWh)	342.16	358.07
Total Dem. Red (MWh)	22.56	26.83
Total V _{gn} calef (MWh)	117.05	252.28
Total Cons. Calefacción (MWh)	117.05	252.28
Total V _{H₂} (m ³)	219188.37	230181.40
Autosuficiencia FV (%)	29.81%	28.55%
Total Exced. Electricidad (MWh)	16.86	15.86
Consumo final electricidad (MWh)	22.56	26.83
Consumo final Gas Natural (MWh)	117.05	252.28
Consumo final Hidrógeno (MWh)	656.83	689.78
Consumo primario electricidad (MWh)	54.16	64.40
Consumo primario Gas Natural (MWh)	1108.68	1318.22
Consumo primario energía (MWh)	1162.83	1382.62
Emisiones CO ₂ por electricidad (tnCO ₂)	8.06	9.58
Emisiones CO ₂ por Gas Natural (tnCO ₂)	29.26	63.07
Emisiones CO ₂ por Hidrógeno (tnCO ₂)	181.18	190.27

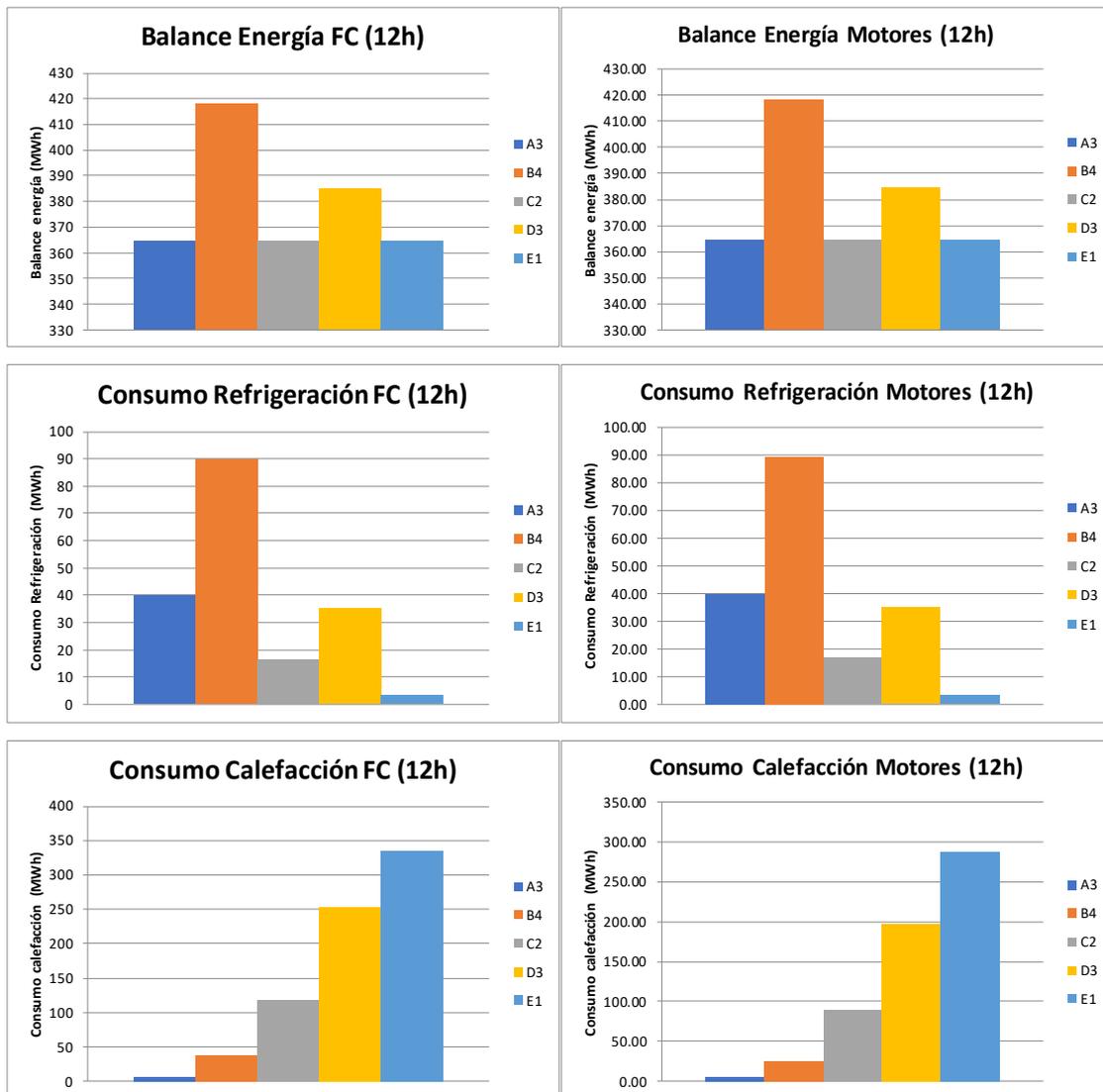
Caso	MOTORES DE MICRO-COGENERACIÓN	
Horas de funcionamiento	12.00	
Zona climática	C2	D3
Total Bal. Energía (MWh)	364.64	384.76
