



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIERÍA
INDUSTRIAL VALENCIA

TRABAJO FIN DE MASTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE
ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO A PARTIR
DE PILAS DE COMBUSTIBLE EN L'ILLA
PERDUDA. SUMINISTRO A 4194 VIVIENDAS
CON UNA POTENCIA INSTALADA
APROXIMADA DE 4 MW**

AUTORA: IRENE MARTÍNEZ REVERTE

TUTOR: TOMÁS GÓMEZ NAVARRO

COTUTOR: CARLOS SÁNCHEZ DÍAZ

Curso Académico: 2020-21

RESUMEN

El presente trabajo desarrolla un estudio sobre distintas formas de abastecimiento energético a partir de pilas de combustible en el barrio de La illa Perduda, situado en Valencia. Una vez realizado dicho estudio, en el cual se compararán diversas alternativas, se escogerá la más adecuada en función de diversos criterios.

Para poder realizar el proyecto y poder comprobar las mejoras que supone cada alternativa estudiada, se deben conocer las características energéticas iniciales que mantienen los edificios actualmente. Dado que no se puede conocer con exactitud la forma de suministro que tiene cada vivienda, se establecerán dichas características a partir de las tipologías constructivas del proyecto Tábula del Instituto Valenciano de la Edificación (IVE), que las caracteriza según el periodo de construcción de cada edificio.

El barrio objeto de estudio pertenece al distrito de Algirós, en el este de la ciudad. Tiene una superficie total de 0,232 km² poblada por 9360 habitantes, por lo que su densidad de ocupación es elevada. La mayor parte de los edificios que componen L'Illa Perduda se construyeron en los años 60, aunque se ha seguido ampliando hasta esta última década. En un primer estudio se han identificado 4194 viviendas y la oportunidad de instalar pilas de combustible por hasta 4 MW de potencia.

Palabras clave: Pilas de combustible, Hidrógeno, Comunidades de Energía

RESUM

El present treball desenvolupa un estudi sobre diferents formes de proveïment energètic a partir de piles de combustible en el barri de L'illa Perduda, situat a València. Una vegada realitzat aquest estudi, en el qual es compararan diverses alternatives, es triarà la més adequada en funció de diversos criteris.

Per a poder realitzar el projecte i poder comprovar les millores que suposa cada alternativa estudiada, s'han de conèixer les característiques energètiques inicials que mantenen els edificis actualment. Atés que no es pot conèixer amb exactitud la forma de subministrament que té cada habitatge, s'establiran aquestes característiques a partir de les tipologies constructives del projecte Tabula de l'Institut Valencià de la Edificació (IVE), que les caracteritza segons el període de construcció de cada edifici.

El barri objecte d'estudi pertany al districte de Algirós, en l'est de la ciutat. Té una superfície total de 0,232 km² poblada per 9360 habitants, per la qual cosa la seua densitat d'ocupació és elevada. La major part dels edificis que componen L'illa Perduda es van construir en els anys 60, encara que s'ha continuat ampliant fins a aquesta última dècada. En un primer estudi s'han identificat 4194 habitatges i l'oportunitat d'instal·lar piles de combustible per fins a 4 MW de potència.

ABSTRACT

This work develops a study on different forms of energy supply from fuel cells in the L'illa Perduda neighborhood, located in Valencia. Once this study has been carried out, in which various alternatives will be compared, the most appropriate will be chosen based on various criteria. For the evaluation, each technology is dimensioned in such a way as to supply the selected homes. Once the appropriate technology has been selected, a complete installation design is carried out to complete the technical, economic, environmental, legal evaluation, etc.

To carry out the project and be able to verify the improvements that each studied alternative implies, the initial energy characteristics that the buildings currently maintain must be known. Given that it is not possible to know exactly the form of supply that each house has, these characteristics will be established based on the construction typologies of the Tábula project of the Valencian Building Institute (IVE), which characterizes them according to the period of construction of each building.

The neighborhood under study belongs to the Algirós district, in the east of the city. It has a total area of 0.232 km² populated by 9,360 inhabitants, so its occupancy density is high. Most of the buildings that make up L'illa Perduda were built in the 1960s, although it has continued to expand until this last decade. In a first study, 4194 homes and the opportunity to install fuel cells for up to 4 MW of power have been identified.

Keywords: Fuel cells, Hydrogen, Energy Communities

INDICE GENERAL

- A. MEMORIA
- B. PRESUPUESTO
- C. PLANOS
- D. ANEXOS

A. MEMORIA

INDICE MEMORIA

1.	INTRODUCCIÓN	1
2.	OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO	1
3.	PILAS DE COMBUSTIBLE	3
3.1.	EL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE.....	3
3.2.	VENTAJAS E INCOVENIENTES DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE.....	4
3.3.	TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE.....	5
3.3.1.	PILAS DE MEMBRANA DE INTERCAMBIO DE PROTONES (PEMFC)	7
3.3.2.	PILAS DE CARBONATO FUNDIDO (MCFC).....	8
3.3.3.	PILAS DE ÓXIDO SÓLIDO (SOFC)	10
3.3.4.	PILAS DE ÁCIDO FOSFÓRICO (PAFC).....	11
3.3.5.	COMPARACIÓN ENTRE LOS TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE - CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO	13
3.4.	PROCESO DE REFORMADO DE GAS NATURAL	14
4.	AUTOCONSUMO.....	15
4.1.	INTRODUCCIÓN DE LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA.....	15
4.2.	NORMATIVA ACTUAL	17
5.	DESCRIPCIÓN DEL BARRIO OBJETO DE ESTUDIO	18
6.	ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA	19
6.1.	CÁLCULO DE LAS DEMANDAS ENERGÉTICAS	19
6.1.1.	DATOS DE PARTIDA	19
6.1.2.	DEMANDAS ANUALES	22
6.1.3.	DEMANDAS MENSUALES.....	22
6.2.	DATOS RECOGIDOS POR EL AYUNTAMIENTO	29
6.2.1.	COMPARACIÓN DATOS	30
6.3.	DEMANDAS DIARIAS	32
6.3.1.	DEMANDA TÉRMICA.....	34
6.3.2.	DEMANDA ELÉCTRICA	35
7.	CONSIDERACIONES SOBRE EL TAMAÑO DE LA COGENERACIÓN.....	36
8.	SELECCIÓN DE LA PILA DE COMBUSTIBLE	38
9.	PLANTEAMIENTO DE SUMINISTRO ENERGÉTICO.....	40
10.	DESARROLLO DE ALTERNATIVAS.....	42
10.1.	SISTEMA DE COGENERACIÓN DE 4MW DE POTENCIA TÉRMICA	43

10.1.1.	ALTERNATIVA 1: SISTEMA DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADO – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA TODO EL AÑO	43
10.1.2.	ALTERNATIVA 2: SISTEMA DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADO – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA O DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN LA CLIMATIZACIÓN DEMANDADA	46
10.1.3.	ALTERNATIVA 3: PILAS DE COMBUSTIBLE DISTRIBUIDAS – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA TODO EL AÑO	50
10.1.4.	ALTERNATIVA 4: PILAS DE COMBUSTIBLE DISTRIBUIDAS - SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA O DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN LA CLIMATIZACIÓN DEMANDADA	54
10.1.5.	COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS	57
10.2.	SISTEMA DE COGENERACIÓN DE 1 MW DE POTENCIA ELÉCTRICA.....	59
10.2.1.	ALTERNATIVA 5: SISTEMA DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADO – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA TODO EL AÑO	59
10.2.2.	ALTERNATIVA 6: SISTEMA DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADO – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA O LA DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN LA CLIMATIZACIÓN DEMANDADA.....	62
10.2.3.	ALTERNATIVA 7: PILAS DE COMBUSTIBLE DISTRIBUIDAS - SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA TODO EL AÑO.....	65
10.2.4.	ALTERNATIVA 8: PILAS DE COMBUSTIBLE DISTRIBUIDAS - SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA O LA DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN LA CLIMATIZACIÓN DEMANDADA	69
10.2.5.	COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS	72
11.	SELECCIÓN DE ALTERNATIVA	73
11.1.	RESULTADOS OBTENIDOS	73
12.	CONSIDERACIONES TÉCNICAS GENERALES	77
12.1.	UBICACIÓN DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE.....	77
12.2.	SISTEMA DE COGENERACIÓN BASADO EN PILAS DE COMBUSTIBLE	78
12.3.	INTEGRACIÓN DEL NUEVO SISTEMA DE COGENERACIÓN CON LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE	78
13.	CONCLUSIONES	79
14.	BIBLIOGRAFÍA.....	81

INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Esquema funcionamiento pila PEMFC	8
Figura 2: Esquema funcionamiento pila MCFC	9
Figura 3: Esquema funcionamiento pila SOFC	11
Figura 4: Esquema funcionamiento pila PAFC.....	12
Figura 5: Mapa de L'Illa Perduda tomada desde Google Maps.....	18
Figura 6: Demanda horaria térmica del mes de febrero de L'Illa Perduda	35
Figura 7: Demanda horaria eléctrica de agosto de L'Illa Perduda	36
Figura 8: Curva monótona anual de demanda térmica en L'Illa Perduda.....	37
Figura 9: Curva monótona anual de demanda eléctrica en L'Illa Perduda	37
Figura 10: Rendimiento PAFC a cargas parciales	39
Figura 11: Curva monótona de demanda térmica en L'Illa Perduda cuando hay demanda de refrigeración.....	43
Figura 12: Curva monótona de demanda eléctrica en L'Illa Perduda cuando hay demanda de refrigeración.....	47
Figura 13: Alternativa 3 – Posible distribución de las pilas de combustible en L'Illa Perduda ..	50
Figura 14: Alternativa 7 – Posible distribución pilas de combustible en L'Illa Perduda.....	66
Figura 15: Ubicación pila de combustible dentro del área de L'Illa Perduda.....	77
Figura 16: Esquema funcionamiento pila PureCell 400	78

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Propiedades del hidrógeno	3
Tabla 2: Comparación de las características de los distintos tipos de pilas de combustible	13
Tabla 3: Clasificación de edificios de L'Illa Perduda según la Tábula	20
Tabla 4: Demandas energéticas por metro cuadrado según la Tábula.....	20
Tabla 5: Porcentaje de cada consumo energético en la zona del mediterráneo.....	21
Tabla 6: Demandas energéticas anuales por vivienda o superficie	22
Tabla 7: Demandas energéticas anuales.....	22
Tabla 8: Demandas medias diarias de climatización por superficie	23
Tabla 9: Demanda media mensual de calefacción por superficie sin corregir	23
Tabla 10: Demanda mensual de calefacción por superficie corregidas según Text	24
Tabla 11: Demanda media mensual de refrigeración por superficie sin corregir.....	24
Tabla 12: Demanda mensual de refrigeración por superficie corregidas según Text.....	25
Tabla 13: Demanda mensual de ACS por superficie corregida según la Tred.....	25
Tabla 14: Horas de sol de cada mes	26
Tabla 15: Demanda mensual de iluminación por vivienda	27
Tabla 16: Demandas mensuales de electrodomésticos y cocina por vivienda	27
Tabla 17: Demandas mensuales.....	28
Tabla 18: Demandas térmicas y eléctricas mensuales.....	28
Tabla 19: Consumo mensuales de GN por vivienda.....	29
Tabla 20: Consumos mensuales de electricidad por vivienda	30
Tabla 21: Comparación datos GN Ayuntamiento con demandas calculadas	31
Tabla 22: Comparación datos eléctricos	31
Tabla 23: Demanda según la ocupación de la vivienda corregidos con las horas de sueño.....	33
Tabla 24: Características técnicas Doosan PureCell 400.....	39
Tabla 25: Alternativa 1 - Balance de energía térmica (MWh/año)	44
Tabla 26: Alternativa 1 - Balance de energía eléctrica (MWh/año).....	44
Tabla 27: Alternativa 1 - Cálculo PES (%).....	45
Tabla 28: Alternativa 1 - Balance económico (€/año).....	45
Tabla 29: Alternativa 1 - Resumen resultado económico	46
Tabla 30: Alternativa 2 - Balance de energía térmica (MWh/año)	47
Tabla 31: Alternativa 2 - Balance de energía eléctrica (MWh/año).....	48
Tabla 32: Alternativa 2 - Cálculo PES (%).....	48
Tabla 33: Alternativa 2 - Balance económico (€/año).....	49

Tabla 34: Alternativa 2 - Resumen resultado económico	49
Tabla 35: Alternativa 3 - Características de los grupos hechos en la distribución de PC.....	51
Tabla 36: Alternativa 3 - Balance de energía térmica (MWh/año)	52
Tabla 37: Alternativa 3 - Balance de energía eléctrica (MWh/año).....	52
Tabla 38: Alternativa 3 - Cálculo PES (%).....	53
Tabla 39: Alternativa 3 - Balance económico (€/año).....	53
Tabla 40: Alternativa 3 - Resumen resultado económico	54
Tabla 41: Alternativa 4 - Balance de energía térmica (MWh/año)	55
Tabla 42: Alternativa 4 - Balance de energía eléctrica (MWh/año).....	55
Tabla 43: Alternativa 4 - Cálculo PES (%).....	56
Tabla 44: Alternativa 4 - Balance económico (€/año).....	56
Tabla 45: Alternativa 4 - Resumen resultado económico	57
Tabla 46: Comparación de alternativas del sistema de cogeneración de 4MW de potencia térmica	57
Tabla 47: Alternativa 5 - Balance de energía térmica (MWh/año)	60
Tabla 48: Alternativa 5 - Balance de energía eléctrica (MWh/año).....	60
Tabla 49: Alternativa 5 - Cálculo PES (%).....	61
Tabla 50: Alternativa 5 - Balance económico (€/año).....	61
Tabla 51: Alternativa 5 - Resumen resultado económico	62
Tabla 52: Alternativa 6 - Balance de energía térmica (MWh/año)	62
Tabla 53: Alternativa 6 - Balance de energía eléctrica (MWh/año).....	63
Tabla 54: Alternativa 6 - Cálculo PES (%).....	64
Tabla 55: Alternativa 6 - Balance económico (€/año).....	64
Tabla 56: Alternativa 6 - Resumen resultado económico	65
Tabla 57: Alternativa 7 - Características de los grupos hechos en la distribución de PC.....	66
Tabla 58: Alternativa 7 - Balance de energía térmica (MWh/año)	66
Tabla 59: Alternativa 7 - Balance de energía eléctrica (MWh/año).....	67
Tabla 60: Alternativa 7 - Cálculo PES (%).....	67
<i>Tabla 61: Alternativa 7 - Balance económico (€/año).....</i>	<i>68</i>
Tabla 62: Alternativa 7 - Resumen resultado económico	69
Tabla 63: Alternativa 8 - Balance de energía térmica (MWh/año)	69
Tabla 64: Alternativa 8 - Balance de energía eléctrica (MWh/año).....	70
Tabla 65: Alternativa 8 - Cálculo PES (%).....	70
Tabla 66: Alternativa 8 - Balance económico (€/año).....	71

Tabla 67: Alternativa 8 - Resumen resultado económico	71
Tabla 68: Comparación de alternativas del sistema de cogeneración de 1MW de potencia eléctrica	72
Tabla 69: Balance de energía térmica anual del sistema escogido	73
Tabla 70: Balance de energía eléctrica del sistema escogido	74
Tabla 71: Balance económico anual del sistema escogido	75
Tabla 72: Resumen resultado económico sistema escogido	75
Tabla 73: Balance económico por año	76

1. INTRODUCCIÓN

La investigación sobre distintas formas de abastecimiento energético es fundamental para desarrollar nuevas tecnologías que contribuyan a la seguridad de suministro y a favorecer la transición energética, que es un proceso de transformación del sector energético mundial para pasar de las energías fósiles a las energías sin emisiones de carbono [1]. Este proceso tiene como objetivo la reducción del impacto del cambio climático, por lo que se requiere el estudio y desarrollo de medidas de eficiencia energética que contribuyan a la descarbonización del sector energético.

A raíz de la necesidad de investigar distintas formas de suministro, se están desarrollando distintos proyectos de investigación en el Instituto de Ingeniería Energética de la Universidad Politécnica de Valencia, en colaboración con la Cátedra de Transición Energética Urbana, sobre distintas formas de abastecimiento energético al barrio L'illa Perduda, situado en la Avenida Blasco Ibáñez, en la ciudad de Valencia. Las formas actuales de abastecimiento que mantienen los edificios de este barrio son muy diversas, aunque la mayoría de ellas coincide en un gasto energético muy elevado. Este elevado gasto se debe tanto a la antigüedad de los edificios que conforman el barrio, que se ve reflejado en un mal aislamiento térmico y a la baja eficiencia de los sistemas que suministran las necesidades de energía, resultando todo esto en una elevada demanda energética.

El presente trabajo es uno de los proyectos de investigación que se están desarrollando, el cual consiste en realizar un estudio de alternativas de abastecimiento de energía a partir de pilas de combustible, que se alimentarían de la red de gas natural. Esta pila de combustible actuaría en cogeneración, es decir, de una misma fuente de energía se aprovecharía tanto el calor como la electricidad que genera, lo que se traduciría en un ahorro energético muy importante y con una tecnología muy innovadora.

2. OBJETO Y ALCANCE DEL PROYECTO

El principal objetivo de este proyecto de investigación es el estudio y comparación de distintos sistemas de suministro energético a partir de pilas de combustible en cogeneración, que se alimentan de la red de gas natural para conseguir una mejora en la eficiencia energética del barrio a partir de la tecnología más adecuada. Para poder evaluar la viabilidad tecno-económica y realizar un balance energético, se debe realizar previamente un estudio de la demanda energética del barrio y elegir qué pila de combustible es la más adecuada en función de estas demandas.

El papel de la cogeneración es esencial actualmente en el ámbito de las medidas de eficiencia energética. La cogeneración se define como la producción y aprovechamiento de energía eléctrica y energía térmica útil a partir de la misma fuente de energía primaria, consiguiéndose así una disminución de la dependencia de los combustibles fósiles y una reducción de la contaminación. Además, se puede conseguir un ahorro económico importante por parte de los usuarios gracias a la reducción de consumo de combustible y a la generación de energía eléctrica.

Por otro lado, el desarrollo de la tecnología de las pilas de combustible ha cobrado impulso en todo el mundo gracias a su alta eficiencia, su funcionamiento limpio y su capacidad de adaptarse a distintas aplicaciones, desde móviles hasta estacionarias. La Comisión Europea implementó el Pacto Verde Europeo [2] en diciembre del 2019, cuyo objetivo es convertir Europa en un continente climáticamente neutro en 2050. El Pacto Verde Europeo contiene la Estrategia Europea del Hidrógeno, que se encarga de realizar las actuaciones necesarias para fomentar el uso del hidrógeno renovable: inversiones, investigación, regulación del marco legal, etc. Gracias a la huella de carbono nula del combustible, el hidrógeno verde se posiciona como el combustible del futuro, y es por esa razón por la que se quiere implementar el hidrógeno como combustible principal tanto en uso industrial como doméstico. Además, recientemente ha sido aprobada por el gobierno la Hoja de Ruta del Hidrógeno [3], que fomenta el uso de las soluciones basadas en hidrógeno renovable y establece metas para su implementación. Consecuentemente, las pilas de combustible son una tecnología que está en auge, pero que necesita investigación e inversión para que se implemente como un sistema de energía cada vez más competitiva.

El alcance del trabajo se detalla punto por punto a continuación:

- Explicación de la tecnología basada en pilas de combustible y de la relevancia que tiene actualmente el uso de este sistema en la mejora de la eficiencia energética de forma global, en comparación con otros sistemas de producción de energía más convencionales.
- Definición de los distintos tipos de pilas de combustible: explicación de las principales diferencias y de las ventajas y desventajas más relevantes.
- Evaluación de la situación inicial: cálculo de la demanda energética de L'illa Perduda. Teniendo en cuenta los datos de partida de demandas anuales extraídos de la Tábula y de consumos anuales recogidos por el IDAE, se calcularán las demandas energéticas mensuales y diarias de las viviendas del barrio. Para ello se tendrá en cuenta las fluctuaciones de demanda diarias tanto en los días semanales como festivos teniendo en cuenta diversos factores.
- Dimensionamiento del sistema de cogeneración: selección de la potencia que optimiza el factor de utilización y el grado de cobertura de la instalación.
- Selección de la pila de combustible más adecuada en función de las demandas energéticas calculadas y de la potencia escogida del sistema.
- Desarrollo de distintas alternativas según la potencia, la configuración y el modo de operación del sistema. Para realizar una comparación objetiva entre las distintas alternativas se calcula el balance energético y económico de cada una.
- Elección de la alternativa más adecuada según los resultados energéticos y económicos obtenidos.
- Desarrollo de la alternativa escogida: se escogerá la ubicación de las pilas y se determinarán los componentes necesarios para la integración del sistema con la infraestructura existente.

3. PILAS DE COMBUSTIBLE

3.1. EL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE

El hidrógeno es el combustible de las tecnologías que se van a desarrollar a lo largo de este trabajo, por lo que es importante conocer sus características. Un átomo de hidrógeno está formado por un protón y un electrón, aunque generalmente se presenta en forma de molécula diatómica. Este elemento, a pesar de ser muy abundante en la naturaleza, no se encuentra en estado puro, por lo que se necesita energía para su obtención. Por esta razón no se considera una fuente de energía sino un vector energético.

El hidrógeno como vector energético proporciona buenos resultados gracias a su capacidad de reacción con el oxígeno, que libera energía sin emisiones contaminantes. Además, en su uso en pilas de combustible se aprovecha el 100% del elemento. En la Tabla 1 se resumen las propiedades más significativas.

Tabla 1: Propiedades del hidrógeno

PROPIEDADES HIDRÓGENO

DENSIDAD		0,0899 kg/Nm ³ (gas) 70,8 kg/Nm ³ (líquido)
CONTENIDO ENERGÉTICO	Poder Calorífico superior	141 MJ/kg 12,67 MJ/m ³
	Poder Calorífico inferior	120 MJ/kg 10,79 MJ/m ³
INFLAMABILIDAD		4-75 %
ENERGÍA DE IGNICIÓN	Temperatura	585°C
	Energía	0,02 MJ
EMISIONES		0 mgCO ₂ /kJ
TOXICIDAD		No

Las propiedades que resultan más ventajosas entre las resumidas de la Tabla 1 son su baja densidad, ya que es el elemento más ligero de la tabla periódica, y su alto contenido energético por unidad de masa.

Sin embargo, pese a que su contenido energético por unidad de masa es elevado, su baja densidad resulta en un bajo contenido de energía por unidad de volumen, por lo que los contenedores para el almacenamiento son voluminosos y pesados. Por otro lado, las pequeñas pérdidas de hidrógeno tienen el potencial de quemar o explotar, ya que, a pesar de su alta temperatura de autoignición, el hidrógeno tiene una energía de ignición muy baja. Es destacable mencionar que, gracias a su baja densidad (es más ligero que el aire y que el resto de los

combustibles), su peligrosidad disminuye de forma significativa en espacios abiertos, ya que presenta una rápida difusión.

En cuanto al intervalo de inflamabilidad expresado, se refiere a la concentración hidrógeno-aire en la cual se puede llevar dar la combustión. Comparado con otros combustibles, el hidrógeno tiene un rango de inflamabilidad más amplio, entre el 4 y el 75%. Por último, cabe destacar que es un elemento incoloro, inodoro e insípido, y aunque no es tóxico, su inhalación puede generar una mezcla inflamable en nuestro cuerpo produciendo asfixia e inconsciencia, por lo que se deben tomar medidas de seguridad extremas en los espacios cerrados en los que se almacena o manipula el hidrógeno.

El mayor problema que surge del uso de este elemento es el coste y dificultad de producción. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) distingue los tipos de hidrógeno, por colores, según su forma de producción [4,5] y que se definen a continuación.

En primer lugar, el Hidrógeno Verde o hidrógeno renovable, se trata de una energía de emisión cero, ya que se produce a partir de fuentes de energía renovables o con bajas emisiones contaminantes. El proceso más conocido para la producción de este tipo de hidrógeno es a partir de la electrólisis del agua. Es un método de producción que requiere una gran cantidad de electricidad, la cual debe proceder de fuentes renovables para que la producción sea totalmente limpia. Actualmente, esta opción es la más costosa.

Contrario al Hidrógeno Verde, se encontraría el Hidrógeno Negro, que es el producido a partir de hidrocarburos. Este tipo de hidrógeno englobaría al Hidrógeno Gris e Hidrógeno Marrón. El Hidrógeno Gris es el producido a partir del gas natural con la técnica de reformado de vapor. Por otro lado, el Hidrógeno Marrón es el que se genera a partir de la gasificación del carbón. En ningún caso el Hidrógeno Negro realiza captura de emisiones ni utiliza energías renovables para su producción.

En el supuesto de que se capturen y almacenen las emisiones liberadas en el proceso de producción de hidrógeno a partir hidrocarburos, se denomina Hidrógeno Azul, tratándose de una forma de producción de bajas emisiones. Lo más común es capturar el carbono liberado de la producción a partir de gas natural.

Una terminología reciente es el Hidrógeno Turquesa, el cual es producido a partir de hidrocarburos con la técnica de la pirólisis, en la que se captura el carbono en estado sólido y se evitan así las emisiones contaminantes.

Al comparar los diferentes métodos para producir hidrógeno, se puede afirmar que actualmente los procesos de reformado de gas natural son los menos costosos, y los más utilizados para la producción de hidrógeno, aunque se mantiene la dependencia energética de los combustibles fósiles y no puede ser considerado una energía limpia.

Las pilas de combustible del proyecto se alimentarán de hidrógeno producido a partir del reformado de gas natural. El objetivo, es conseguir un flujo continuo de hidrógeno a partir de la corriente de gas natural, de manera que se aprovecha la infraestructura de gas natural existente.

3.2. VENTAJAS E INCOVENIENTES DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE

Un sistema de producción de energía basado en pilas de combustible ofrece muchas ventajas que no pueden ofrecer otros sistemas convencionales [6]:

- Bajo impacto ambiental: al no producirse reacción de combustión a alta temperatura no se producen emisiones de hidrocarburos sin oxidar ni óxidos de nitrógeno. Además, dado que es un sistema de alta eficiencia, las emisiones de CO₂ son muy inferiores a las de otros sistemas de producción de energía convencionales.
- Flexibilidad operativa: gracias al carácter modular de la pila de combustible, el sistema puede ajustar la producción a la demanda sin sacrificar prácticamente la eficiencia, es decir, mantiene el elevado rendimiento trabajando a carga parcial.
- Carácter modular: esta es una de las ventajas más importantes que ofrecen las pilas de combustible. Gracias a la modularidad de las pilas es fácil cambiar la escala a potencias más elevadas mediante la interconexión de módulos, lo cual proporciona una gran adaptación a la demanda. La capacidad de adaptación es una característica que hace este sistema de producción energía muy atractivo para distintas aplicaciones, tanto estacionarias como móviles.
- Bajo nivel de contaminación acústica: Al no disponer de partes móviles, las pilas de combustible son silenciosas y pueden instalarse en lugares poblados. Además, requieren poco mantenimiento.

A pesar de las ventajas mencionadas, las pilas de combustible no se han incorporado plenamente aún en el mercado energético, ya que existe una serie de inconvenientes que las hacen menos favorables que las tecnologías convencionales:

- El mayor inconveniente es la poca madurez de la tecnología, que hace que el coste de un sistema basado en pilas de combustible aún sea demasiado elevado como para que sea competitivo económicamente con otros sistemas de energía más establecidos en el mercado.
- Debido a que temperatura de ebullición es extremadamente baja, el hidrógeno líquido es difícil de obtener, ya que es un proceso que requiere mucha energía. La obtención de hidrógeno verde es complicada, sin embargo, los sistemas que utilizan el hidrógeno del reformado del gas natural producen aproximadamente la mitad de las emisiones totales que produciría un sistema de combustibles fósiles.
- El hidrógeno tiene una energía de ignición realmente baja, lo que hace que combustione con mucha facilidad

3.3. TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE

La pila de combustible es una tecnología que aún no es completamente madura, por lo que no existe tanta información sobre este tipo de sistemas como de los convencionales. Se ha conseguido mucha información acerca del funcionamiento y los distintos tipos de las pilas de combustible gracias a la realización del curso “Hydrogen as an Energy Vector” ofrecido por EMMA (European Multiple MOOC Aggregator) en colaboración con ASSET Project [7]. La pila de combustible transforma energía química en energía eléctrica sin necesidad de ningún proceso térmico o mecánico, obteniendo como residuo se obtiene agua y calor. Este calor residual puede ser aprovechado como otra fuente de energía. La tecnología de las pilas de combustible es similar a la de una batería, con la diferencia de que en una pila de combustible se puede generar energía ininterrumpida.

Existen muchos tipos de pilas de combustible, pero todas ellas presentan la misma estructura, dos electrodos: el ánodo, donde se suministra el combustible, es decir, el hidrógeno, que se divide en protones y electrones, y el cátodo, donde se suministra el oxidante. Estos dos electrodos se encuentran separados por el electrolito, que funciona como aislante eléctrico y como conductor de protones. En el ánodo, el hidrógeno se disocia electroquímicamente en los iones de hidrógeno (H^+) y electrones libres (e^-). De esta manera, los electrones generados se dirigen hacia el cátodo a través de un circuito externo produciendo energía eléctrica, mientras que los protones se dirigen hacia el cátodo a través del electrolito. En el cátodo, el oxidante se combina en presencia de un catalizador con los iones de hidrógeno y los electrones libres para generar agua.

Los distintos tipos de pilas de combustible suelen clasificarse según el tipo de electrolito empleado. Según sus condiciones de funcionamiento, como la temperatura de operación o el grado de pureza de combustible que necesitan, son más o menos aptas para cada aplicación. De esta manera, según el tipo de electrolito que se emplea, las pilas de combustible que se van a estudiar son:

- Pilas de Membrana de Intercambio de Protones (PEMFC)
- Pilas de Carbonato Fundido (MCFC)
- Pilas de Óxido Sólido (SOFC)
- Pilas de Ácido Fosfórico (PAFC)

Como se ha mencionado, en las pilas de combustible se puede aprovechar la electricidad generada y el calor residual. El calor se recupera generalmente en forma de agua caliente o vapor de baja presión, pero la calidad de esta fuente de energía dependerá de la temperatura de funcionamiento de cada pila. Cada tipo de pila de combustible funciona a una temperatura óptima, es decir, en equilibrio entre la conductividad iónica y la estabilidad del componente. Las PEMFC y las PAFC son pilas de baja temperatura de operación, al contrario que las MCFC y las SOFC que trabajan a temperaturas muy elevadas.

El combustible que se suministra a las pilas de combustible, como se ha mencionado anteriormente, es el hidrógeno, por lo que se necesita un reformador de gas natural para su producción. Este dispositivo se encarga de obtener un flujo continuo de hidrógeno mediante una serie de reacciones a partir de la corriente de gas natural proveniente de la red. En el caso de las pilas cuya temperatura de trabajo es elevada, se permitirá el uso de un reformador interno (integrado dentro de la propia pila), mientras que en el caso de las pilas con una temperatura más baja se requerirá el uso de un reformador externo.

El reformador interno se encuentra integrado dentro de la propia pila. Este tipo de reformador presenta diversas ventajas frente a uno externo, ya que abarata el sistema y reduce su complejidad. Además, la eficiencia del sistema es mayor, ya que para la producción del hidrógeno a partir de gas natural se necesita calor, y con la integración del reformador dentro de la pila se elimina la necesidad de una fuente de calor externa gracias, ya que satisface su demanda con el uso de la reacción exotérmica que se produce dentro de la propia pila. Por otro lado, es importante destacar que con este tipo de dispositivo solo se puede trabajar a presiones cercanas a la presión atmosférica.

En cuanto al reformador externo, se trata dispositivo independiente a la pila de combustible. A pesar de los inconvenientes citados frente a un reformador interno, este tipo de reformador presenta una mayor versatilidad que permite trabajar en diferentes condiciones de funcionamiento, ya que permite trabajar con un mayor volumen de gas natural y en un rango de presiones muy amplio, desde la presión atmosférica hasta aproximadamente 25 bar.

Del proceso de reformado se obtiene un gas rico en hidrógeno con monóxido de carbono en baja concentración, por lo que, si es necesario, se incluirá una etapa de purificación de gas donde se eliminarán las impurezas del combustible.

Por otro lado, dado que el hidrógeno y el oxidante no se mezclan directamente no dan lugar a combustión, por lo que todos los tipos de pilas de combustible tienen un perfil de bajas emisiones. Los únicos procesos en los que se produce la combustión son la reforma del gas natural y la quema de una corriente de escape de hidrógeno de baja energía para proporcionar calor al procesador del combustible.

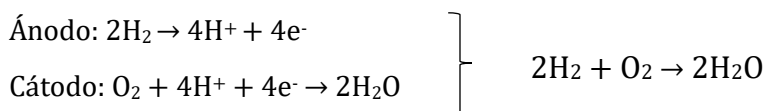
3.3.1. PILAS DE MEMBRANA DE INTERCAMBIO DE PROTONES (PEMFC)

En este tipo de pilas el electrolito es un polímero sólido, que es una membrana de intercambio protónico. Esta membrana debe estar humidificada para conseguir la máxima conductividad de los protones. Por otro lado, los electrodos están hechos de carbono con un catalizador de platino.

Estas pilas presentan una temperatura de trabajo relativamente baja, de un rango entre 30 y 100°C, aunque suele oscilar los 90°C. Esta propiedad favorece la rapidez de la puesta en marcha y de respuesta al cambio, debido al poco tiempo que necesitan para calentarse. Esta rapidez las hace idóneas para aplicaciones en el sector del transporte, donde han sido más comercializadas.

Además, es importante mantener una temperatura de un máximo de 100°C para que no se evapore el agua más rápido de lo que se produce y se mantenga humidificada la membrana, para que el funcionamiento conjunto de la pila sea correcto. Dado que el agua es el único líquido presente en este tipo de pilas, los problemas de corrosión son mínimos.

Estas pilas se alimentan de hidrógeno y de oxígeno, y obtienen como residuos agua y calor. En el ánodo se suministra el hidrógeno y en el cátodo se suministra el oxígeno. Las ecuaciones que representan las reacciones que tienen lugar en esta pila son las siguientes:



Los electrones que se han generado del hidrógeno se dirigen hacia el cátodo fuera de la pila produciendo energía eléctrica, mientras que los protones se dirigen hacia el cátodo de la pila a través del electrolito donde reaccionan con el oxígeno y forman vapor de agua. En la Figura 1 se representa un esquema de funcionamiento de la pila. Como se puede observar, la carga en movimiento es H^+ .

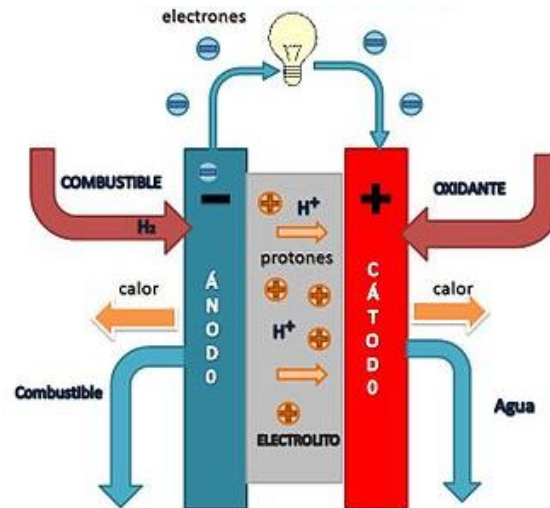


Figura 1: Esquema funcionamiento pila PEMFC

A continuación, se detallan las ventajas y los inconvenientes principales que presentan este tipo de pilas.

VENTAJAS

- Temperatura de trabajo relativamente baja, entre 85-95 °C: Rápida puesta en marcha y de respuesta al cambio, que les permite adaptarse a la demanda energética.
- Electrolito sólido, lo que reduce los problemas de corrosión y de mantenimiento.

INCONVENIENTES

- La baja temperatura de funcionamiento implica la necesidad de un catalizador de platino, que es de elevado coste.
- El catalizador de platino recién mencionado se deteriora con el CO.
- Muy sensible a las impurezas del combustible: se daña con el azufre y el NH₃.

Tal y como se ha explicado anteriormente, gracias a su rápida puesta en marcha el uso principal de este tipo de pilas se encuentra en vehículos de transporte. Además, también pueden usarse en aplicaciones estacionarias para el abastecimiento de energía eléctrica, ya que esta pila posee una eficiencia eléctrica entre el 30 y 45%.

En cuanto al reformador de gas natural que se necesita, será de tipo externo, es decir, no estará integrado en la propia pila. La integración de un reformador de gas natural en este tipo de pilas es complicada por diversos motivos.

En primer lugar, el reformador necesita calor para producir hidrógeno a partir de gas natural, que deberá ser proporcionado por una fuente externa debido a la baja temperatura de trabajo de la pila. Adicionalmente, la necesidad de una fuente de calor externa reduce la eficiencia del sistema. Por último, el hidrógeno producido por el reformador debe ser muy puro, ya que es una pila muy sensible a las impurezas del combustible.

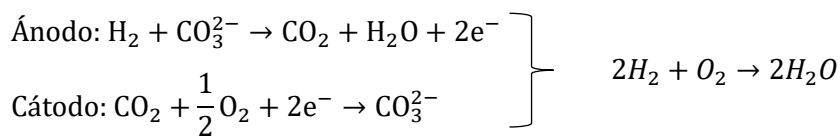
3.3.2. PILAS DE CARBONATO FUNDIDO (MCFC)

El electrolito de este tipo de pilas suele ser una mezcla de carbonatos alcalinos sobre una matriz cerámica porosa. Debido a este tipo de electrolito, la temperatura de trabajo es elevada, entre

600 y 700 °C, que es la temperatura a la que los carbonatos alcalinos alcanzan su máxima conductividad. Gracias al calor que desprenden tienen una alta eficiencia en cogeneración.

En cuanto a los electrodos de la pila, gracias a la alta temperatura de funcionamiento no se necesitan metales nobles como catalizadores. Lo más común es usar níquel en el ánodo y óxido de níquel en el cátodo.

Para la obtención del combustible, gracias a la elevada temperatura se puede usar tanto un reformador externo, como un reformador interno. Una vez que el gas natural ha pasado por el reformador, se obtiene el hidrógeno. Este combustible se suministra en el ánodo, mientras que en el cátodo se añade por un lado oxígeno y por otro dióxido de carbono. Como residuos se obtienen agua y calor. Las reacciones que tienen lugar en este tipo de pilas es la siguiente:



La carga en movimiento en este caso es el CO_3^{2-} , que se produce por reacción electroquímica con la combinación del oxígeno y del dióxido de carbono suministrado en el cátodo. En el ánodo, el hidrógeno suministrado como combustible reacciona con esta carga produciendo electrones que producen energía eléctrica, agua y dióxido de carbono. Este último elemento, se recircula para volver a introducirlo en el ánodo. En la Figura 2 se representa el funcionamiento de la pila.

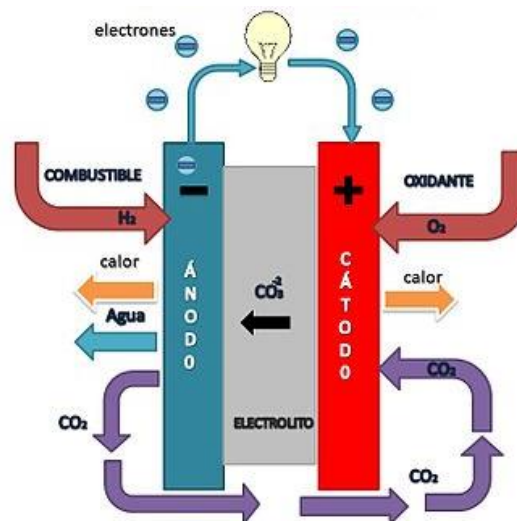


Figura 2: Esquema funcionamiento pila MCFC

VENTAJAS

- El catalizador está presente en los electrodos. Se pueden usar metales no nobles, lo cual disminuye el coste de la pila.
- Alta eficiencia eléctrica: 45-60%.
- Alta temperatura de trabajo: 600-700 °C:
 - El rendimiento total del combustible es muy elevado si se aprovecha el calor que desprenden para otra aplicación: eficiencia en cogeneración hasta 85%

- Permite que el proceso de reformado pueda estar integrado dentro de la propia pila, lo cual reduce los costes y la complejidad del sistema.
- Resistencia a las impureza de combustible, ya que no son propensas a contaminarse con CO o CO₂.

INCONVENIENTES

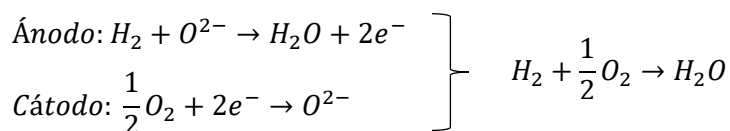
- La alta temperatura de trabajo, que se ha presentado anteriormente como una ventaja, también puede derivar en problemas de corrosión y reduce considerablemente la vida de la pila. Además, la puesta en marcha y la capacidad de reacción son muy lentas.
- Se necesita mucha equipación auxiliar debido a la recirculación del CO₂.
- El material del electrolito es muy corrosivo: carbonatos alcalinos sobre una matriz cerámica.
- Disolución gradual del oxido de níquel del cátodo (3% cada 1000 horas)

Su uso es principalmente en aplicaciones estacionarias, generalmente para proveer energía a edificios públicos o privados en cogeneración.