Total Cons. Refrigeración (MWh)	16.47	34.85
Total Cons. Elect. Edificio (MWh)	502.16	502.16
Total Cons. Bombas (MWh)	0.89	1.53
Total Prod. FV (MWh)	154.88	153.78
Total Pot. Motores (MWh)	284.31	306.66
Total Dem. Red (MWh)	97.19	93.97
Total V_gn_calef (MWh)	89.84	197.37
Total Cons. Calefacción (MWh)	89.84	197.37
Total V_gn_motores (MWh)	798.38	874.45
Autosuficiencia FV (%)	29.81%	28.55%
Total Exced. Electricidad (MWh)	16.87	15.87
Consumo final electricidad (MWh)	80.33	78.10
Consumo final Gas Natural (MWh)	888.22	1071.82
Consumo final energía (MWh)	968.55	1149.92
Consumo primario electricidad (MWh)	192.79	187.44
Consumo primario Gas Natural (MWh)	1056.98	1275.47
Consumo primario energía (MWh)	1249.77	1462.91
Emisiones CO ₂ por electricidad (tnCO ₂)	28.68	27.88
Emisiones CO ₂ por Gas Natural (tnCO ₂)	222.05	267.95
Emisiones CO ₂ energía (tnCO ₂)	250.73	295.84