3.3.3. PILAS DE ÓXIDO SÓLIDO (SOFC)

El electrolito que usan es óxido metálico, típicamente Y₂O₂ estabilizado con óxido de circonio (YSZ). La temperatura de trabajo es muy elevada, en torno a 1000 °C, lo cual permite reformar el gas natural de manera interna. Además, también permite utilizar metales no nobles como catalizadores, lo más común es usar níquel. Este catalizador no se contamina con el CO pero sí que es vulnerable al azufre, por lo que debe ser eliminado.

Las pilas de combustible SOFC pueden usar H₂ o CO como combustible, aunque la tecnología está más desarrollada con H₂, y es la que se va a estudiar. La reacción que tiene lugar con H₂ es:



El funcionamiento de la pila es similar al de las anteriormente explicadas, aunque en este caso el ion móvil es el O²⁻. En la Figura 3 se puede ver un esquema del funcionamiento de una pila SOFC:

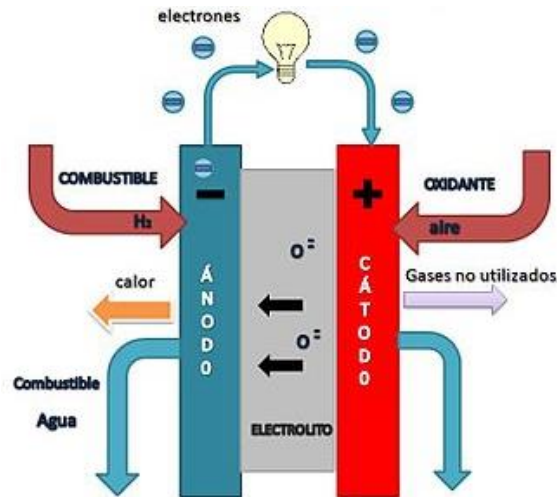


Figura 3: Esquema funcionamiento pila SOFC

VENTAJAS

- El electrolito que usa es sólido: óxido metálico, típicamente Y_2O_3 estabilizado con óxido de circonio (YSZ). Esto reduce problemas de corrosión y mantenimiento.
- Elevada eficiencia eléctrica: 45-60%
- Temperatura de trabajo muy alta: 900-1000 °C:
 - Elevado rendimiento si se aprovecha el calor que desprenden para otra aplicación: 85%
 - Permite que el proceso de reformado sea interno, lo cual reduce los costes y la complejidad del sistema.
- El catalizador es del material de los electrodos.

INCONVENIENTES

- Es una pila difícil de construir, por lo que tiene un elevado coste.
- Temperatura de trabajo muy alta: 900-1000 °C:
 - Esta temperatura puede llevar a la corrosión de componentes
 - Puesta en marcha muy lenta, puede durar horas.
- Se necesita mucho equipamiento para precalentar el combustible
- Muy susceptible a choques térmicos

Este tipo de pilas se usan en diversas aplicaciones estacionarias para la producción de electricidad.

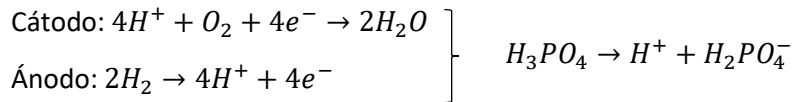
3.3.4. PILAS DE ÁCIDO FOSFÓRICO (PAFC)

El reformador necesario para estas pilas debe ser externo debido a la baja temperatura a la que trabajan, que suele alcanzar los 220 °C, para garantizar la conductividad del electrolito. Al igual que las pilas de membrana polimérica necesitará, por lo tanto, una fuente de calor externa para la producción del hidrógeno, ya que el reformador necesita una elevada temperatura para la producción del hidrógeno.

Estas pilas presentan un electrolito de ácido fosfórico (H_3PO_4) concentrado al 100% y los electrodos son de carbono poroso. Debido a la baja temperatura de funcionamiento, los

electrodos necesitan un catalizador de platino. Este tipo de pilas, junto con las pilas de membrana polimérica, son las más comercializadas actualmente.

En las pilas de ácido fosfórico se dan las siguientes reacciones:



En la Figura 4 se representa el funcionamiento de la pila y a continuación se resumirán las ventajas y los inconvenientes que presenta.

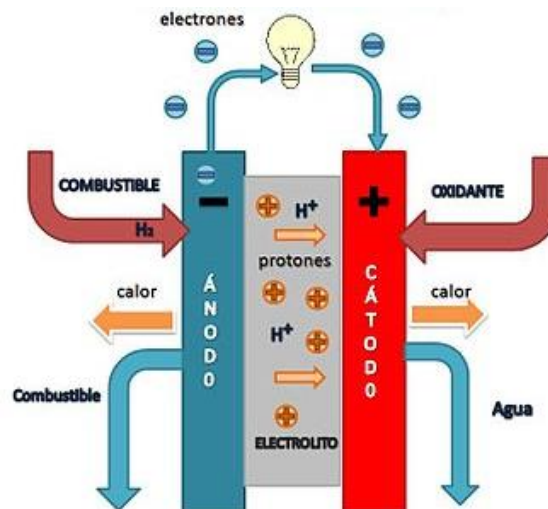


Figura 4: Esquema funcionamiento pila PAFC

VENTAJAS

- La temperatura de trabajo se mantiene entre 150 y 220 °C.
 - A estas temperaturas el catalizador de platino es menos sensible a las impurezas del combustible.
 - Rapidez de reacción.
- Buena eficiencia en cogeneración: si se aprovecha el calor y la electricidad, el sistema alcanza una eficiencia del 85%.
- Requiere poco mantenimiento

INCONVENIENTES

- El catalizador debe ser de platino, lo cual encarece el sistema.
- La puesta en marcha no es tan rápida como en las PEMFC
- Producen menos energía que otras pilas a igualdad de peso y volumen, por lo que suelen presentar un gran tamaño y peso.
- Sin cogeneración la eficiencia alcanza un máximo de 45%.

Generalmente se usan estas pilas para aplicaciones estacionarias en cogeneración gracias a su elevada eficiencia en este modo de funcionamiento. También se usa, aunque con menor frecuencia, en el sector del transporte debido a la rapidez de reacción.

3.3.5. COMPARACIÓN ENTRE LOS TIPOS DE PILAS DE COMBUSTIBLE - CARACTERÍSTICAS DE DISEÑO

Se resume en la Tabla 2 las características principales de cada tecnología y sus aplicaciones.

Tabla 2: Comparación de las características de los distintos tipos de pilas de combustible

	PEMFC	MFCF	SOFC	PAFC
Electrolito	Membrana de polímero sólido	Carbonatos fundidos	Óxido sólido	Ácido fosfórico
Ion móvil	H ⁺	CO ₃ ²⁻	O ²⁻	H ⁺
Oxidante	O ₂ /aire	CO ₂ /O ₂ /Aire	O ₂ /aire	O ₂ /aire
Catalizador	Pt	Ni	Ni	Pt
Principales contaminantes	CO, S, NH ₃	S	S	CO, S
Temperatura de operación	85-95°C	600-700°C	800-1000°C	150-220°C
Rango de potencia	<1-100 kW	300kW-3MW	100-250 kW	5 kW-400W
Reformado	Externo	Externo o interno	Externo o interno	Externo
Eficiencia (sin cogeneración)	30-45%	45-60%	45-60%	40-45%
Eficiencia (con cogeneración)	75%	85%	85%	85%
Aplicaciones	Estacionarias Transporte	Estacionarias	Estacionarias	Estacionarias Transporte de vehículos pesados

Se puede concluir que las pilas de combustible de alta temperatura, que es el caso de la pila de combustible de carbonato fundido y la pila de combustible de óxido sólido, proporcionan una mayor eficiencia al admitir la posibilidad de incorporar un reformador interno, aunque las altas temperaturas favorecen la corrosión y la descomposición de los componentes de la pila, y no ofrecen buena adaptabilidad a la demanda ya que tienen una puesta en marcha muy lenta y una lenta capacidad de reacción debido a la alta temperatura de operación.

Las pilas de combustible de baja temperatura, por el contrario, tienen una elevada rapidez de reacción, aunque tienen la necesidad de usar un catalizador de platino, lo cual encarece el sistema. Además, se necesita un reformador externo en este tipo de pilas para la producción del hidrógeno.

Por lo tanto, al decidir cuál es mejor, debemos tener en cuenta el equilibrio entre las ventajas y desventajas de cada tipo de pila, ya que todas las tecnologías son adecuadas para la generación de electricidad en aplicaciones estacionarias.

3.4. PROCESO DE REFORMADO DE GAS NATURAL

Dado que se va a obtener el hidrógeno a partir de gas natural, es importante conocer el proceso de reformado que tiene lugar para que sea posible esta transformación. El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos, principalmente metano, con una gran cantidad de gases no hidrocarburos, como el nitrógeno y dióxido de carbono.

Existen cuatro tipos principales de reformadores: reformadores de vapor, reformadores de CO₂, reformadores de oxidación parcial y reformadores autotérmicos [7]. El primero que se va a explicar es el reformado con vapor. Este proceso es extremadamente endotérmico, es decir, necesita una gran cantidad de calor. Consiste en poner en contacto el hidrocarburo y el vapor a altas temperaturas (entre 500 y 900 °C) en presencia de un catalizador de níquel. Los productos obtenidos de la reacción son hidrógeno, CO, CO₂, coque, vapor residual y metano no reformado.

Otro proceso para producir hidrógeno a partir de gas natural es el reformado de CO₂. Este proceso es similar al anterior, pero en este caso el vapor es reemplazado por dióxido de carbono. Las condiciones óptimas para este proceso se obtienen a temperaturas de alrededor de 700 °C. Sin embargo, los catalizadores se consumen con rapidez y no existe actualmente ninguna tecnología desarrollada.

La oxidación parcial es otro método, en esta ocasión el hidrocarburo reacciona con una cantidad de oxígeno inferior a la estequiométrica, de modo que el carbono se oxida parcialmente. De esta manera, el metano puede ser convertido en hidrógeno con o sin catalizador. Los productos son principalmente hidrógeno y monóxido de carbono. En este caso, el proceso es exotérmico, es decir, se libera energía.

Un reformador alternativo es el autotérmico, en el que el metano se descompone a temperaturas entre 700 y 1800 °C para formar hidrógeno y carbono. Se trata de una reacción endotérmica donde la energía térmica requerida por cada mol de hidrógeno producido es casi la mitad comparada con la energía requerida en el proceso de reformado del metano en vapor.

A modo de resumen, las reacciones que tienen lugar en cada proceso de reformado explicado son:

- Reformado con vapor: $CH_4 + H_2O \leftrightarrow CO + 3H_2$
- Reformado de CO₂: $CH_4 + CO_2 \leftrightarrow 2CO + H_2O$
- Oxidación parcial: $CH_4 + \frac{1}{2}O_2 \leftrightarrow CO + 2H_2$
- Descomposición térmica: $CH_4 \leftrightarrow C + 2H_2$

En conclusión, podemos afirmar que el proceso de reformado con vapor es la tecnología más extendida a gran escala, por lo que es el proceso que se va a llevar a cabo para la obtención del hidrógeno. Para ello, además de gas natural se necesitará vapor de agua para su reformado. Dado que el reformador es un convertidor catalítico endotérmico y la pila de combustible es un oxidante catalítico exotérmico, los dos se combinan en uno con beneficios térmicos mutuos.

Por lo tanto, en principio, según lo explicado anteriormente en el punto “3.1. El hidrógeno como combustible”, el tipo de hidrógeno según su producción será hidrógeno gris, aunque esta tecnología permite la captura y almacenamiento de carbono, por lo que en un futuro se podría plantear la posibilidad de producir hidrógeno, lo que podría conducir a una reducción de las emisiones de carbono de hasta el 90%.

4. AUTOCONSUMO

4.1. INTRODUCCIÓN DE LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA

El objetivo de este proyecto es el autoconsumo por parte de las viviendas del barrio estudiado a partir de la tecnología de pilas de combustible en modo de cogeneración. En primer lugar, se va a realizar una breve introducción de la situación de la cogeneración en España, que ha evolucionado según la normativa vigente.

Antes del desarrollo de la normativa que fomentara el desarrollo de la cogeneración, no era aconsejable su uso ya que, por razones de seguridad, era mejor recibir electricidad de la red a través de las compañías eléctricas, las cuales se oponían a la cogeneración. A partir de la Ley 82/1980 [8] se impuso que las compañías no podían oponerse. De hecho, debían colaborar aceptando la compra y la venta de electricidad: se permite la conexión a la red eléctrica.

A pesar del desarrollo de la normativa de los años 80, no hubo un gran desarrollo de los sistemas de cogeneración debido a la ausencia de nuevas tecnologías y los elevados costes de los combustibles procedentes del petróleo. En los años 90, diversos factores provocaron un aumento del uso en cogeneración:

- Factores económicos: ratio precio de la electricidad y precio del combustible favorable (electricidad de elevado coste y combustible a un precio más económico).
- Factores tecnológicos: desarrollo del mercado del gas natural y de la red de gasoductos.
- Factores medio ambientales: disminución del combustible utilizado, así como el uso de combustibles menos contaminantes, como el gas natural.

En cuanto a la normativa desarrollada en los años 90, el RD 2366/1994 crea un nuevo marco económico para la autogeneración [9]. El precio de venta de la electricidad de los autogeneradores a las compañías eléctricas se fija en función de la potencia instalada y el tipo de instalación. Posteriormente, la Ley 54/1997 [10] liberaliza el sector eléctrico, es decir, se establece un sistema de libre competencia basado en la oferta y la demanda de la electricidad, distinguiendo la producción en régimen ordinario de la de régimen especial, siendo la producción en régimen especial la procedente de energías renovables cogeneración y tratamiento de residuos con una potencia instalada no superior a 50 MW. Sin embargo, debido a un aumento de la demanda de electricidad, el RD 841/2002 vuelve a incluir a las plantas de más de 50 MW en el régimen especial de manera que se les obliga a participar en el mercado [11].

El RD 2818/1998 supuso un paso atrás en el fomento de la cogeneración, ya que se obligó a consumir entre un 30 y un 50% de la electricidad producida, por lo que las plantas disminuyeron su eficiencia al intentar ajustarse a la demanda eléctrica [12]. El RD 436/2004 [13], que deroga al RD 2818/1998, actualiza el régimen jurídico y económico de la producción de energía eléctrica en régimen especial, desarrolla la Ley del Sector Eléctrico y establece un esquema legal y económico para el régimen especial. Además, con este Real Decreto, se permite comercializar

toda la energía que se produce, lo cual elimina el gran paso atrás que conllevaba el RD 2818/1998 y que obligaba a consumir un elevado porcentaje de la electricidad producida.

El RD 661/2007 [14] regula la actividad de producción de electricidad en régimen especial, derogando así el RD 436/2004, pero mantiene su esquema básico, es decir, se mantienen las dos posibilidades de venta de energía eléctrica, aunque se elimina el incentivo por participar en el mercado. A las instalaciones de cogeneración se les exige un rendimiento eléctrico mínimo, conocido como Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE), en función del tipo de combustible para la retribución de la electricidad.

Sin embargo, a pesar de las correcciones de la normativa para fomentar el desarrollo de sistemas de cogeneración hubo un importante estancamiento en los años 2000, debido principalmente a la crisis económica a partir del 2008.

En el RD 413/2014 [15] se realizan diversos cambios en la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. En primer lugar, se definen dos esquemas de medida:

- Autoconsumo con excedentes: posibilita la venta de la energía eléctrica excedente a la red de distribución y transporte.
- Autoconsumo sin excedentes: esta modalidad hace referencia a las instalaciones que no producen más energía de la que necesitan, e impiden la inyección de la energía eléctrica sobrante a la red de a través de un sistema anti vertido.

Las instalaciones que se acojan a la modalidad de autoconsumo con excedentes podrán recibir durante su vida útil, además de la retribución de la energía valorada al precio de mercado, una retribución específica. Esta retribución específica depende de la potencia instalada que cubra, los costes de inversión que no puedan ser recuperados por la venta de energía en el mercado, lo cual se denomina retribución a la inversión, y un término a la operación que cubra la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado, lo cual es llamado retribución a la operación. Para recibir la retribución específica se impone la necesidad de cumplir con la definición de “Cogeneración de alta eficiencia” (anteriormente debía alcanzarse el Rendimiento Eléctrico Equivalente). Se trata de comparar el combustible usado en cogeneración con el que se usaría para producir electricidad y calor de forma independiente para acreditar el ahorro de energía primaria alcanzado por la instalación. Se necesita aportar un ahorro de energía primaria de al menos el 10% para unidades de cogeneración de más de 1 MW de potencia.

En el RD 900/2015 [16] hubo cambios en la normativa poco acertados. En primer lugar, se impuso un peaje por estar conectado a la red eléctrica, aunque no se hiciera uso de ella, comúnmente conocido como “impuesto al sol”. Además, la potencia contratada debía ser igual o superior a la potencia de la instalación. Tanto el cargo por la energía autoconsumida como las limitaciones del máximo de potencia de generación instalada hasta la potencia contratada lo deroga el RD 15/2018.

4.2. NORMATIVA ACTUAL

La última normativa de autoconsumo aprobada es la RD 244/2019 [17], en la cual se impulsa el autoconsumo colectivo en comunidades de vecinos y se reducen los trámites de compensación de energía producida y no consumida instantáneamente por los pequeños consumidores. Las dos modalidades de autoconsumo especificadas en el RD 413/2014 se mantienen, sin embargo, la modalidad de autoconsumo con excedentes se divide:

- Modalidad con excedentes acogida a compensación: hasta el momento, en estos casos, los usuarios se debían declarar productores de energía con los trámites y declaraciones fiscales que la ley exige, por lo que este Real Decreto fomenta el uso del autoconsumo para el pequeño consumidor. Se dispone de un contador bidireccional que controla lo que se inyecta y lo que se consume. La comercializadora asigna un precio a la electricidad vertida a la red y lo resta de la factura eléctrica. En ningún caso podrá quedar la factura negativa, pero sí que se puede compensar hasta el 100% de la factura. Solo será posible para los casos que cumplan las siguientes condiciones:
 1. La fuente de energía sea de origen renovable
 2. La potencia total de las instalaciones de producción no sea superior a 100 kW.
- Modalidad con excedentes no acogida a compensación: Para aquellos casos que no cumplan alguno de los requisitos para pertenecer a la modalidad con excedentes acogida a compensación, o que por propia voluntad opten por esta modalidad. En este caso, la energía que sobra es vendida al precio que se pacte con la compañía comercializadora sin que exista límite de vertido al mes. La diferencia radica en que los excedentes son volcados a la red en régimen de venta, no de compensación. Las normas que se aplican a esta modalidad son las mismas que a cualquier planta de producción eléctrica.

Además, en este Real Decreto se habilita el autoconsumo colectivo para fomentar el autoconsumo en las comunidades de propietarios y polígonos industriales. De esta manera, varios consumidores pueden asociarse a la misma planta de generación energética. Por otro lado, se pueden aprovechar los excedentes de otros usuarios si no están consumiendo su parte proporcional de energía, por lo que se trata de un aprovechamiento colectivo de la energía que se produce. Para ello, se medirá la energía producida para hacer el reparto entre los consumidores participantes. Los consumidores colectivos pueden pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo con excedentes si el autoconsumo se realiza en instalaciones próximas a través de la red.

En el caso del presente proyecto, la instalación de autoconsumo no cumple las condiciones necesarias para escoger la modalidad con excedentes acogida a compensación, por lo que según la normativa se aplicaría la modalidad de autoconsumo colectivo con excedentes no acogida a compensación. Para este caso, se consume la energía generada y la energía excedente se vende a la empresa comercializadora que se elija a un precio pactado previamente. En cuanto a los equipos de medición, se dispondrá de dos equipos de medida, un equipo de medida bidireccional que mida la energía horaria neta generada y otro en el que se refleje la energía consumida por parte de los consumidores. Se deberá tener en cuenta que, en esta modalidad, se deberá satisfacer los peajes de acceso a las redes de distribución y transporte.

5. DESCRIPCIÓN DEL BARRIO OBJETO DE ESTUDIO

El barrio del que se está realizando la investigación de abastecimiento de energía es L'Illa Perduda, situado al este de la ciudad en el final de la avenida Blasco Ibáñez. Este barrio pertenece al distrito de Algirós. El nombre de este barrio (en castellano denominado "Isla Perdida") se debe a sus orígenes, ya que en el año 1962 se construyeron los dos primeros bloques de edificios en medio de la huerta de Algirós. Actualmente, toda la zona está edificada y este barrio limita al norte con La Carrasca y Beteró, al este con Cabañal-Cañameral, al sur con Ayora y al oeste con Ciutat Jardí [18].

El barrio tiene una superficie total de 0,232 km² poblada por 9360 habitantes, por lo que su densidad de población es elevada, de aproximadamente de 40345 habitantes/km². En total, existen 28 bloques de edificios. En la Figura 5 se puede ver la distribución de los edificios componen el barrio en una captura realizada de Google Maps.