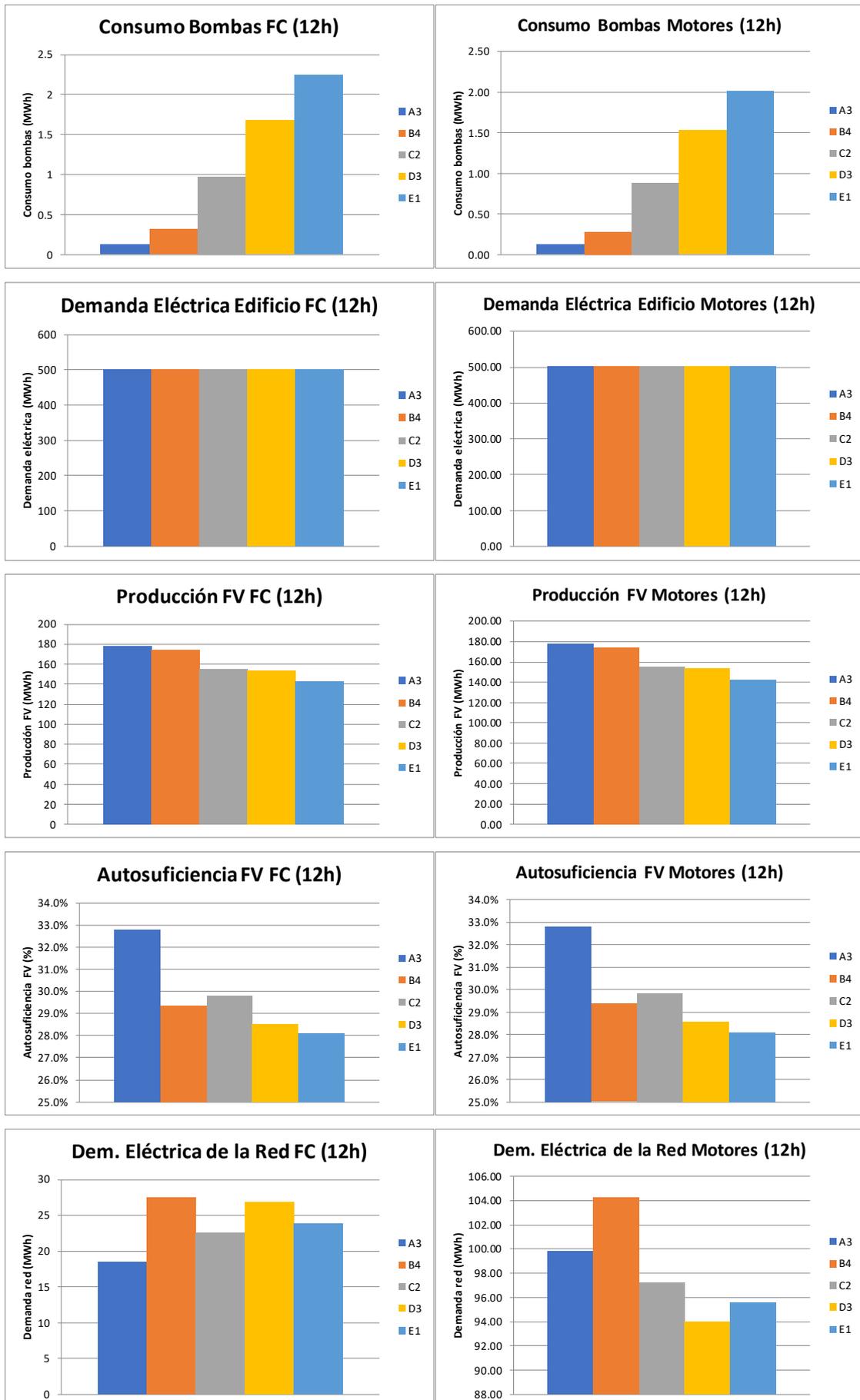
Las siguientes tablas muestran los costes y el LCC obtenidos en C2 y D3 para los casos de operación “Motores de micro-cogeneración” y “Pilas de combustible” con horario de operación del edificio de 12 horas:

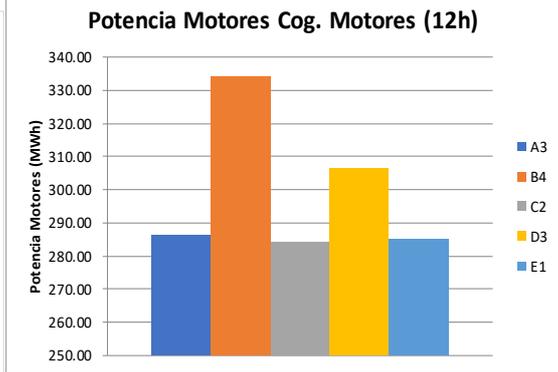
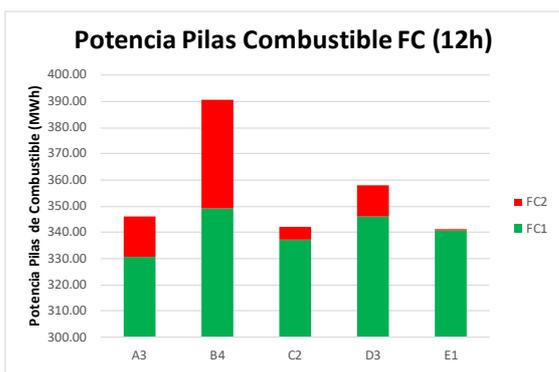
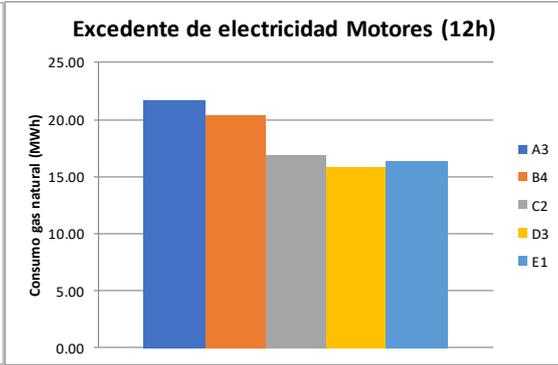
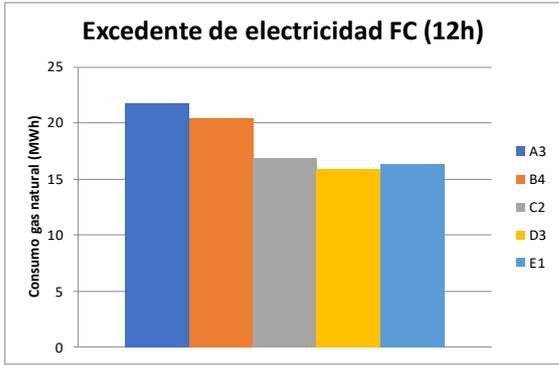
Caso	PILAS DE COMBUSTIBLE	
Horas de funcionamiento	12.00	
Zona climática	C2	D3
Costes de inversión (€)	199300.00	199300.00
Costes de reemplazo (€)	320200.00	325900.00
Costes de operación (€)	2968430.62	3126759.31
Costes de mantenimiento (€)	5979.00	5979.00
LCC (€/m ²)	8872.41	9341.38
LCC (€)	58819241.26	61928253.55