Figura 5: Mapa de L'Illa Perduda tomada desde Google Maps

En el barrio hay edificios que son de uso diferente al residencial, que es la categoría en la que está centrada el presente trabajo, por lo que en total se abastecerá de energía a las viviendas de 20 bloques de edificios diferentes, compuestos por 142 edificios, con un total de 4194 células residenciales.

La oficina estadística de Valencia [19] recoge los datos de los tipos de vivienda que hay según el barrio, aunque no está actualizado desde 2011. De esta manera, en L'Illa Perduda se obtienen los siguientes tipos de viviendas:

- Totales: 4070
- Principales: 3445 (84,64%)
- Secundarias: 190 (4,67%)
- Vacías: 435 (10,69%)

Dado que la mayor parte de las viviendas del barrio son principales y no se han conseguido datos más actualizados, se va a considerar que todas las viviendas son de este tipo. Además, es lógico pensar que en un barrio humilde de una ciudad grande predominen las viviendas principales sobre las secundarias.

En cuanto a las características constructivas, la gran mayoría de los edificios son de gran tamaño, definidos como bloques de apartamentos, aunque también existen unos pocos edificios plurifamiliares. En concreto, de los 142 edificios residenciales que componen el barrio solo 4 son clasificados como edificios plurifamiliares. Por otro lado, la mayor parte de los edificios se construyeron durante los años 1960 y 1980, aunque se ha seguido construyendo hasta el año 2003.

6. ANÁLISIS DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

6.1. CÁLCULO DE LAS DEMANDAS ENERGÉTICAS

6.1.1. DATOS DE PARTIDA

Para poder estudiar distintas alternativas, es necesario conocer las características energéticas iniciales que mantienen los edificios. Dado que el presente proyecto se centra en el abastecimiento de energía a las viviendas de uso residencial, se ha conseguido gracias al Instituto de Ingeniería Energética de la UPV la siguiente información sobre los edificios residenciales:

- Referencia catastral
- Número de viviendas
- Superficie total de células residenciales
- Planta más alta
- Año de construcción
- Tamaño del edificio

Las necesidades básicas de las viviendas residenciales son: agua caliente, electricidad, calefacción y aire acondicionado. Como no se puede conocer con exactitud la forma de suministro que tiene cada vivienda, para el cálculo de cada demanda energética que requieren las viviendas del barrio se han usado dos fuentes de información distintas. En primer lugar, las demandas anuales de calefacción, refrigeración y ACS se han establecido según la clasificación que hace el IVE (Instituto Valenciano de Edificación) en el proyecto Tábula [20]. La Tábula es un proyecto europeo cuyo objetivo es relacionar el tipo de edificio, caracterizado por su tamaño y año de construcción, con su correspondiente demanda de energía para la propuesta de mejoras en eficiencia energética. Los parámetros en los que se centra el proyecto son:

- El periodo de construcción del edificio:
 - G1: hasta el año 1900.
 - G2: 1901-1937.
 - G3: 1937-1959.
 - G4: 1960-1979.
 - G5: 1980-2006.
 - G6: 2007-2020.
- Tamaño del edificio:
 - SFH (Single Family House): viviendas unifamiliares aisladas.
 - TH (Terraced House): viviendas unifamiliares en hilera.
 - MFH (Multi Family House): edificios plurifamiliares.
 - AB (Apartment Block): bloque de apartamentos.

Cada clasificación se realiza en función de la localización, que en todos los casos será la correspondiente al clima mediterráneo dada la ubicación del barrio. La mayor parte de los edificios que forman parte del barrio se construyeron durante la década de 1960. Además, todos los edificios que conforman el barrio se han construido entre los años 1960 y 2003. Por otro lado, la mayoría de los edificios son bloques de apartamentos, aunque existen algunos edificios plurifamiliares. Se resume en la Tabla 3 el número de edificios correspondiente a cada clasificación de Tábula.

Tabla 3: Clasificación de edificios de L'Illa Perduda según la Tábula

	EDIFICIOS	VIVIENDAS
AB-G4	121	2927
AB-G5	25	1208
MHF-G4	4	59
TOTAL	150	4194

A partir de la página web del proyecto Tábula [20] se recogen en la Tabla 4 las demandas de energía anuales de calefacción, refrigeración y ACS para cada tipo de edificio presente en el barrio de estudio por unidad de superficie, según las siguientes variantes:

- Estado típico del edificio sin renovar
- Edificio renovado comúnmente con un paquete de medidas para mejorar la envoltura térmica y el sistema de suministro de calor.
- Edificio renovado con un paquete de medidas avanzado para mejorar la envoltura térmica y el sistema de suministro de calor que solo se realizan en renovaciones de proyectos muy ambiciosos.

Tabla 4: Demandas energéticas por metro cuadrado según la Tábula

TIPO DE EDIFICIO	TIPO DE DEMANDA	AB-G4 (kWh/m²año)	AB-G5 (kWh/m²año)	MFH-G4 (kWh/m²año)
EDIFICIO SIN RENOVAR	Calefacción	67	16,7	44,3
	Refrigeración	4,8	10,7	16,5
	ACS	12,5	12,5	12,5
EDIFICIO RENOVADO COMÚN	Calefacción	12,9	9,5	10,9
	Refrigeración	6	10,6	12,7
	ACS	12,5	12,5	12,5
	Calefacción	12,9	8,6	5,5

EDIFICIO RENOVADO AVANZADO	Refrigeración	0	10,6	4,3
	ACS	5	0	0

Para realizar el estudio energético se va a considerar en todos los casos el estado típico del edificio sin renovar, ya que es un barrio humilde y no ha recibido inversión en mejoras. En el caso de la calefacción, los valores del edificio sin renovar coinciden con los de máxima demanda. Esto se debe a que, en las renovaciones de los edificios, al mejorar la envoltura térmica se reducen las filtraciones de aire manteniendo mejor las condiciones interiores, lo cual reduce la demanda de calefacción.

Por el contrario, los edificios construidos entre 1960 y 1979 presentan una demanda de refrigeración mayor en el caso de que se les mejore la envolvente, ya que las personas son cargas térmicas que calientan la vivienda y, al reducirse las filtraciones de aire exterior, la demanda de refrigeración aumenta. Por otro lado, la demanda de ACS permanece constante ya que no depende del aislamiento del edificio.

La segunda fuente de información de la cual se obtienen el resto de las demandas energéticas es el IDAE, concretamente del proyecto SECH-SPAHOUSEC [21], en el que se analizan los consumos energéticos del sector residencial en España. En base a dichos consumos se establecerán las demandas energéticas de las viviendas que se están estudiando. Las tablas de las cuales se han obtenido los datos se encuentran adjuntas en el Anexo I. En primer lugar, en función de la zona climática se obtiene cada consumo energético del sector residencial. De esta manera, en la Tabla 5 se obtiene el porcentaje de cada consumo de una vivienda en el mediterráneo, zona climática en la que se ubica el barrio. Dado que para la calefacción, refrigeración y ACS se han conseguido datos más precisos que dependen del tipo de edificio, solo se usarán los porcentajes de los consumos correspondientes a la cocina, la iluminación y los electrodomésticos.

Tabla 5: Porcentaje de cada consumo energético en la zona del mediterráneo

	Energía (TJ)	Energía (%)
Calefacción	112967	40,94
ACS	54045	19,59
Refrigeración	3130	1,13
Cocina	19622	7,11
Iluminación	15650	5,67
Electrodomésticos	70523	25,56
TOTAL	275937	100

Por otro lado, el proyecto también proporciona los consumos energéticos totales y medios por hogar. Como se puede ver en el Anexo I, el consumo medio anual de una vivienda en bloque en el mediterráneo es de 22,1 GJ. Con este dato y los porcentajes anteriormente obtenidos, se consigue el consumo energético anual de cada parte por vivienda:

- Cocina: 1,57 GJ/vivienda
- Iluminación: 1,25 GJ/vivienda
- Electrodomésticos: 5,65 GJ/vivienda

6.1.2. DEMANDAS ANUALES

De cara a realizar los cálculos de las demandas energéticas anuales del barrio, se han convertido las demandas energéticas anuales a la misma unidad de energía, las cuales están detalladas en la Tabla 6:

Tabla 6: Demandas energéticas anuales por vivienda o superficie

DEMANDAS ENERGÉTICAS ANUALES	AB-G4	AB-G5	MFH-G4
Calefacción (kWh/m ²)	67	16,7	44,3
Refrigeración (kWh/m ²)	4,8	10,7	16,5
ACS (kWh/m ²)	12,5	12,5	12,5
Cocina (kWh/vivienda)	436,5		
Iluminación (kWh/vivienda)	348,2		
Electrodomésticos (kWh/vivienda)	1568,95		

Una vez conocidas las demandas energéticas anuales por superficie o por vivienda, dado que se conoce la superficie total de células residenciales de cada edificio y el número de viviendas, se puede calcular la demanda anual total del barrio. Los resultados de este cálculo se resumen en la Tabla 7:

Tabla 7: Demandas energéticas anuales

DEMANDA TOTAL (kWh/año)	
CALEFACCIÓN	21701695
REFRIGERACIÓN	2950057
ACS	5377988
COCINA	1830846
ILUMINACIÓN	1460236
ELECTRODOMÉSTICOS	6580204

6.1.3. DEMANDAS MENSUALES

Las demandas anuales anteriormente calculadas variarán dependiendo del mes. En primer lugar, tanto la demanda de calefacción como la de refrigeración dependen de la temperatura media exterior en la ciudad de Valencia. Para conocer la temperatura media exterior de Valencia de cada mes se ha recurrido a los datos recogidos por Climate Data [22] que recoge los datos históricos del tiempo de Valencia por un conjunto diverso de redes, que incluyen la estación

meteorològica de València. Estas temperaturas medias quedan resumidas en el Anexo II. Según las temperaturas medias mensuales se puede llegar a la conclusión de que la demanda de calefacción se produce en los meses más fríos: enero, febrero, marzo, abril, noviembre y diciembre; mientras que la demanda de refrigeración se ocasiona desde mayo hasta octubre. Para el cálculo de las demandas mensuales a partir de las demandas anuales, se calculan las demandas medias diarias para poder conocer la demanda mensual en función de los días de cada mes y del tipo de edificio, y posteriormente ajustarlas en función de la temperatura media exterior. De esta manera, las demandas diarias de refrigeración y calefacción por superficie y por día se exponen en la Tabla 8:

Tabla 8: Demandas medias diarias de climatización por superficie

	AB-G4	AB-G5	MFH-G4
Consumo de calefacción (kWh/m²día)	0,37	0,09	0,24
Consumo de refrigeración (kWh/m²día)	0,03	0,06	0,09

Una vez conocidas estas demandas diarias, ya se pueden calcular las demandas mensuales. En primer lugar, se procede a realizar los cálculos para la demanda de calefacción. Teniendo en cuenta los días de cada mes se obtiene la siguiente demanda mensual por superficie en la Tabla 9:

Tabla 9: Demanda media mensual de calefacción por superficie sin corregir

	AB-G4 (kWh/m²)	AB-G5 (kWh/m²)	MFH-G4 (kWh/m²)
ENERO	11,48	2,86	7,59
FEBRERO	10,36	2,58	6,85
MARZO	11,48	2,86	7,59
ABRIL	11,10	2,77	7,34
NOVIEMBRE	11,10	2,77	7,34
DICIEMBRE	11,48	2,86	7,59

Sin embargo, estas demandas no tienen en cuenta la temperatura exterior por lo que deberán ser corregidas. Cuanto menor sea la temperatura media mensual, mayor será la demanda de calefacción. Para conocer la demanda que se produce en cada mes, se ha calculado la temperatura media general de los meses fríos, y se ha incrementado o disminuido el consumo de calefacción de cada mes en función de la diferencia entre esta temperatura media calculada y la media de la temperatura exterior del mes. De esta manera se exponen en la Tabla 10 las demandas mensuales de calefacción corregidas en función de la temperatura exterior:

Tabla 10: Demanda mensual de calefacción por superficie corregidas según Text

	T media ext (°C)	ΔT (%)	AB-G4 (kWh/m²)	AB-G5 (kWh/m²)	MFH-G4 (kWh/m²)
ENERO	11,2	13,18	12,99	3,24	8,59
FEBRERO	11,1	13,95	11,82	2,95	7,81
MARZO	13,4	-3,88	11,04	2,75	7,30
ABRIL	15,3	-18,60	9,05	2,25	5,98
NOVIEMBRE	14,5	12,40	9,74	2,43	6,44
DICIEMBRE	11,9	7,75	12,37	3,08	8,18
MEDIA DIARIA	12,9		0,37	0,09	0,24

Como se puede comprobar, la media diaria de cada tipo de edificio coincide con la anteriormente calculada con los datos de demandas anuales. De la misma manera se calcula la demanda de refrigeración de cada mes. Sin tener en cuenta la temperatura exterior se detallan las demandas medias mensuales por superficie en la Tabla 11:

Tabla 11: Demanda media mensual de refrigeración por superficie sin corregir

	AB-G4 (kWh/m²)	AB-G5 (kWh/m²)	MFH-G4 (kWh/m²)
MAYO	0,81	1,80	2,78
JUNIO	0,78	1,74	2,69
JULIO	0,81	1,80	2,78
AGOSTO	0,81	1,80	2,78
SEPTIEMBRE	0,78	1,74	2,69
OCTUBRE	0,81	1,80	2,78

Al contrario que con la demanda de calefacción, cuanto mayor sea la temperatura mensual, mayor será la demanda de refrigeración, por lo que se ha calculado la temperatura media exterior de los días cálidos y se ha aumentado o disminuido la demanda de refrigeración en función de la diferencia de la media calculada y la temperatura media exterior de cada mes, tal y como se puede ver en la Tabla 12:

Tabla 12: Demanda mensual de refrigeración por superficie corregidas según Text

	T media ext(°C)	ΔT (%)	AB-G4 (kWh/m²)	AB-G5 (kWh/m²)	MFH-G4 (kWh/m²)
MAYO	18,2	-16,77	0,67	1,50	2,31
JUNIO	21,8	-0,30	0,78	1,74	2,68
JULIO	24,6	12,50	0,91	2,03	3,13
AGOSTO	24,9	13,87	0,92	2,05	3,17
SEPTIEMBRE	22,8	4,27	0,82	1,82	2,81
OCTUBRE	18,9	-13,57	0,70	1,56	2,40
MEDIA DIARIA	21,86		0,03	0,06	0,09

Por otro lado, la demanda de ACS varía a lo largo del año en función de la temperatura del agua de la red. La energía que se necesita es proporcional a demanda diaria y a la diferencia de temperatura de consumo y red. El Código Técnico de la edificación (CTE) establece en la Sección HS4 de su Documento Básico de Salubridad [9] que la temperatura de suministro de ACS en los puntos de consumo debe estar comprendida entre 50 y 65°C, por lo que se ha considerado una temperatura de consumo de 60°C. En el Anexo III se especifica el cálculo de la energía necesaria de ACS, que es proporcional a la demanda diaria y a la diferencia de temperatura de agua de consumo y de agua de la red. La temperatura de agua de red se obtiene para cada mes de los datos recogidos por el IDAE [23]. Cuanto mayor sea esta diferencia de temperatura, mayor será la demanda de energía. Partiendo de la base de que la demanda de ACS anual para todos los tipos de edificio que existen en el barrio es de 12,5 kWh/m² se calcula que la demanda media diaria es de 0,0342 kWh/m². A partir de esta información, se exponen en la Tabla 13 los resultados de la demanda mensual de ACS por superficie corregida según la temperatura de red.

Tabla 13: Demanda mensual de ACS por superficie corregida según la Tred

	T_{RED} (°C)	T_{ACS}-T_{RED} (°C)	DEMANDA ACS (kWh/m²)
ENERO	10	50	1,17
FEBRERO	11	49	1,04
MARZO	12	48	1,12
ABRIL	13	47	1,06
MAYO	15	45	1,05
JUNIO	17	43	0,97

JULIO	19	41	0,96
AGOSTO	20	40	0,94
SEPTIEMBRE	18	42	0,95
OCTUBRE	16	44	1,03
NOVIEMBRE	13	47	1,06
DICIEMBRE	11	49	1,15
MEDIA DIARIA	14,61	45,395	0,0342

Por último, la demanda de iluminación cambia a lo largo del año en función de las horas solares. Para conocer las horas solares, se han tomado los datos recogidos por el Observatorio Astronómico Nacional [24] que especifican la hora de salida y puesta del sol de cada día del año. Esta información se encuentra en el Anexo IV. Se resume en la Tabla 14 la hora de salida y puesta del sol del día 15 de cada mes, con las horas de día y de noche calculadas:

Tabla 14: Horas de sol de cada mes

	SALIDA SOL	PUESTA SOL	HORAS SOL	HORAS NOCHE
ENERO	8:20	18:01	9,68	14,32
FEBRERO	7:54	18:37	10,72	13,28
MARZO	7:12	19:09	11,95	12,05
ABRIL	7:24	20:40	13,27	10,73
MAYO	6:47	21:09	14,37	9,63
JUNIO	6:34	21:31	14,95	9,05
JULIO	6:47	21:28	14,68	9,32
AGOSTO	7:14	20:57	13,72	10,28
SEPTIEMBRE	7:43	20:09	12,43	11,57
OCTUBRE	8:12	19:22	11,17	12,83
NOVIEMBRE	7:46	17:46	10,00	14,00
DICIEMBRE	8:15	17:39	9,40	14,60

La demanda anual de iluminación es de 348,2 kWh/vivienda, que equivale a una demanda media diaria de 0,954 kWh/vivienda. Cuantas más horas solares menor será demanda de iluminación, por lo que se aumentará o disminuirá proporcionalmente esta demanda en función de las horas de noche de cada mes. Para realizar los cálculos de la demanda mensual se ha tenido en cuenta 6 horas de sueño en las que no se demanda luz. En la Tabla 15 se resume la demanda mensual de iluminación por vivienda, inicial y corregida según las horas con demanda de iluminación.