Caso	MOTORES DE MICRO-COGENERACIÓN	
Horas de funcionamiento	12.00	
Zona climática	C2	D3
Costes de inversión (€)	187100.00	187100.00
Costes de reemplazo (€)	144000.00	149700.00
Costes de operación (€)	77187.38	89206.98
Costes de mantenimiento (€)	5613.00	5613.00
LCC (€/m ²)	294.75	331.15
LCC (€)	1954023.97	2195313.51

En las siguientes gráficas se comparan los resultados obtenidos de las simulaciones entre los casos de estudio “Motores de micro-cogeneración” y “Pilas de combustible” para el horario de funcionamiento de 12 horas en cada zona climática:



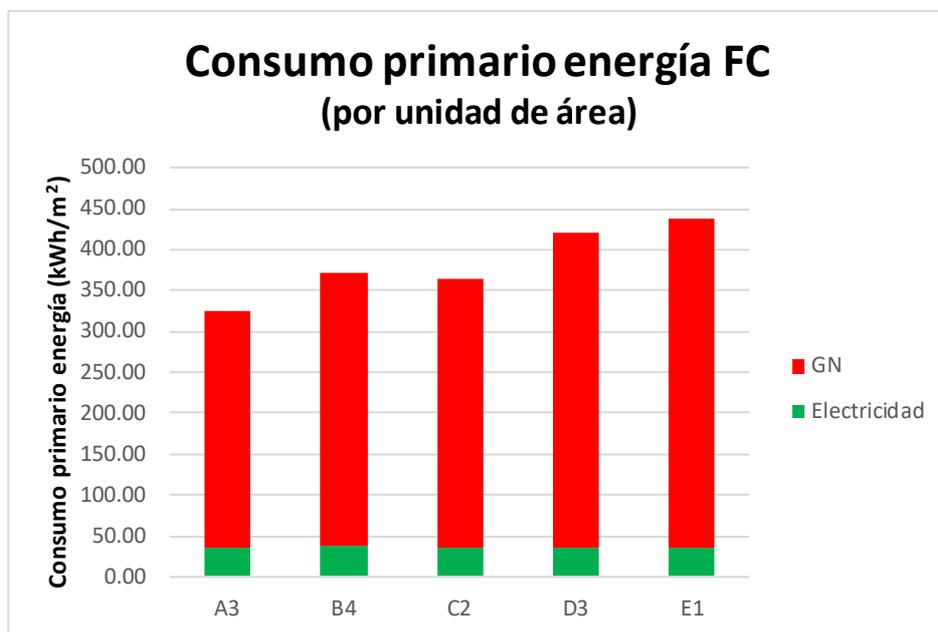
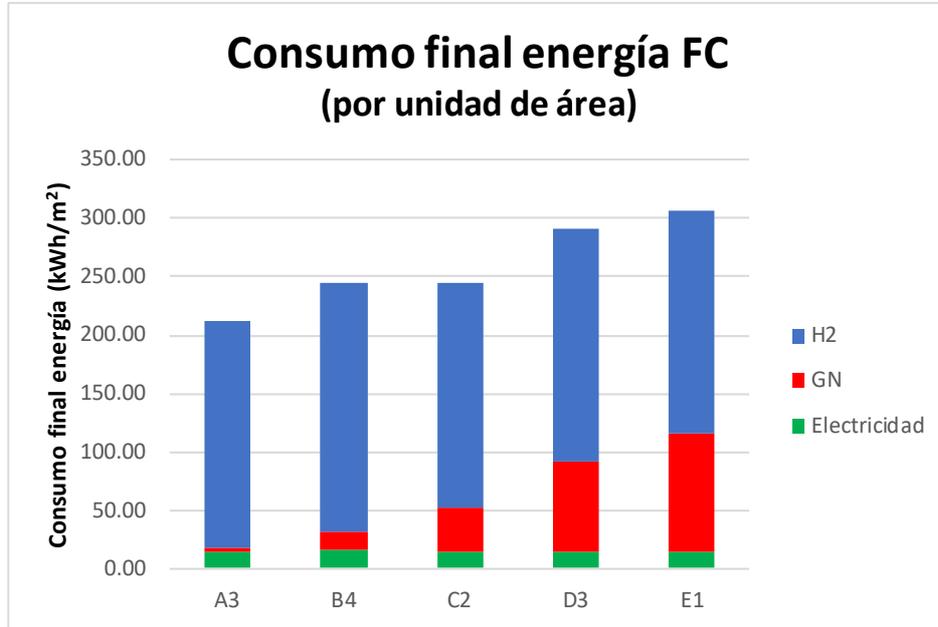




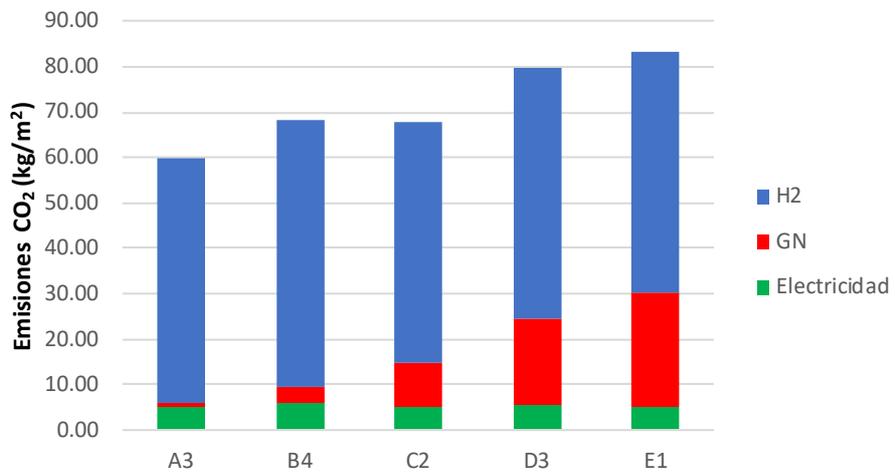
- **Consumos de energía, emisiones de CO₂ y LCC por unidad de área**

En este apartado se muestran las gráficas del consumo final de energía, consumo primario de energía, emisiones de CO₂ y Coste del Ciclo de Vida por unidad de superficie para “Pilas de combustible” en horarios de funcionamiento del edificio de 12 y 24 horas:

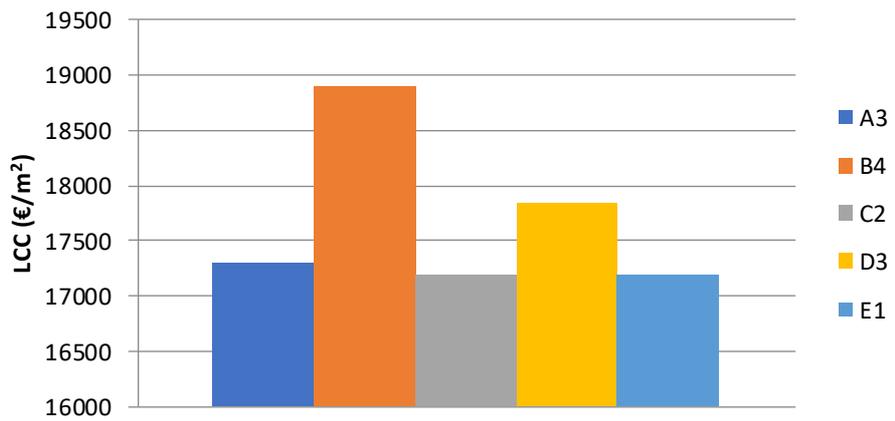
- **Horario de funcionamiento de 24 horas**