Tabla 15: Demanda mensual de iluminación por vivienda

	kWh/ vivienda*mes Inicial	HORAS NOCHE CON DEMANDA DE LUZ	kWh/ vivienda*mes Corregida
ENERO	29,57	8,32	42,41
FEBRERO	26,70	7,28	33,55
MARZO	29,57	6,05	30,85
ABRIL	28,61	4,73	23,36
MAYO	29,57	3,63	18,53
JUNIO	28,61	3,05	15,05
JULIO	29,57	3,32	16,91
AGOSTO	29,57	4,28	21,84
SEPTIEMBRE	28,61	5,57	27,47
OCTUBRE	29,57	6,83	34,85
NOVIEMBRE	28,61	8,00	39,48
DICIEMBRE	29,57	8,60	43,86
MEDIA DIARIA		5,80	0,954

Por otro lado, las demandas energéticas correspondientes a la cocina y a los electrodomésticos solo varían a lo largo de los meses en función de los días de cada mes, ya que no existe ninguna otra diferenciación significativa que haya que tener en cuenta. De esta manera las demandas mensuales se detallan en la Tabla 16:

- Demanda media diaria de cocina: 1,196 kWh/vivienda
- Demanda media diaria de electrodomésticos: 4,299 kWh/vivienda

Tabla 16: Demandas mensuales de electrodomésticos y cocina por vivienda

	COCINA (kWh/vivienda)	ELECTRODOMÉSTICOS (kWh/vivienda)
ENERO	37,08	133,25
FEBRERO	33,49	120,36
MARZO	37,08	133,25
ABRIL	35,88	128,96
MAYO	37,08	133,25
JUNIO	35,88	128,96
JULIO	37,08	133,25
AGOSTO	37,08	133,25
SEPTIEMBRE	35,88	128,96
OCTUBRE	37,08	133,25
NOVIEMBRE	35,88	128,96
DICIEMBRE	37,08	133,25

Una vez conocidas todas las demandas energéticas mensuales por superficie o por vivienda, se procede a calcular las demandas energéticas totales, que se resumen en la Tabla 17 a continuación en kWh/mes:

Tabla 17: Demandas mensuales

	CALEFACCIÓN	REFRIGERACIÓN	ACS	ILUMINACIÓN	ELECTRODOMÉSTICOS	COCINA
ENERO	4208618,04	0,00	503101,01	175873,33	558866,68	155496,53
FEBRERO	3827341,39	0,00	445325,54	140026,85	504782,81	140448,48
MARZO	3575113,96	0,00	482976,97	129120,59	558866,68	155496,53
ABRIL	2930319,48	0,00	457659,63	98815,06	540838,72	150480,52
MAYO	0,00	413767,68	452790,91	79275,40	558866,68	155496,53
JUNIO	0,00	479624,36	418709,87	65216,38	540838,72	150480,52
JULIO	0,00	559268,41	412542,83	72746,33	558866,68	155496,53
AGOSTO	0,00	566088,75	402480,81	92685,45	558866,68	155496,53
SEPTIEMBRE	0,00	501625,48	408972,43	115452,79	540838,72	150480,52
OCTUBRE	0,00	429681,82	442728,89	145281,40	558866,68	155496,53
NOVIEMBRE	3153253,47	0,00	457659,63	164023,47	540838,72	150480,52
DICIEMBRE	4007048,56	0,00	493038,99	181718,62	558866,68	155496,53
TOTAL	21701695	2950057	5377988	1460236	6580204	1830846

Como se puede comprobar, la suma de las demandas mensuales coincide con las demandas anuales anteriormente calculadas. Dado que las pilas de combustible generan tanto calor como electricidad, se va a agrupar estas demandas calculadas en demanda térmica y demanda eléctrica. La demanda térmica será la correspondiente a las demandas de ACS y de calefacción, mientras que el resto de las demandas son demandas eléctricas. Esta agrupación se representa a continuación en la Tabla 18:

Tabla 18: Demandas térmicas y eléctricas mensuales

	Demanda térmica (kWh/mes)	Demanda eléctrica (kWh/mes)
ENERO	4711719,05	890236,54
FEBRERO	4272666,93	785258,14
MARZO	4058090,93	843483,80
ABRIL	3387979,11	790134,30

MAYO	452790,91	1207406,29
JUNIO	418709,87	1236159,98
JULIO	412542,83	1346377,95
AGOSTO	402480,81	1373137,41
SEPTIEMBRE	408972,43	1308397,50
OCTUBRE	442728,89	1289326,44
NOVIEMBRE	3610913,10	855342,70
DICIEMBRE	4500087,55	896081,83

6.2. DATOS RECOGIDOS POR EL AYUNTAMIENTO

Aunque ya se han calculado las demandas energéticas del barrio en función de diversos parámetros que lo caracterizan, es importante tener en cuenta los datos estadísticos de los consumos de gas natural y electricidad recogidos por el Ayuntamiento de Valencia [25]. Tanto los consumos de gas natural como los de electricidad están actualizados en el año 2019, por lo que son relativamente recientes. Los datos recogidos de gas natural por mes según el tipo de instalación se exponen en el Anexo V, siendo la fuente de información Gas Natural SDG S.A. Los consumos energéticos están recogidos en miles de kWh. Dado que el presente proyecto se centra en el abastecimiento energético de la parte residencial del barrio, solo se usarán los datos de consumos domésticos. Dividiendo cada consumo mensual por el número de abonados se obtienen los consumos mensuales en kWh/vivienda, y como se conoce el número de viviendas totales que conforman el barrio se obtiene el consumo medio mensual, como se puede ver en la Tabla 19:

Tabla 19: Consumo mensuales de GN por vivienda

	GN (kWh/vivienda)	GN (kWh)	GN (kW)
ENERO	447,42	1876512,5	2522,19
FEBRERO	371,36	1557479,6	2317,67
MARZO	391,63	1642484,3	2207,64
ABRIL	222,05	931260,9	1293,42
MAYO	292,05	1224856,8	1646,31
JUNIO	110,44	463196,2	643,33
JULIO	103,21	432866,8	581,81
AGOSTO	57,64	241750,5	324,93
SEPTIEMBRE	64,61	270980,5	376,36
OCTUBRE	88,80	372429,4	500,58

NOVIEMBRE	143,17	600464,6	833,98
DICIEMBRE	144,75	607061,0	815,94

De la misma manera que con los datos recogidos de gas natural se obtienen los de electricidad en miles de kWh según el tipo de instalación, aunque solo se usarán los consumos domésticos recogidos. Estos datos se pueden ver en el Anexo V. En este caso, la fuente de información es Iberdrola. Para conocer los consumos mensuales equivalentes a las células residenciales pertenecientes a L'illa Perduda se divide cada consumo mensual obtenido entre el número de contratos y se multiplica posteriormente por el número de viviendas totales del barrio. Los cálculos se detallan en la Tabla 20:

Tabla 20: Consumos mensuales de electricidad por vivienda

	Electricidad (kWh/hogar)	Electricidad (kWh)	Electricidad (kW)
ENERO	307,44	1289386,0	1733,05
FEBRERO	268,78	1127273,0	1677,49
MARZO	220,63	925323,5	1243,71
ABRIL	207,30	869433,7	1207,55
MAYO	217,00	910097,1	1223,25
JUNIO	174,01	729782,0	1013,59
JULIO	219,56	920830,8	1237,68
AGOSTO	256,76	1076837,4	1447,36
SEPTIEMBRE	212,99	893260,8	1240,64
OCTUBRE	200,93	842698,4	1132,66
NOVIEMBRE	217,44	911945,5	1266,59
DICIEMBRE	224,68	942296,0	1266,53

6.2.1. COMPARACIÓN DATOS

Se procede a comparar las demandas energéticas calculadas con los datos recogidos por el Ayuntamiento de Valencia. El gas natural se suele usar para cubrir las demandas energéticas de calefacción y ACS, aunque podría existir algún caso en los que la demanda de calefacción se cubre con electricidad. A continuación, se compara en la Tabla 21 el consumo de gas natural según los datos recogidos por el Ayuntamiento con la demanda térmica calculada:

Tabla 21: Comparación datos GN Ayuntamiento con demandas calculadas

DEMANDA TÉRMICA	AYUNTAMIENTO (kWh)	TÁBULA (kWh)
ENERO	1876512,5	4711719,1
FEBRERO	1557479,6	4272666,9
MARZO	1642484,3	4058090,9
ABRIL	931260,9	3387979,1
MAYO	1224856,8	452790,9
JUNIO	463196,2	418709,9
JULIO	432866,8	412542,8
AGOSTO	241750,5	402480,8
SEPTIEMBRE	270980,5	408972,4
OCTUBRE	372429,4	442728,9
NOVIEMBRE	600464,6	3610913,1
DICIEMBRE	607061,0	4500087,6

Como se puede observar, los datos energéticos calculados en los meses en los que existe demanda de calefacción son muy superiores a los datos recogidos por el ayuntamiento. Esto se debe a que se han calculado a partir de su Tábula, que depende del año de construcción. Al ser la mayor parte de los edificios construidos en el barrio de la década de 1960, no cuentan con un buen aislamiento con el exterior y la demanda de calefacción aumenta considerablemente. Además, la demanda de calefacción suele ser superior a la de consumo, ya que en muchos casos no se puede conseguir una temperatura de confort durante todo el día sin un gran gasto de energético que equivale a una gran cantidad de dinero. Por último, es importante destacar que parte de las viviendas cuyos consumos energéticos han sido recogidos por el Ayuntamiento pueden contar con calefacción por electricidad, por lo que no afecta al consumo de gas natural. Por otro lado, en los meses que solo hay demanda de ACS no se aprecia una diferencia importante entre los datos energéticos obtenidos por el Ayuntamiento y los calculados. A continuación, se comparan los datos eléctricos en la Tabla 22:

Tabla 22: Comparación datos eléctricos

	AYUNTAMIENTO (kWh)	TÁBULA; IDAE (kWh)
ENERO	1289386,0	890236,54
FEBRERO	1127273,0	785258,14

MARZO	925323,5	843483,80
ABRIL	869433,7	790134,30
MAYO	910097,1	1207406,29
JUNIO	729782,0	1236159,98
JULIO	920830,8	1346377,95
AGOSTO	1076837,4	1373137,41
SEPTIEMBRE	893260,8	1308397,50
OCTUBRE	842698,4	1289326,44
NOVIEMBRE	911945,5	855342,70
DICIEMBRE	942296,0	896081,83

Al comparar ambos datos eléctricos se puede deducir que la diferencia de cómo fluctúan la demanda o el consumo eléctrico se debe a diversos factores:

- La diferencia entre demanda y consumo en los meses más calurosos se origina como consecuencia de que en Valencia existen algunas viviendas que no cuentan con un sistema de refrigeración, o que a pesar de que disponer de un sistema de refrigeración suelen tener cierto control para evitar gastos energéticos excesivos.
- La diferencia obtenida en los meses fríos se debe a que la electricidad en muchos casos se usa para cubrir la demanda de calefacción, por lo que el consumo eléctrico tan elevado recogido por el Ayuntamiento en estos meses se puede deber al uso de este sistema.

Tanto para la demanda térmica como para la demanda eléctrica se van a considerar los datos obtenidos con el proyecto SECH-SPAHOUSEC del IDAE y del proyecto Tábula, ya que los consumos recogidos por el Ayuntamiento son poco realistas en términos de demanda. Por lo tanto, las demandas energéticas resultantes son las correspondientes a la Tabla 18.

6.3. DEMANDAS DIARIAS

Para poder realizar el dimensionamiento de la pila de combustible, es necesario conocer el pico diario, por lo que se va a calcular la demanda de cada hora en los días laborables y festivos. Para conocer la demanda que se produce, es importante saber la ocupación de la vivienda. Con este fin, se recurre a los datos recogidos por el Instituto Nacional de Estadística (INE) en una la Encuesta de Empleo del Tiempo 2000/2010 [26]. En el Anexo VI se exponen los datos de entrada de la ocupación horaria de una vivienda estándar. La mayor ocupación se produce por la noche, sin embargo, hay que tener en cuenta que, durante ciertas horas de la noche en las que la ocupación es máxima, no existirá demanda porque hay que tener en cuenta las horas necesarias de sueño. Para ello, se ha obtenido la media de las horas en las cuales los españoles se acuestan y se despiertan en los días festivos y los laborales, obtenidos del Centro de Investigaciones Sociológicas (CIS) [27] que se encuentran recogidos en el Anexo VII. Estos datos se diferencian entre festivos y fines de semana, ya que durante los días festivos el porcentaje de la gente que

se acuesta más tarde de la medianoche aumenta considerablemente. Al corregir los porcentajes de ocupación con las horas de sueño media de los españoles, ya se pueden conocer los porcentajes de demanda en función de la ocupación de la vivienda, que se resumen en la Tabla 23. Los cálculos se van a realizar semanales, por lo que se han considerado 5 días laborales y 2 días festivos.

Tabla 23: Demanda según la ocupación de la vivienda corregidos con las horas de sueño

	Ocupación Laborales (%)	Ocupación festivos (%)
24:00	12,852	28,314
01:00	6,699	16,434
02:00	3,888	6,594
03:00	1,4505	2,868
04:00	0,98	0,966
05:00	6,05	1,75
06:00	25,30	7,45
07:00	55,81	22,75
08:00	61,53	47,62
09:00	49,91	60,78
10:00	45,11	61,63
11:00	40,10	55,70
12:00	37,8	49,6
13:00	42,5	51,7
14:00	60,3	67
15:00	63,2	73,4
16:00	52	62,9
17:00	43,8	54,5
18:00	40,9	48,5
19:00	40,5	45,4
20:00	50,3	50,7

21:00	68,495	68,482
22:00	61,56	69,252
23:00	35,137	51,66

6.3.1. DEMANDA TÉRMICA

En primer lugar, la demanda térmica incluye las demandas de ACS y de calefacción. En el caso de la demanda de ACS, se seguirán los porcentajes correspondientes a la ocupación, mientras que, para la demanda de calefacción, además de los porcentajes de ocupación, se tendrá en cuenta la diferencia de temperatura a lo largo del día. Para ello, se ha acudido a la página web de PVGIS [28] donde se encuentra la base de datos de la estación de medición de Valencia, de la cual se obtiene la temperatura de cada hora en función del mes, que se adjunta en el Anexo VIII. Dado que para el cálculo de la demanda mensual de calefacción ya se ha tenido en cuenta la diferencia de temperatura entre los meses, se va a comparar la temperatura de cada hora con la media del mes correspondiente.

Partiendo de las demandas mensuales de ACS, se estiman las demandas diarias incrementando porcentualmente la demanda en función de los porcentajes de demanda según la ocupación, que se encuentran en la Tabla 23. Por otro lado, las demandas diarias de calefacción tendrán en cuenta tanto los valores de ocupación de las viviendas como los datos de temperaturas recogidos en el Anexo VIII.

Para los meses en los que hay demanda de calefacción, el máximo se da en los días festivos a las 22 horas, mientras que para el resto de los meses el máximo ocurre en los días festivos a las 15 horas. La mayor demanda térmica se produce en los días festivos del mes de febrero a las 22 horas, debido a que coinciden una disminución de la temperatura junto con una gran ocupación de las viviendas. Los cálculos de las demandas térmicas diarias de cada mes se encuentran adjuntos en el Anexo IX. En resumen, se obtiene una demanda térmica máxima de 13714,24 kWh, producida en los días festivos de febrero a las 22 horas. Se adjunta como Figura 6 el gráfico de la variación horaria de la demanda térmica en el mes de febrero para que se aprecie la fluctuación según la ocupación y la temperatura, donde se puede ver, además, el máximo producido a las 22 horas en los días festivos.

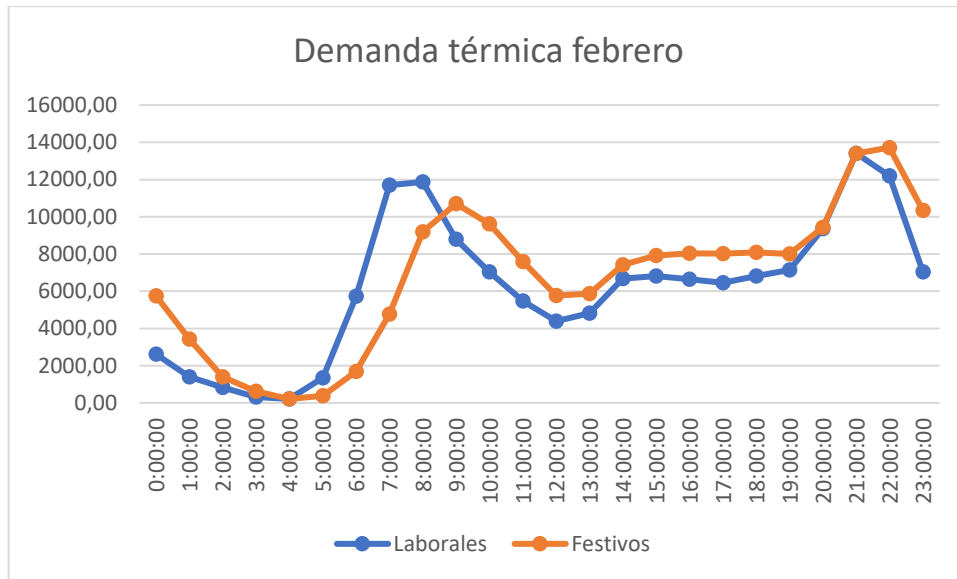


Figura 6: Demanda horaria tèrmica del mes de febrero de L'Illa Perduda

6.3.2. DEMANDA ELÉCTRICA

La demanda eléctrica, se divide en los cuatro tipos anteriormente mencionados: electrodomésticos, cocina, refrigeración e iluminación. Cada demanda se deberá corregir en función de la ocupación y de otros factores adicionales dependiendo del tipo de demanda. En primer lugar, para calcular la demanda de electrodomésticos se tiene en cuenta el porcentaje de funcionamiento de cada uno, obtenido del proyecto SECH-SPAHOUSEC del IDAE (Anexo I). Se consideran todos los electrodomésticos que se tienen en cuenta en la tabla de los consumos según la zona climática.

Las demandas que permanecerán constantes durante todo el día son los frigoríficos, los congeladores y el standby, mientras que el resto de las demandas dependerán de la ocupación. La iluminación dependerá de la ocupación, pero durante las horas de sol se reduce un 60% la demanda, ya que habrá salas (como por ejemplo los cuartos de baño) que no estén iluminadas por luz natural y necesite de iluminación artificial. Se ha decidido reducir un 60% para estar del lado de la seguridad y certificar llegar a la demanda con el dimensionamiento de la pila de combustible, aunque la reducción podría ser incluso mayor. Por otro lado, la demanda eléctrica de la cocina dependerá completamente de la ocupación ya que no tiene ningún otro factor significativo que la haga variar.

Por último, para la refrigeración, además de los porcentajes de ocupación, se tendrá en cuenta la diferencia de temperatura a lo largo del día. Para ello, se usan los datos proporcionados por la estación de medición de Valencia, recogidos en la página web del PVGIS y que se encuentran en el Anexo VIII. De esta manera, al igual que para el cálculo de la demanda de calefacción, se calculan los porcentajes de diferencia de temperatura que se tendrán en cuenta para aumentar o disminuir la demanda de refrigeración y se varía dicha demanda de refrigeración de cada hora en función de estos porcentajes.

Para los meses en los que se necesita refrigeración, el máximo se produce en los días festivos a las 15 horas, mientras que, en los meses fríos el máximo se da en los días festivos a las 22 horas.

Los resultados de los cálculos de las demandas eléctricas diarias de cada mes se encuentran adjuntos en el Anexo X. La mayor demanda eléctrica se produce en agosto en los días festivos a las 15 horas, y es igual a 3233,467 kWh. La fluctuación de la demanda eléctrica del mes de agosto se adjunta a continuación como Figura 7.

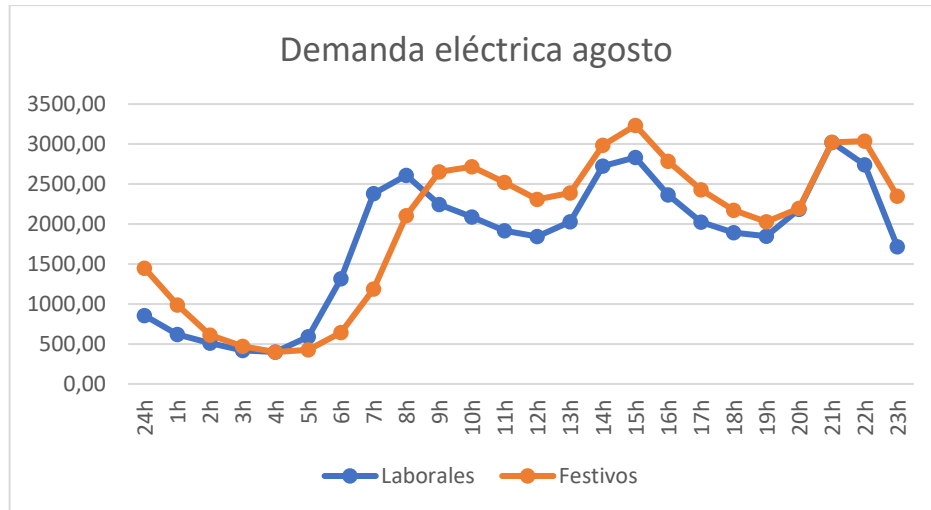


Figura 7: Demanda horaria eléctrica de agosto de L'illa Perduda

7. CONSIDERACIONES SOBRE EL TAMAÑO DE LA COGENERACIÓN

Una vez conocidas las demandas térmicas y eléctricas diarias de las viviendas se debe dimensionar el sistema. Dado que la aplicación que tendrá este sistema de cogeneración se caracteriza por presentar importantes variaciones diarias de demanda, es importante optimizar el dimensionamiento para que salga rentable, y no sea ni excesivo ni insuficiente. Por un lado, si sobredimensionamos el sistema, la inversión inicial será demasiado elevada y el sistema muy complejo; mientras que si lo infradimensionamos se pierden las ventajas de la cogeneración. Dado que las pilas de combustible aportan dos tipos de energía (eléctrica y térmica) se debe decidir el modo de operación en el que se va a trabajar, es decir, que tipo de necesidades se prioriza cubrir con la pila.