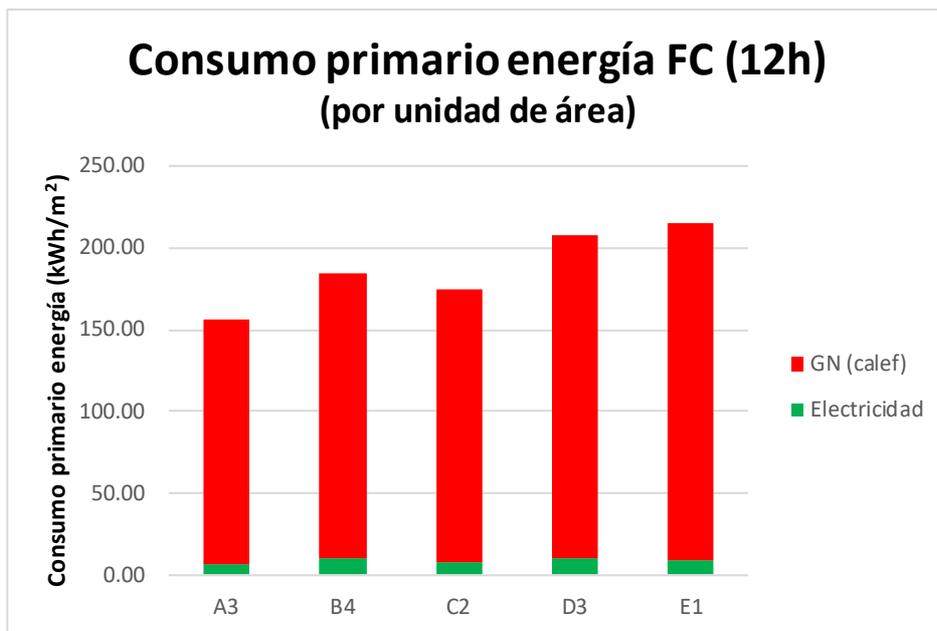
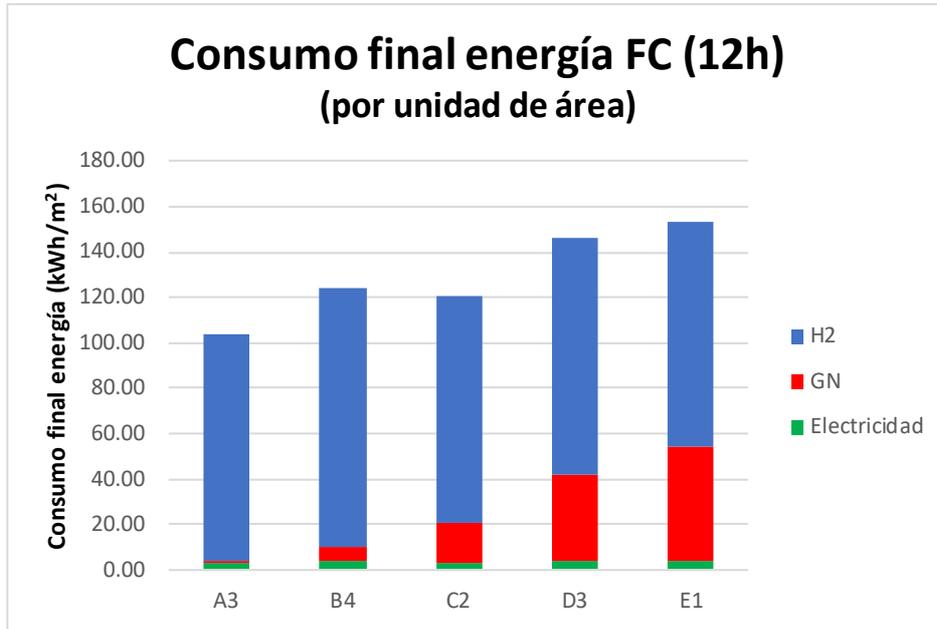
Emisiones CO₂ FC (por unidad de área)



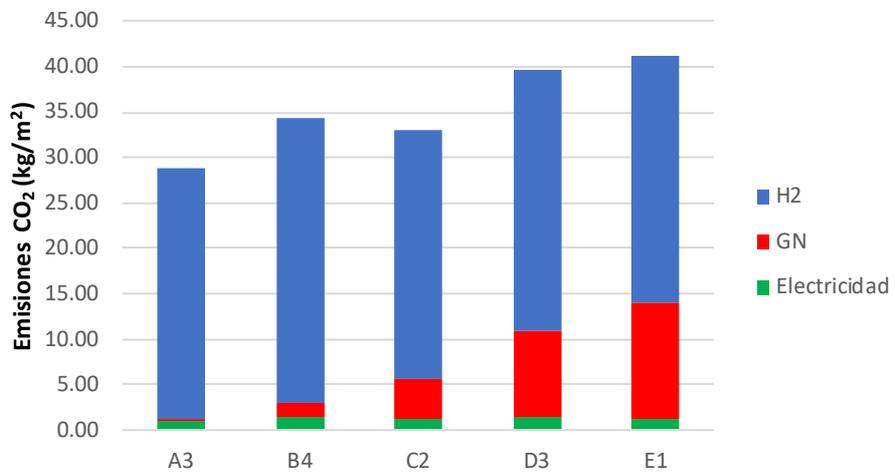
LCC FC (por unidad de área)



- Horario de funcionamiento de 12 horas



Emisiones CO₂ FC (12h) (por unidad de área)



LCC FC (12h) (por unidad de área)