Si se representan gráficamente las demandas anuales eléctricas y las demandas anuales térmicas durante se obtienen las denominadas curvas monótonas de demanda [29]. Estas curvas ayudan a decidir la potencia de la pila de combustible que optimiza tanto el factor de utilización como el grado de cobertura de la instalación, aunque posteriormente se deberá realizar un estudio completo incluyendo términos económicos para estudiar la viabilidad de implementación del sistema. Esta potencia se aprecia viéndose fácilmente representada en la curva por un decrecimiento. Se van a representar las curvas monótonas de las demandas eléctricas y térmicas y se van a desarrollar distintas alternativas en función de estas. En primer lugar, se representa como Figura 8 la curva monótona anual de demanda térmica:

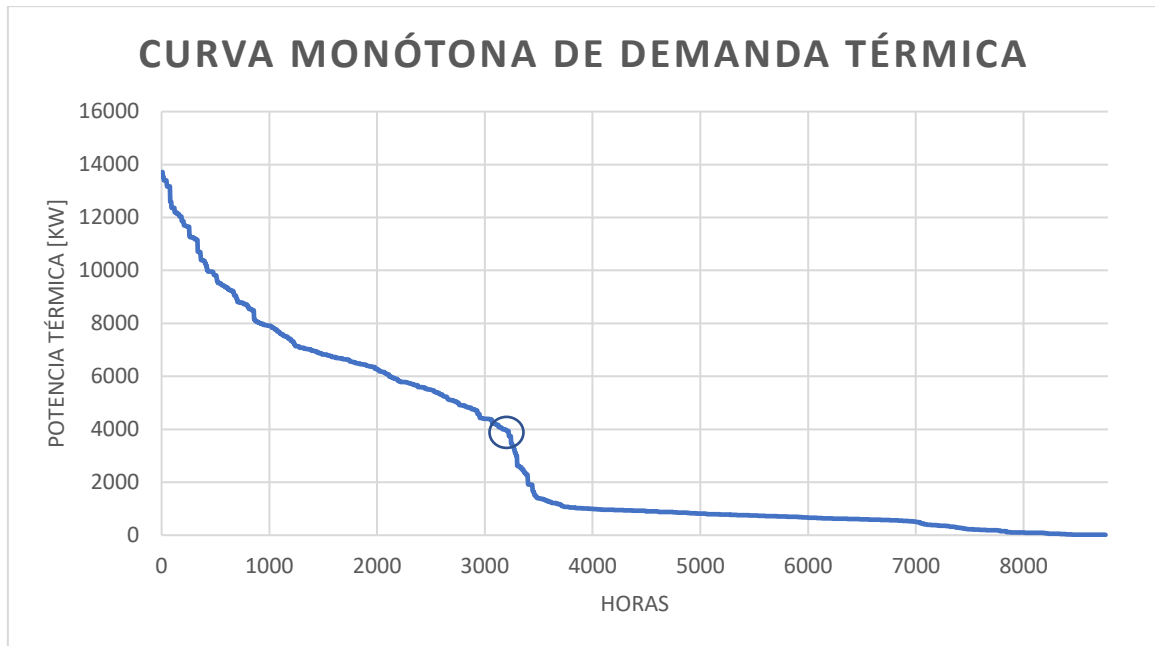


Figura 8: Curva monótona anual de demanda térmica en L'Illa Perduda

La potencia térmica nominal que optimizaría la instalación es de 4MW. Por otro lado, si se consideran las demandas eléctricas diarias a lo largo del año, se obtiene la siguiente curva, representada en la Figura 9:

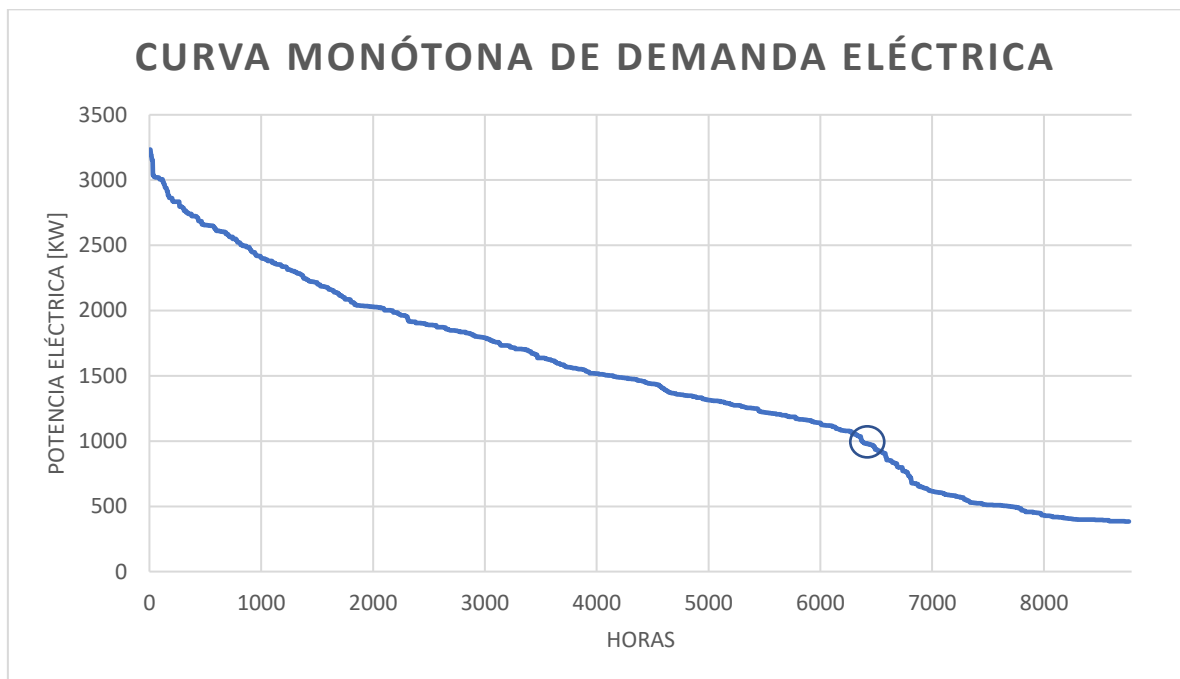


Figura 9: Curva monótona anual de demanda eléctrica en L'Illa Perduda

La potencia eléctrica que optimiza el factor de utilización y el grado de cobertura para la demanda eléctrica es de 1MW.

Una vez realizados los gráficos en los que se aprecian las necesidades eléctricas y térmicas de los edificios se debe decidir si se va a ajustar la potencia de la pila a la producción a la demanda de calor o a la demanda eléctrica. El seguimiento de la demanda térmica presenta múltiples

ventajas. La más importante es que el hecho de ajustarse a esta demanda térmica evita excedentes y no se desperdicia energía. En el caso de que se produzca más electricidad de la demandada, por ser la demanda térmica mucho mayor que la eléctrica, se puede vender a la red. Si, por el contrario, la electricidad demandada es superior a la producida, se puede comprar a la red. El mayor inconveniente de ajustarse a esta demanda es que se requiere una potencia mucho mayor que conllevaría a un sistema más complejo y de mayor coste.

Por otro lado, el seguimiento de la demanda eléctrica busca la independencia de la red. Aunque se siga conectado a la red eléctrica para no quedar aislado si surge un problema técnico, en principio, toda la electricidad la produce la pila de combustible escogida. Si se ajusta la producción a la demanda eléctrica se estará generando la mayor parte del tiempo más o menos calor del demandado. Si se está generando menos calor del demandado, se deberá contar con el apoyo de las calderas de gas, que gastarían más combustible. Si, en el caso contrario, se está produciendo más calor del demandado, se desaprovecha esa energía sobrante. La mayor ventaja de priorizar abastecer las necesidades de electricidad es que se requeriría una potencia más pequeña, por lo que la inversión económica sería mucho menor.

En cualquier caso, independientemente del sistema de cogeneración y el modo de operación que se elija, se necesitará contar con el respaldo de la red eléctrica y de un sistema de apoyo térmico. El sistema de cogeneración se va a adaptar a la infraestructura existente, por lo que se cuenta con el apoyo de las calderas para satisfacer las necesidades térmicas y con la conexión a la red eléctrica para la compra o venta de electricidad.

8. SELECCIÓN DE LA PILA DE COMBUSTIBLE

Una terminado el estudio de demanda energética y consideradas las posibles opciones de dimensionamiento del sistema, se debe decidir qué tipo de pila escoger. En primer lugar, como es característico de las demandas de los edificios residenciales, las demandas energéticas dependen de varios factores que van fluctuando a lo largo del día y del año, por lo que se necesita un sistema que se comporte bien ante las variaciones de demanda. Para que el seguimiento de las demandas no obstaculice la máxima eficiencia que puede ofrecer la pila, se necesita una pila de combustible que no funcione a alta temperatura, ya que no se caracterizan por la rapidez de reacción y se perdería mucha eficiencia al no poder responder ante variaciones de carga. Por esta razón, se ha descartado la pila de óxido sólido (SOFC) y la pila de carbonato fundido (MFCF).

Por lo tanto, se debe decidir entre la pila de intercambio de protones (PEMFC) y la pila de ácido fosfórico (PAFC), ya que ambas pilas cuentan con la ventaja de rapidez de reacción y rápida puesta en marcha. Para aplicaciones estacionarias de cogeneración, las pilas PAFC son las que presentan mejores resultados, ya que al tener una temperatura de operación mayor se puede aprovechar más calor residual y se puede cubrir más demanda térmica de lo que podría cubrir una pila PEMFC. Consecuentemente, con el objetivo de conseguir la mayor eficiencia del sistema en base al estudio energético realizado, se ha escogido una pila de ácido fosfórico para abastecer de energía eléctrica y térmica todas las viviendas residenciales pertenecientes al barrio.

Se ha escogido el modelo PureCell 400 de Doosan, cuyas especificaciones se encuentran en el Anexo XI [30], aunque se exponen las características más importantes en la Tabla 24. El catálogo completo de este modelo se encuentra en el Anexo XII. Como se puede ver en el catálogo, existen dos modos de operación de la pila, de los cuales se ha decidido operar en *Eco* ya que proporciona

una mayor eficiencia eléctrica. Se ha decidido escoger este modelo ya que es la pila de ácido fosfórico más comercializada actualmente y ya ha funcionado para diversas aplicaciones estacionarias, ofreciendo una eficiencia global de más del 80%. Además, ofrece todo lo que se necesita para la implementación del proyecto, ya que usa gas natural como combustible, proporciona tanto energía eléctrica como energía térmica y usa la red eléctrica como sistema de respaldo. Si se hubiera decidido escoger una pila PEMFC, que es la pila de combustible más utilizada actualmente para diversas aplicaciones, ser debería haber hecho un estudio exhaustivo de catálogos para escoger la más adecuada, sin embargo, con las pilas PAFC la búsqueda es mucho más eficiente y clara, ya que el modelo de PureCell de Doosan ha probado su éxito en múltiples ocasiones y las potencias térmicas y eléctricas que proporciona la pila de combustible son adecuadas según el dimensionamiento realizado en el anterior apartado. En el Anexo XIII [31] se compara el modelo escogido con otras tecnologías convencionales.

Doosan PureCell 400

Potencia eléctrica (kW)	440
Potencia térmica (kW)	454
Consumo GN (kW)	1104
Eficiencia eléctrica (%)	40
Eficiencia térmica (%)	41
Eficiencia global (%)	81

Tabla 24: Características técnicas Doosan PureCell 400

Es importante conocer cómo se comporta la pila a cargas parciales para que el seguimiento no obstaculice la máxima eficiencia que puede ofrecer la pila. En la Figura 10 [32] se muestra la curva de eficiencia de carga parcial de una pila de combustible PAFC en comparación con un típico motor de combustión de gas natural.

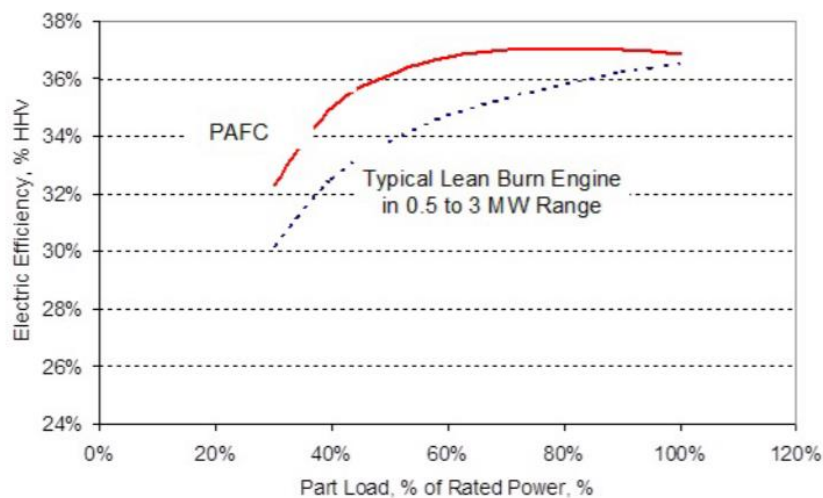


Figura 10: Rendimiento PAFC a cargas parciales

Las pilas de combustible mantienen un rendimiento a cargas parciales mejor que los motores alternativos. El rendimiento de la pila de combustible al 50% de la carga está dentro del 2% de su característica de eficiencia a plena carga. A medida que la carga disminuye, la curva se vuelve algo más pronunciada, ya que las ineficiencias de los sopladores de aire y del procesador de combustible empiezan a anular la mejora de la eficiencia de la pila.

Por otro lado, la calidad del calor que se extrae del sistema depende de la temperatura de funcionamiento de cada pila de combustible, ya que las de alta temperatura proporcionarían una calidad de energía térmica mayor que las pilas de baja temperatura. En general, el calor se puede recuperar en forma de agua caliente o vapor de baja presión, y suele ser el apropiado para cubrir las necesidades de calefacción y ACS. Existen cuatro fuentes de calor residual que se aprovechan del sistema [32]:

- Gases de escape.
- Refrigeración de la pila.
- Combustión de gas anódico.
- En el caso de las pilas de alta temperatura también se puede aprovechar parte del calor del reformador interno.

Todo el calor disponible del gas anódico y del reformador interno se utiliza internamente para maximizar la eficiencia del sistema. Por lo tanto, hay dos tipos de calor residual que sirven para cubrir las necesidades domésticas: el calor recuperado del refrigerante de la pila de combustible, y el calor recuperado de los gases de escape.

El calor de los gases de escape es calor de baja temperatura. En el caso de las pilas PEMFC y PAFC que necesitan agua para su funcionamiento, este calor cumple la función de condensación del agua producida, haciendo así que el sistema sea autosuficiente. En el caso de las tecnologías de alta temperatura, este calor puede generar vapor de media presión, pero se usa gran parte en un intercambio de calor recuperativo con los gases de entrada. Por ello, se suele recuperar el calor de los gases de escape a una temperatura aproximada de 60°C. Por otro lado, el calor recuperado del sistema de refrigeración de la pila es de alta temperatura, aproximadamente de unos 120°C. Los dos tipos de calor se pueden usar para cubrir tanto la demanda de calefacción como la demanda de ACS, ya que se regulará a la temperatura adecuada gracias a la subestación de transmisión térmica y a la calderas.

9. PLANTEAMIENTO DE SUMINISTRO ENERGÉTICO

Dado que no es obvio cual es la mejor solución de suministro energético, se van a plantear a continuación distintas alternativas para escoger la más adecuada en función los resultados energéticos y económicos que presenten.

Para realizar el balance energético anual, se van a calcular los parámetros más relevantes que muestran la eficacia del sistema, para la energía eléctrica y para la energía térmica. En cualquier caso, se va a comparar la situación actual con la nueva situación considerando el sistema de cogeneración y los correspondientes beneficios. Los parámetros más importantes que se calculan para evidenciar la eficiencia energética del sistema son [34]:

- Calor útil: calor anual producido por el sistema de cogeneración que se aprovecha para cubrir la demanda térmica.

- Cobertura tèrmica: cantidad porcentual de demanda tèrmica que es cubierta con el calor producido por el sistema de cogeneración.
- Porcentaje de autoconsumo: se compara en valor porcentual la energía consumida procedente del sistema con la energía eléctrica total producida.
- Cobertura eléctrica: cantidad porcentual de demanda eléctrica que es abastecida con el sistema de cogeneración.
- PES: Ahorro de energía primaria porcentual. Es un parámetro que relaciona el ahorro de energía primaria con el sistema de cogeneración y la energía primaria que se hubiese consumido con un sistema de generación separada de calor y electricidad. Si el ahorro es mayor del 10% se le otorga la condición de cogeneración de alta eficiencia y se añade la retribución específica a la retribución de mercado. Este parámetro depende de la eficiencia tèrmica y eléctrica del nuevo sistema de cogeneración y de unos valores de referencia de la eficiencia de producción separada de calor y electricidad que se recogen según el reglamento vigente. En este caso es el Reglamento delegado (UE) 2015/2402. Para el cálculo del PES se ha recurrido a la guía técnica del IDAE para la determinación del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia [35]. El procedimiento completo del cálculo del PES se explica con detalle en el Anexo XIV.

Para realizar el balance económico, se debe considerar la inversión inicial, la diferencia de gastos de combustible y de electricidad a través de la comparación de la situación nueva con la actual y el coste de operación y mantenimiento de las pilas de combustible. Estos cálculos serán estimativos para poder seleccionar una alternativa teniendo en cuenta la viabilidad de implementación, pero se desarrollará un presupuesto completo para la alternativa escogida.

La inversión inicial y los gastos de operación y mantenimiento dependen de la pila de combustible escogida. Para el modelo Doosan Pure Cell 400, se han encontrado datos recogidos por EPA (United States Environmental Protection Agency) [32] y por U.S Department of Energy [36] que estiman un coste de 7000\$ por cada kW de potencia eléctrica, y un coste de operación y mantenimiento de 0,7 céntimos de dólar por kWh de electricidad. Sin embargo, se han encontrado referencias [37] que defienden que el coste del modelo escogido ha disminuido por haber alcanzado una mayor competitividad en el mercado. Aunque el coste del nuevo sistema PAFC de 400 kW no está disponible públicamente, se estima que cuesta aproximadamente 2 millones de dólares por el sistema y la instalación, que fue el coste del sistema PAFC de 200 kW instalado en un zoo de Los Ángeles y en un instituto de Nueva York. Se va a tomar el valor de 2 millones de dólares por el sistema y la instalación que, realizando la equivalencia a euros, supone una inversión inicial de 1687400 € por pila de combustible. Dado que no se han encontrado más datos sobre el coste de operación y mantenimiento del modelo escogido, se mantiene el precio anteriormente mencionado. Realizando la equivalencia a euros se queda en 5,89€ por cada MWh eléctrico.

Como todas las plantas de producción eléctrica, la energía excedentaria se venderá al precio acordado con la comercializadora escogida. Para realizar los cálculos estimativos, se van a tomar los datos medios proporcionados por el SIOS (Sistema de Información del Operador del Sistema) de la Red Eléctrica de España [38] para el año 2021, que calculan un precio de compra de 120,16€/MWh y un precio de venta de la energía excedentaria de 69,3€/MWh. Además de la retribución de mercado, se debe considerar la retribución específica cuando proceda, de manera que la remuneración anual total sería la suma de la retribución de mercado y la retribución

específica cuando proceda. El cálculo de la retribución específica se explica en el Anexo XV. Para conocer los parámetros retributivos necesarios para el cálculo de la retribución específica, se recurre a la Orden [39] por la que se actualizan estos parámetros de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración.

Por último, el precio del gas natural en España depende de los peajes de acceso. Para viviendas grandes o que dispongan de calefacción, se asigna la tarifa 3.2, que estima un precio del combustible por el valor entre 0,045€/kWh y 0,0615€/kWh por lo que se va a tomar el valor medio de 0,04785€/kWh [40].

10. DESARROLLO DE ALTERNATIVAS

Se van a realizar las alternativas según la potencia del sistema, la distribución de las pilas de combustible y el modo de operación de la pila. De esta manera se desarrollan 8 alternativas.

- **Alternativa 1:** sistema de 4 MW de potencia térmica con el sistema de producción térmica y eléctrica a partir de pilas de combustible centralizado con seguimiento de la demanda térmica todo el año.
- **Alternativa 2:** sistema de 4 MW de potencia térmica con el sistema de producción térmica y eléctrica a partir de pilas de combustible centralizado con seguimiento de la demanda térmica los meses con demanda de calefacción y seguimiento de la demanda eléctrica los meses con demanda de refrigeración.
- **Alternativa 3:** sistema de 4 MW de potencia térmica con las pilas de combustible distribuidas de manera que cada pila abastece de energía a un grupo de edificios con seguimiento de la demanda térmica todo el año.
- **Alternativa 4:** sistema de 4 MW de potencia térmica con las pilas de combustible distribuidas de manera que cada pila abastece de energía a un grupo de edificios con seguimiento de la demanda térmica los meses con demanda de calefacción y seguimiento de la demanda eléctrica los meses con demanda de refrigeración.
- **Alternativa 5:** sistema de 1 MW de potencia eléctrica con el sistema de producción térmica y eléctrica a partir de pilas de combustible centralizado con seguimiento de la demanda eléctrica todo el año.
- **Alternativa 6:** sistema de 1 MW de potencia eléctrica con el sistema de producción térmica y eléctrica a partir de pilas de combustible centralizado con seguimiento de la demanda térmica los meses con demanda de calefacción y seguimiento de la demanda eléctrica los meses con demanda de refrigeración.
- **Alternativa 7:** sistema de 1 MW de potencia eléctrica con las pilas de combustible distribuidas de manera que cada pila abastece de energía a un grupo de edificios con seguimiento de la demanda eléctrica todo el año.
- **Alternativa 8:** sistema de 1 MW de potencia eléctrica con las pilas de combustible distribuidas de manera que cada pila abastece de energía a un grupo de edificios con seguimiento de la demanda térmica los meses con demanda de calefacción y seguimiento de la demanda eléctrica los meses con demanda de refrigeración.

Se compararán las alternativas de cada sistema de cogeneración y finalmente se escogerá la más adecuada en función de los resultados energéticos y económicos obtenidos.

10.1. SISTEMA DE COGENERACIÓN DE 4MW DE POTENCIA TÉRMICA

Como se ha comentado anteriormente, la potencia térmica que optimiza el factor de utilización y el grado de cobertura en función de la demanda térmica es 4 MW de potencia. Como se ha escogido una pila que aporta 454 kW de potencia térmica, se necesita un total de 9 pilas. Esta alternativa de instalación está orientada a satisfacer la máxima demanda térmica en los meses que requieren el uso de calefacción, por lo que se deberá estudiar si es rentable teniendo en cuenta la baja demanda térmica en el resto de los meses y la gran inversión económica que hay que realizar. A continuación, se desarrollan las alternativas correspondientes al sistema de cogeneración de 4 MW de potencia térmica.

10.1.1. ALTERNATIVA 1: SISTEMA DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADO – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA TODO EL AÑO

Esta alternativa presenta diversas ventajas, ya que, al disponer de 9 pilas que funcionan como un conjunto, se puede optar por apagar algunas pilas de combustible en los meses que no se requiera tanta producción térmica. Esto presentaría la gran ventaja de cubrir una gran demanda térmica cuando se requiera, que coincide con los meses de calefacción, sin necesidad de perder eficiencia por funcionar a bajas cargas de funcionamiento cuando solo existe demanda térmica de ACS. Otra ventaja es que, durante los meses con demanda de calefacción, la gran producción de energía térmica a la vez produciría una gran cantidad de electricidad, que además de satisfacer las demandas eléctricas se podría vender el excedente a la red a un precio que suele ser muy rentable, lo que apoyaría el ahorro económico.

Por lo tanto, dado que la demanda térmica en invierno es muy superior a la que se produce en verano por la mala calidad de los cerramientos que provoca una alta demanda de calefacción, se ha decidido que durante estos meses estarían en funcionamiento todas las pilas de combustible mientras que durante el resto del año se apagarían la mayoría. Para saber cuántas pilas se apagarían durante estos meses se representa en la Figura 11 su correspondiente curva monótona de demanda térmica:

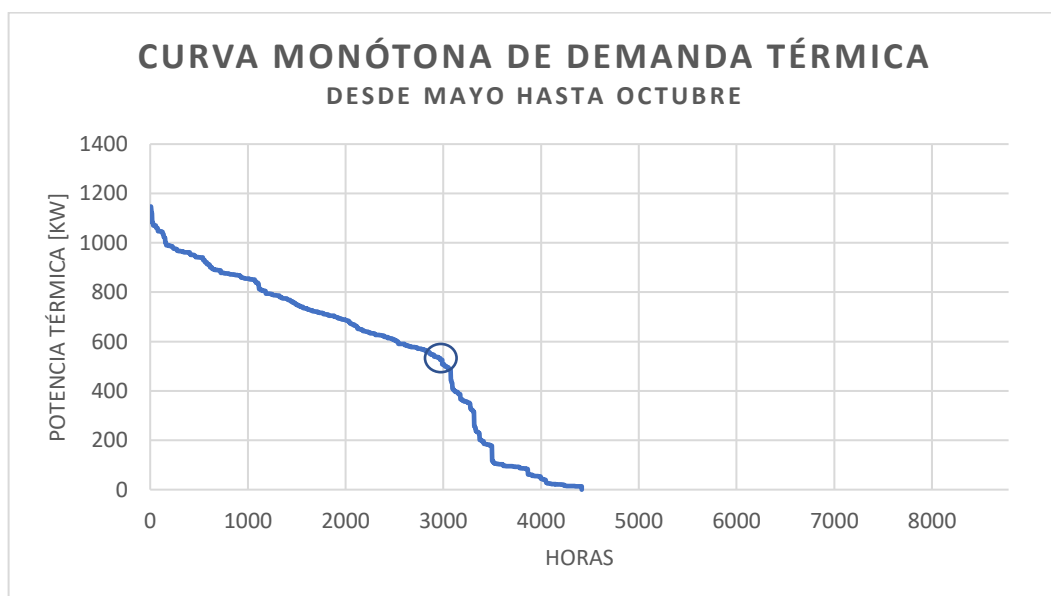


Figura 11: Curva monótona de demanda térmica en L'Illa Perduda cuando hay demanda de refrigeración

Dado que se puede apreciar un decrecimiento de la curva en 500 kW, se procede a dejar solo una pila en funcionamiento. Es importante destacar que la durabilidad de las pilas no se vería afectada por ser apagadas y encendidas una vez al año. En la Tabla 25 se resume el balance de energía térmica:

Tabla 25: Alternativa 1 - Balance de energía térmica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA TÉRMICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Calor generado calderas	27079,68	11120,34
Calor generado PAFC		15959,35
Calor evacuado		0,00
CALOR GENERADO TOTAL	27079,68	27079,68
Consumo combustible calderas	33849,60	13900,42
Consumo combustible PAFC		38925,24
CONSUMO COMBUSTIBLE TOTAL	33849,60	52825,66
Incremento consumo combustible		18976,05
CALOR UTIL		15959,35
COBERTURA DEMANDA TÉRMICA (%)		59

Como se puede observar, los resultados energéticos obtenidos son exitosos. Toda la energía térmica generada por las pilas de combustible es aprovechada ya que al seguir la demanda térmica no es necesaria la evacuación de calor. Además, la producción del nuevo sistema de cogeneración alcanza casi un 60% de cobertura de la demanda.

Tabla 26: Alternativa 1 - Balance de energía eléctrica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Electricidad importada	12821,34	6292,88
Consumo eléctrico evitado		6528,46
Electricidad exportada		8938,75
Electricidad generada PAFC		15467,21

PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO (%)		42,21
COBERTURA DEMANDA ELÉCTRICA (%)		50,92

Analizando el balance eléctrico, se concluye que con esta alternativa se obtiene un buen balance energético por parte de los dos tipos de energía expuestos. La demanda eléctrica es cubierta en un 51% por las pilas de combustible, valor considerablemente alto teniendo en cuenta que se está siguiendo la demanda térmica; y tiene un porcentaje de autoconsumo del 42%, lo cual no supone ningún inconveniente al poder realizar la venta de estos excedentes. Por último, es interesante conocer el PES o ahorro de energía primaria para comprobar si se opta a la retribución específica y tenerlo en cuenta en el estudio económico. Como se explica en el Anexo XIV, el PES se calcula a partir de la eficiencia del sistema de cogeneración y unos valores de referencia de producción separada de calor y electricidad.

Tabla 27: Alternativa 1 - Cálculo PES (%)

RefE_0	53,0%
Corrección Temperatura	-0,4%
Corrección perdidas venta a red	0,918
Corrección pérdidas red interna	0,891
Autoconsumo	42,21%
RefE	47,69%
RefH	92%
PES	21,81%

Con esta alternativa se consigue un ahorro de energía primera del 21,81%, más del doble del mínimo legal para obtener la retribución específica. Por lo que se procede al cálculo económico para poder analizar la viabilidad de implementación del sistema.

Tabla 28: Alternativa 1 - Balance económico (€/año)

BALANCE ECONÓMICO (€/año)

	Situación actual	Cogeneración
GASTO COMBUSTIBLE	1619703,50	2527707,62
COMPRA ELECTRICIDAD	1540612,56	756152,83
Retribución mercado		619455,28
Retribución por inversión		301605,48

Retribución por operación		322510,05
Retribución específica base		624115,53
Factor de minorización		0,74
Retribución específica minorada		460694,69
Subtotal		1080149,97
Peaje generación (0,5€/MWh)		4469,37
Impuesto producción eléctrica (7%)		75610,50
VENTA ELECTRICIDAD		1000070,10
Mantenimiento		91101,86
TOTAL	3160316,063	2374892,211

Tabla 29: Alternativa 1 - Resumen resultado económico

RESUMEN RESULTADO ECONÓMICO

Inversión (€)	15186600
Ahorro (€/año)	785423,85
Tiempo de retorno (años)	19,34

A pesar de que anualmente se obtenga un gran ahorro económico gracias a la venta de electricidad y al ahorro de combustible que se produce gracias a la cogeneración, se necesita una gran inversión para la compra de las pilas de combustible y la instalación requerida, lo que hace que el tiempo de retorno de la inversión sea de 19 años. Sin embargo, se considera viable la implementación ya que la vida útil de las pilas de combustible tiene una media de 25 años, por lo que, aunque se necesite una gran inversión, sería recuperada a lo largo de los años y supondría ganancias en los últimos 5 años.

10.1.2. ALTERNATIVA 2: SISTEMA DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADO – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA O DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN LA CLIMATIZACIÓN DEMANDADA

Este caso es similar al caso anterior, sin embargo, se ha decidido probar a seguir la demanda eléctrica desde mayo hasta octubre, ya que, debido a la demanda de refrigeración la demanda eléctrica es mucho mayor y por lo tanto el sistema proporcionaría una mayor cobertura eléctrica y se conseguiría un ahorro económico importante por necesitar la compra de menos electricidad.

Gracias a que el sistema está centralizado, se puede valorar la opción de apagar algunas pilas durante los meses que se va a seguir la demanda eléctrica. Para ello, se realiza la curva monótona de demanda eléctrica de estas horas del año (Figura 12):

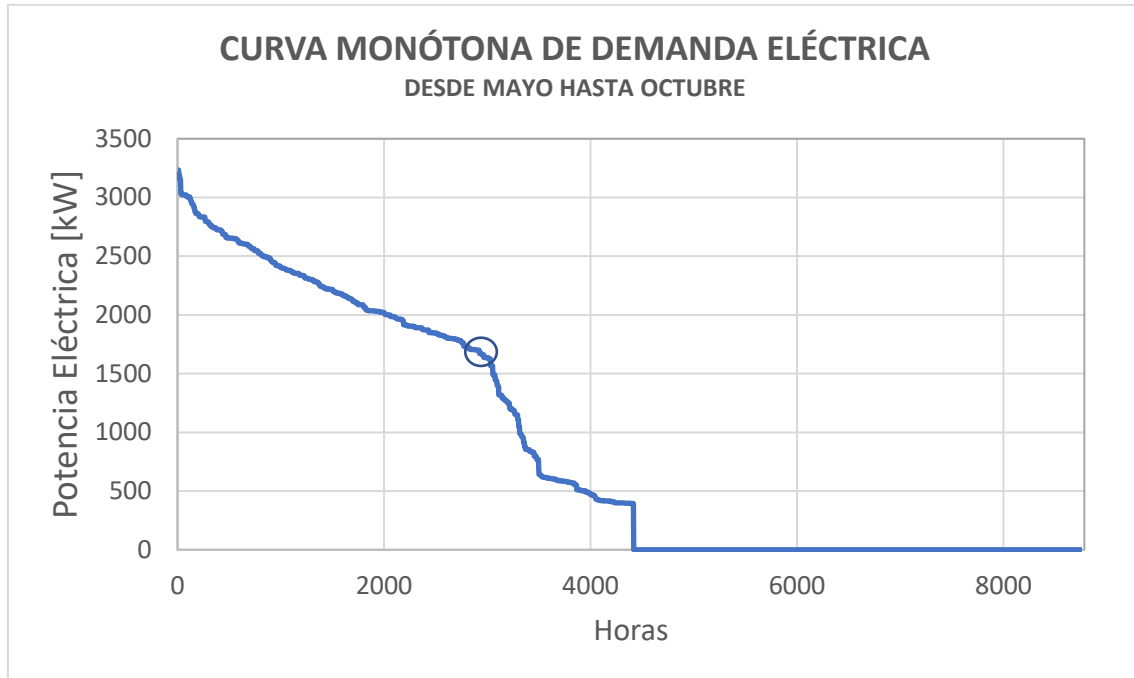


Figura 12: Curva monótona de demanda eléctrica en L'Illa Perduda cuando hay demanda de refrigeración

Aproximadamente, es equivalente a una potencia eléctrica de 1700 kW por lo que serán necesarias 4 pilas de combustible durante estos meses. A continuación, se muestra en la Tabla 30 el balance de energía térmica y en la Tabla 31 el balance de energía eléctrica.

Tabla 30: Alternativa 2 - Balance de energía térmica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA TÉRMICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Calor generado calderas	27079,68	10156,93
Calor generado PAFC		20881,07
Calor evacuado		3958,32
CALOR GENERADO TOTAL	27079,68	31038,01
Consumo combustible calderas	33849,60	12696,17
Consumo combustible PAFC		50929,44
CONSUMO COMBUSTIBLE TOTAL	33849,60	63625,61

Incremento consumo combustible		29776,01
CALOR UTIL		16922,75
COBERTURA DEMANDA TÉRMICA (%)		62

Gracias a que hay más pilas funcionando los meses con demanda de refrigeración también se cubre más demanda térmica que en la alternativa anterior que se seguía la demanda térmica todo el año. En este caso existe energía térmica que debe ser evacuada y que no puede ser aprovechada, aunque es mucho menor que el calor útil producido por la pila.

Tabla 31: Alternativa 2 - Balance de energía eléctrica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Electricidad importada	12821,34	1522,93
Consumo eléctrico evitado		11298,41
Electricidad exportada		8938,75
Electricidad generada PAFC		20237,16
PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO (%)		55,83
COBERTURA DEMANDA ELÉCTRICA (%)		88,12

El balance de energía eléctrica es mejor que en la alternativa anterior, ya que es necesario comprar menos electricidad gracias a la incorporación de más pilas en funcionamiento durante la época en la que se necesita refrigeración. Se alcanza una cobertura del 88% de la demanda, valor muy por encima de la anterior alternativa. Por otra parte, la electricidad exportada se mantiene constante ya que se produce más electricidad de la demandada cuando se encuentran en funcionamiento las 9 pilas simultáneamente.

Tabla 32: Alternativa 2 - Cálculo PES (%)

RefE_0	53,0%
Corrección Temperatura	-0,4%
Corrección pérdidas venta a red	0,918
Corrección pérdidas red interna	0,891
Autoconsumo	55,83%

RefE	47,49%
RefH	92%
PES	16,52%

A pesar de que se obtengan mejores coberturas térmicas y eléctricas con esta alternativa, el aumento de consumo de combustible que se produce en las pilas de combustible no es compensado por el aumento equivalente de la electricidad y del calor útil producidos por la pila de combustible, por lo que sale un ahorro de energía primaria menor que en la anterior alternativa. Igualmente, se considera un gran ahorro de energía primaria y se le otorga la condición de cogeneración de alta eficiencia con las correspondientes remuneraciones.

Tabla 33: Alternativa 2 - Balance económico (€/año)

BALANCE ECONÓMICO (€/año)

	Situación actual	Cogeneración
GASTO COMBUSTIBLE	1619703,504	3044485,54
COMPRA ELECTRICIDAD	1540612,559	182995,18
Retribución mercado		621958,13
Retribución por inversión		301605,48
Retribución por operación		322510,05
Retribución específica base		624115,53
Factor de minorización		0,74
Retribución específica minorada		460694,69
Subtotal		1082652,82
Peaje generación (0,5€/MWh)		4469,37
Impuesto producción eléctrica (7%)		75785,70
VENTA ELECTRICIDAD		1002397,75
Mantenimiento		119196,89
TOTAL	3160316,063	2344279,86

Tabla 34: Alternativa 2 - Resumen resultado económico

RESUMEN RESULTADO ECONÓMICO

Inversión (€)	15186600
Ahorro (€/año)	816036,21
Tiempo de retorno (años)	18,61

La inversión se mantiene constante, pero en este caso el ahorro anual es mayor gracias un mejor aprovechamiento del sistema. La electricidad es actualmente la energía más costosa, por lo que a pesar de que haya aumentado el gasto de combustible se equilibra positivamente con la reducción de importación de electricidad de la red. Aunque el tiempo de retorno de la inversión no sea mucho mejor que el de la anterior alternativa, se reduce en un año la recuperación del dinero invertido.

10.1.3. ALTERNATIVA 3: PILAS DE COMBUSTIBLE DISTRIBUIDAS – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA TODO EL AÑO

Esta alternativa consiste en distribuir las pilas de combustible como pequeñas fuentes de generación de energía que se instalan cerca de los puntos de consumo. Por lo tanto, se deben realizar grupos de bloques de edificios que serán alimentados por cada pila de combustible individualmente, de manera que se programarían las pilas de combustible para que abastecieran las demandas de determinados bloques de edificios. En función de la localización y de la demanda térmica de cada bloque, se ha hecho la distribución que se muestra en la Figura 13:



Figura 13: Alternativa 3 – Posible distribución de las pilas de combustible en L'Illa Perduda

De esta manera se obtienen nueve grupos de islas de edificios, cada uno de los cuales dispondrá de una pila de combustible. Las características de cada grupo se encuentran en la Tabla 35, donde se especifica el número de bloques de edificios, de edificios y de viviendas.

Tabla 35: Alternativa 3 - Características de los grupos hechos en la distribución de PC

	Bloques	Edificios	Viviendas
Grupo 1	4	24	578
Grupo 2	4	30	537
Grupo 3	2	13	466
Grupo 4	3	9	395
Grupo 5	1	22	609
Grupo 6	2	6	336
Grupo 7	1	7	363
Grupo 8	1	27	431
Grupo 9	2	9	395
	20	150	4194

Esta alternativa de instalación está orientada a cubrir la máxima demanda térmica en los meses que requieren el uso de calefacción, por lo que en los meses que no cuentan con esta demanda las pilas funcionarían la mayor parte del tiempo a una carga parcial menor del 30%. Es importante recordar que las pilas comienzan a perder gran parte de su rendimiento a partir de una carga parcial inferior al 50%, por lo que en estos meses se perdería mucha eficiencia. Por esta razón, se ha decidido apagar las pilas de combustible durante esta época del año y satisfacer las necesidades térmicas con las calderas ya instaladas, y la demanda eléctrica con la compra de electricidad a la red. De este modo, se asegura un funcionamiento de las pilas a elevada eficiencia. A pesar de que el apagado y encendido de las pilas de combustible puede afectar a la durabilidad, solo se realizaría una vez al año por lo que la pérdida de vida sería insignificante.

Esta alternativa presentaría dos ventajas importantes. En primer lugar, gracias al funcionamiento de 9 pilas durante los meses que hay calefacción, el sistema de cogeneración cubre gran parte de las demandas térmicas. Por otro lado, al estar cada pila funcionando individualmente, inyectar la energía sobrante a la red requiere menos problemas. Sin embargo, el hecho de que cada pila funcione individualmente también significa la desventaja de que el sistema no pueda abastecer de energía los meses que no hay calefacción, ya que funcionarían a una carga parcial tan pequeña que perderían mucha eficiencia. A continuación, se resume el balance energético y económico anual de esta alternativa.

Tabla 36: Alternativa 3 - Balance de energía térmica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA TÉRMICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Calor generado calderas	27079,68	13131,33
Calor generado PAFC		13948,35
Calor evacuado		0,00
CALOR GENERADO TOTAL	27079,68	27079,68
Consumo combustible calderas	33849,60	16414,16
Consumo combustible PAFC		34020,38
CONSUMO COMBUSTIBLE TOTAL	33849,60	50434,54
Incremento consumo combustible		16584,93
CALOR UTIL		13948,35
COBERTURA DEMANDA TÉRMICA (%)		52

Tabla 37: Alternativa 3 - Balance de energía eléctrica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Electricidad importada	12821,34	7810,63
Consumo eléctrico evitado		5010,71
Electricidad exportada		8522,81
Electricidad generada PAFC		13518,23
PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO (%)		37,07
COBERTURA DEMANDA ELÉCTRICA (%)		39,08

Comparando con las anteriores alternativas, se puede concluir que esta es la que peores resultados energéticos presenta, ya que el sistema está apagado durante 6 meses. Aunque la demanda térmica sea relativamente baja durante estos meses, la demanda eléctrica aumenta

por la demanda de refrigeración, lo cual explica la baja cobertura de demanda eléctrica que proporciona esta alternativa. Comparando con la segunda alternativa, en la cual se seguía la demanda térmica o eléctrica en función de la época del año, se puede destacar la ventaja de que no es necesaria la evacuación de calor por lo que no se desperdicia energía. Para concluir con el balance energético se realiza el cálculo del PES en la Tabla 38.

Tabla 38: Alternativa 3 - Cálculo PES (%)

RefE_0	53,0%
Corrección Temperatura	-0,4%
Corrección perdidas venta a red	0,918
Corrección pérdidas red interna	0,891
Autoconsumo	37,07%
RefE	47,76%
RefH	92%
PES	21,73%

Se obtiene un gran ahorro de energía primaria gracias a que la mayor parte de la electricidad y el calor de la pila de combustible, realizando el seguimiento de la demanda térmica durante todo el año, se produce en los meses en los que existe demanda de calefacción que es cuando se encuentran en funcionamiento las pilas en esta alternativa, por lo que el balance del consumo de combustible y de la electricidad y calor útil producido es positivo. Por último, es necesario realizar un balance económico.

Tabla 39: Alternativa 3 - Balance económico (€/año)

BALANCE ECONÓMICO (€/año)

	Situación actual	Cogeneración
GASTO COMBUSTIBLE	1619703,504	2413292,59
COMPRA ELECTRICIDAD	1540612,559	938525,453
Retribución mercado		590630,679
Retribución por inversión		301605,48
Retribución por operación		307502,96
Retribución específica base		609108,44
Factor de minorización		0,68

Retribución específica minorada		416295,34
Subtotal		1006926,01
Peaje generación (0,5€/MWh)		4261,40
Impuesto producción eléctrica (7%)		70484,82
VENTA ELECTRICIDAD		932179,79
Mantenimiento		79622,3702
TOTAL	3160316,063	2499260,63

Tabla 40: Alternativa 3 - Resumen resultado económico

RESUMEN RESULTADO ECONÓMICO

Inversión (€)	15186600
Ahorro (€/año)	661055,43
Tiempo de retorno (años)	22,97

Esta opción presenta un ahorro anual que presta un tiempo de retorno de casi 23 años. Este resultado es debido a la falta de aprovechamiento del sistema de cogeneración, que obliga a cubrir la demanda eléctrica con la compra a la red eléctrica y la demanda térmica con las calderas convencionales existentes durante los 6 meses que no se prevé una demanda de calefacción. A pesar de que no se han obtenido buenos resultados económicos, sigue siendo una alternativa viable por tener un tiempo de retorno de menos de 25 años.

10.1.4. ALTERNATIVA 4: PILAS DE COMBUSTIBLE DISTRIBUIDAS - SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA O DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN LA CLIMATIZACIÓN DEMANDADA

La distribución por islas se mantiene igual que en la anterior alternativa. Debido al mal resultado obtenido en la alternativa anterior, en la cual se debían apagar las pilas cuando solo existía demanda térmica de ACS por la baja demanda térmica que obligaba a las pilas de combustible a trabajar a cargas de funcionamiento demasiado bajas, se ha decidido probar una alternativa en la que se combina durante el año el seguimiento de ambas demandas energéticas. Por lo tanto, desde noviembre hasta abril, se va a realizar el seguimiento de la demanda térmica y en el resto de los meses el seguimiento de la demanda eléctrica. De esta manera, se asegura un funcionamiento continuo a cargas parciales superiores al 50%.

Tabla 41: Alternativa 4 - Balance de energía térmica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA TÉRMICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Calor generado calderas	27079,68	10593,10
Calor generado PAFC		21944,83
Calor evacuado		5458,25
CALOR GENERADO TOTAL	27079,68	32537,93
Consumo combustible calderas	33849,60	13241,38
Consumo combustible PAFC		53523,97
CONSUMO COMBUSTIBLE TOTAL	33849,60	66765,34
Incremento consumo combustible		32915,74
CALOR UTIL		16486,58
COBERTURA DEMANDA TÉRMICA (%)		61

Tabla 42: Alternativa 4 - Balance de energía eléctrica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Electricidad importada	12821,34	60,27
Consumo eléctrico evitado		12761,07
Electricidad exportada		8540,01
Electricidad generada PAFC		21301,08
PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO (%)		59,91
COBERTURA DEMANDA ELÉCTRICA (%)		99,53

La demanda eléctrica en verano es superior a la demanda térmica, por lo que durante estos meses se debe evacuar el calor sobrante. En este caso el calor evacuado es mayor que en la segunda alternativa debido a que están todas las pilas en funcionamiento, por lo que, aunque se

consiga una mayor cobertura eléctrica, se produce más energía térmica que debe ser evacuada y por lo tanto desperdiciada.

Tabla 43: Alternativa 4 - Cálculo PES (%)

RefE_0	53,0%
Corrección Temperatura	-0,4%
Corrección perdidas venta a red	0,918
Corrección pérdidas red interna	0,891
Autoconsumo	59,91%
RefE	47,44%
RefH	92%
PES	14,8%

El aumento del consumo de combustible de los meses en los que la demanda eléctrica aumenta por la demanda de refrigeración no es compensado por un aumento del calor útil, ya que durante estos meses solo existe demanda de ACS y se debe desperdiciar el calor producido por la pila de combustible, lo que hace que el ahorro de energía primaria sea menor. No obstante, es un valor aceptable y se le concede el derecho a la retribución específica.

Tabla 44: Alternativa 4 - Balance económico (€/año)

BALANCE ECONÓMICO (€/año)

	Situación actual	Cogeneración
GASTO COMBUSTIBLE	1619703,504	3194721,692
COMPRA ELECTRICIDAD	1540612,559	7193,695155
Retribución mercado		591822,7241
Retribución por inversión		301605,48
Retribución por operación		308123,58
Retribución específica base		609729,06
Factor de minorización		0,69
Retribución específica minorada		418098,93
Subtotal		1009921,65

Peaje generación (0,5€/MWh)		4270,01
Impuesto producción eléctrica (7%)		70694,52
VENTA ELECTRICIDAD		934957,13
Mantenimiento		125465,75
TOTAL	3160316,063	2392424,01

Tabla 45: Alternativa 4 - Resumen resultado económico

RESUMEN RESULTADO ECONÓMICO

Inversión (€)	15186600
Ahorro (€/año)	767892,06
Tiempo de retorno (años)	19,77

Con la generación distribuida y siguiendo la demanda térmica en invierno y eléctrica en verano, se consigue un ahorro anual considerable que compensa la inversión a los 19,77 años. Se puede concluir que todas las alternativas serían posibles dado el ahorro que se consigue con el sistema de cogeneración.

10.1.5. COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

Para que sea más fácil realizar una comparación, se construye la Tabla 46 que resume los parámetros más importantes de cada una de las alternativas desarrolladas.

Tabla 46: Comparación de alternativas del sistema de cogeneración de 4MW de potencia térmica

	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4
Cobertura demanda térmica (%)	58,93	62,49	51,51	60,27
Cobertura demanda eléctrica (%)	50,92	88,12	39,08	99,53
Autoconsumo eléctrico (%)	42,21	55,83	37,07	59,91
PES (%)	21,81	16,52	21,73	14,8
Ahorro anual (€)	785423,85	816036,21	661055,43	767845,73
Tiempo de retorno inversión (años)	19,34	18,61	22,97	19,78

Para realizar una comparación entre la generación centralizada y la generación distribuida, se deben comparar las alternativas cuyas pilas de combustible están programadas para seguir las mismas demandas energéticas durante el año. Por lo tanto, si se compara la primera alternativa con la tercera alternativa, ambas con el sistema preparado para seguir la demanda térmica, pero siendo la primera un sistema centralizado y la tercera un sistema de generación distribuida, se

puede concluir que, a excepción del ahorro de energía primaria que ambas alternativas presentan un valor similar, la primera presenta mejores resultados tanto energéticos como económicos. Esto es debido a que se presentan grandes diferencias de demanda térmica durante el año por la gran demanda de calefacción que provocan los malos cerramientos de los edificios, por lo que seguir la demanda térmica en una instalación distribuida obligaría al sistema a trabajar a cargas parciales tan bajas en los meses que no existe esta demanda que se pierde mucha eficiencia y es más rentable tanto económica como energéticamente funcionar con el sistema convencional durante esta época del año, lo cual hace que se desaprovechen las ventajas propias de un sistema de cogeneración. En cuanto al PES o ahorro de energía primaria, dado que es un parámetro que compara lo consumido con lo producido, se obtienen valores muy similares.

Por otro lado, comparando la segunda y cuarta alternativa, que siguen la demanda térmica cuando se presenta una demanda de calefacción y la demanda eléctrica cuando existe demanda de refrigeración, siendo la segunda un sistema centralizado y la cuarta un sistema de generación distribuida, se puede observar que no existe tanta diferencia como en la anterior comparación. La diferencia radica en que en la generación distribuida se mantienen todas las pilas en funcionamiento durante todo el año, por lo que se consigue una mayor cobertura eléctrica y un mayor porcentaje de autoconsumo en los meses calurosos que son los que más demanda eléctrica poseen, aunque a su vez no se consigue un ahorro de energía porque lo consumido no se compensa con lo producido. A pesar de que exista una clara diferencia, no es radical teniendo en cuenta que la diferencia entre ambas es de 5 pilas de combustible funcionando durante 6 meses. En cuanto a la cobertura térmica, se consiguen mejores resultados con un sistema centralizado, aunque tampoco existe un gran contraste. Por último, los resultados económicos son mejores en la instalación centralizada. A pesar de que con la generación distribuida se necesite importar menos electricidad de la red eléctrica, se compensa con un mayor gasto en combustible y unos ingresos menores por la venta de excedentes. Se puede llegar a la conclusión de que, para un sistema de cogeneración de 4 MW de potencia térmica, se consiguen mejores resultados con un sistema centralizado.

Para comparar el modo de operación en el que trabajan las pilas de combustible, se procede a comparar la primera con la segunda alternativa. La mayor ventaja que se presenta en la primera alternativa es el ahorro de energía primaria, ya que, al no producir más calor del demandado, toda la energía térmica generada por las pilas de combustible es útil. A pesar de este parámetro, el resto de los resultados energéticos como los económicos son mejores para el sistema que sigue la demanda eléctrica durante la mitad del año. A pesar de que durante estos meses sea necesaria la evacuación de calor, se ha visto que la diferencia entre el calor útil y este calor evacuado es considerablemente significativa como para considerar si se rentabiliza con el aumento de cobertura eléctrica.

Por otro lado, comparando los casos de generación distribuida, se sacan prácticamente las mismas conclusiones que con la anterior comparación. El ahorro de energía primaria es mayor en el caso del modo de operación continuo en el que se sigue la demanda térmica debido a que se compara lo consumido con lo producido y no se desaprovecha energía calorífica. En el resto de los parámetros también se consiguen mejores resultados con el sistema que sigue una u otra demanda en función de la estación. Gracias a seguir la demanda eléctrica en los meses con

demanda de refrigeración pilas pueden funcionar a cargas parciales por encima del 50% y no es necesario apagarlas, por lo que aumentan los beneficios tanto económicos como energéticos de la instalación de cogeneración.

Por lo tanto, se puede asumir que la mejor opción para un sistema de cogeneración de 4MW de potencia térmica es un sistema centralizado. La elección entre la primera y la segunda alternativa es más complicada, ya que como se ha explicado anteriormente, la segunda presenta mejores resultados a excepción del ahorro de energía primaria. Sin embargo, es un parámetro importante que se calcula a partir de lo consumido, de lo producido, y de unos valores de referencia que representan la producción separada de electricidad y de calor, por lo que es un claro indicador de la eficiencia del sistema de cogeneración. Sin embargo, dado que se alcanzan unas mejores coberturas de las demandas y un mayor ahorro económico con la segunda alternativa se ha decidido optar por esta configuración. Además, a pesar de que el PES sea inferior, se le otorga la condición de cogeneración de alta eficiencia por tener un valor superior el 10%. Por otro lado, si pasados los años y habiendo recuperado el dinero de la inversión se decide cambiar la configuración y seguir la demanda térmica todo el año no existiría ningún inconveniente ni dificultad, solo habría que apagar más pilas durante el verano y programar la pila que quedara encendida para seguir la demanda térmica. Por lo tanto, durante los meses que existe demanda de calefacción se seguiría la demanda térmica mientras que en los meses que no exista esta demanda y además exista una demanda de refrigeración, que coincide con los meses desde mayo hasta octubre, se seguiría la demanda eléctrica. A continuación, se procede a realizar el estudio de alternativas de un sistema de cogeneración de 1 MW de potencia eléctrica.

10.2. SISTEMA DE COGENERACIÓN DE 1 MW DE POTENCIA ELÉCTRICA

Partiendo de la curva monótona de demanda eléctrica, se necesita 1MW de potencia eléctrica para optimizar el factor de utilización y grado de cobertura eléctrica de la pila. Dada la potencia eléctrica del modelo escogido, se necesitarán dos pilas de combustible. Esta opción será mucho más económica ya que no hay que realizar una inversión tan elevada al solo necesitar 1 MW de potencia, sin embargo, se deberá estudiar si es rentable la instalación del sistema según los resultados energéticos obtenidos.

10.2.1. ALTERNATIVA 5: SISTEMA DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADO – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA TODO EL AÑO

En esta alternativa, se va a seguir la demanda eléctrica durante todo el año, por lo que será necesario que el sistema convencional cubra la mayor parte de la demanda térmica durante los meses de calefacción y se desperdiciará calor en los meses calurosos, por lo que en principio el balance energético de energía térmica no será exitoso. Habrá que realizar el estudio para valorar cuanta energía se desperdicia y si merece la pena teniendo en cuenta que se va a cubrir gran parte de las demandas eléctricas. Es obvio, que, como se ha mencionado anteriormente, el balance económico debería salir mejor que priorizando la cobertura de las demandas térmicas ya que la inversión inicial a realizar es considerablemente menor.

En el desarrollo de esta alternativa se podrán apreciar las ventajas y las desventajas que se presentan en el modo de operación con seguimiento de la demanda eléctrica. En el caso de la demanda eléctrica, se aprecia un aumento de demanda desde mayo hasta octubre debido a la demanda de refrigeración, pero la diferencia de demanda eléctrica de estos meses con los meses que no se requiere refrigeración no es tan grande como en el caso de la demanda térmica.

Además, en este caso el sistema de cogeneración contaría con una potencia mucho menor. Por estas razones, las dos pilas de combustible estarán en funcionamiento continuo durante todo el año. En primer lugar, se resume en la Tabla 47 y la Tabla 48 el balance de energía térmica y de energía eléctrica respectivamente.

Tabla 47: Alternativa 5 - Balance de energía térmica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA TÉRMICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Calor generado calderas	27079,68	21146,21
Calor generado PAFC		7146,28
Calor evacuado		1212,81
CALOR GENERADO TOTAL	27079,68	28292,49
Consumo combustible calderas	33849,60	26432,76
Consumo combustible PAFC		17429,96
CONSUMO COMBUSTIBLE TOTAL	33849,60	43862,72
Incremento consumo combustible		10013,11
CALOR UTIL		5933,48
COBERTURA DEMANDA TÉRMICA (%)		21,9

A pesar de que se siga la demanda eléctrica durante todo el año, la cantidad de calor evacuado es pequeña en comparación con el calor útil producido, ya que durante los meses que la demanda térmica es elevada por requerir uso de calefacción, no se desperdicia prácticamente energía térmica al ser la demanda térmica mucho mayor que la demanda eléctrica y por lo tanto mayor que la producción térmica.

Tabla 48: Alternativa 5 - Balance de energía eléctrica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Electricidad importada	12821,34	5959,29
Consumo eléctrico evitado		6862,05
Electricidad exportada		0,00

Electricidad generada PAFC		6862,05
PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO (%)		100
COBERTURA DEMANDA ELÉCTRICA (%)		53,52

El hecho de que se siga la demanda eléctrica durante todo el año hace que la electricidad producida por las pilas de combustible sea igual al consumo de la red eléctrica evitado, ya que no se produce más de lo que se consume. Por otro lado, sí que es necesario comprar electricidad para los casos en los que la demanda eléctrica es superior a la electricidad producida con las dos pilas funcionando a carga máxima.

Tabla 49: Alternativa 5 - Cálculo PES (%)

RefE_0	53,0%
Corrección Temperatura	-0,4%
Corrección perdidas venta a red	0,918
Corrección pérdidas red interna	0,891
Autoconsumo	100%
RefE	46,87%
RefH	92%
PES	17,36%

A pesar de que se sepa con anterioridad que no se va a obtener ninguna retribución de mercado ni específica, ya que como se explica en el Anexo XV, la retribución específica depende de la energía exportada a la red, se ha decidido calcular el PES para conocer el ahorro de energía primaria del sistema comparado con un sistema convencional. De esta manera, se obtiene un valor del 17,36% que se considera muy adecuado.

Tabla 50: Alternativa 5 - Balance económico (€/año)

BALANCE ECONÓMICO (€/año)

	Situación actual	Cogeneración
GASTO COMBUSTIBLE	1619703,504	2098830,963
COMPRA ELECTRICIDAD	1540612,559	716068,5309
Retribución mercado		0
Retribución por inversión		87244,96

Retribución por operación		0,00
Retribución específica base		87244,96
Factor de minorización		0,00
Retribución específica minorada		0,00
Subtotal		0,00
Peaje generación (0,5€/MWh)		0,00
Impuesto producción eléctrica (7%)		0,00
VENTA ELECTRICIDAD		0,00
Mantenimiento		40417,48
TOTAL	3160316,06	2855316,97

Tabla 51: Alternativa 5 - Resumen resultado económico

RESUMEN RESULTADO ECONÓMICO

Inversión (€)	3374800
Ahorro (€/año)	304999,09
Tiempo de retorno (años)	11,06

Como se ha comentado anteriormente, no se cuenta con ninguna remuneración por ventas a la red porque el modo de operación no produce más electricidad de la demandada. Sin embargo, los resultados obtenidos son buenos, ya que se ahorra mucho dinero anualmente evitando importar electricidad de la red. Además, la inversión que hay que realizar con este sistema de cogeneración de 1 MW de potencia eléctrica es mucho menor que en las anteriores alternativas estudiadas, por lo que se consigue recuperar el dinero invertido en poco más de once años, quedando más de la mitad de la vida del sistema.

10.2.2. ALTERNATIVA 6: SISTEMA DE PRODUCCIÓN CENTRALIZADO – SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA O LA DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN LA CLIMATIZACIÓN DEMANDADA

En este caso también se necesitarían dos pilas en continuo funcionamiento, sin embargo, actuarían con un modo de operación u otro en función de la estación. Al igual que con las alternativas desarrolladas del sistema de cogeneración de 4 MW de potencia térmica, se seguiría la demanda eléctrica desde mayo hasta octubre y la demanda térmica el resto de los meses.

Tabla 52: Alternativa 6 - Balance de energía térmica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA TÉRMICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Calor generado calderas	27079,68	20933,77
Calor generado PAFC		7298,53
Calor evacuado		1152,61
CALOR GENERADO TOTAL	27079,68	28232,29
Consumo combustible calderas	33849,60	26167,21
Consumo combustible PAFC		17801,28
CONSUMO COMBUSTIBLE TOTAL	33849,60	43968,49
Incremento consumo combustible		10118,89
CALOR UTIL		6145,92
COBERTURA DEMANDA TÉRMICA (%)		22,7

El calor evacuado en esta alternativa no es mucho menor que la anterior a pesar de seguir la demanda térmica en la mitad de los meses del año, ya que la demanda térmica en estos meses es mayor que la demanda eléctrica excepto en algunas horas de la noche. Asimismo, la cobertura térmica no alcanza valores significativos, pero es un resultado esperado teniendo en cuenta la máxima demanda térmica y la máxima energía térmica que puede generar dos pilas de combustible, por lo que será necesario hacer mucho uso de las calderas individuales de las viviendas.

Tabla 53: Alternativa 6 - Balance de energía eléctrica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Electricidad importada	12821,34	5953,77
Consumo eléctrico evitado		6867,57
Electricidad exportada		205,89
Electricidad generada PAFC		7073,46
PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO (%)		97,09

COBERTURA DEMANDA ELÈCTRICA (%)		53,56
---------------------------------	--	-------

Con relación al balance de energía eléctrica, se obtiene un porcentaje de autoconsumo de casi 100% ya que se produce y se consume prácticamente la misma electricidad. Dado que el sistema de cogeneración está dimensionado para priorizar satisfacer las necesidades eléctricas, aunque se siga la demanda térmica durante algunos meses no se suele producir más electricidad de la demandada, por lo que la cantidad de energía eléctrica exportada es pequeña y los ingresos que producen estos excedentes serán reducidos. Por otro lado, se consigue cubrir más de la mitad de la demanda eléctrica con la electricidad generada por las pilas de combustible:

Tabla 54: Alternativa 6 - Cálculo PES (%)

RefE_0	53,0%
Corrección Temperatura	-0,4%
Corrección perdidas venta a red	0,918
Corrección pérdidas red interna	0,891
Autoconsumo	97,09%
RefE	46,91%
RefH	92%
PES	18,19%

Se obtiene un PES por encima del mínimo para conseguir la retribución específica que se concede a las instalaciones de cogeneración de alta eficiencia, sin embargo, deberá ser corregida en función de la energía exportada a la red que es mínima.

Tabla 55: Alternativa 6 - Balance económico (€/año)

BALANCE ECONÓMICO (€/año)

	Situación actual	Cogeneración
GASTO COMBUSTIBLE	1619703,50	2103892,35
COMPRA ELECTRICIDAD	1540612,56	715404,92
Retribución mercado		14325,69
Retribución por inversión		87244,96
Retribución por operación		9261,46
Retribución específica base		96506,42

Factor de minorización		0,00
Retribución específica minorada		0,00
Subtotal		14325,69
Peaje generación (0,5€/MWh)		102,94
Impuesto producción eléctrica (7%)		1002,80
VENTA ELECTRICIDAD		13219,95
Mantenimiento		41662,69
TOTAL	3160316,06	2847740,01

En este caso no se obtiene ninguna retribución específica debido al número de horas equivalentes de la instalación que dependen de la energía exportada a la red y de la potencia de la instalación, aunque sí que se obtiene la retribución de mercado correspondiente.

Tabla 56: Alternativa 6 - Resumen resultado económico

RESUMEN RESULTADO ECONÓMICO

Inversión (€)	3374800
Ahorro (€/año)	312576,05
Tiempo de retorno (años)	10,8

Se obtiene un tiempo de retorno de menos de 11 años. Dado que la vida útil del sistema es de 25 años, es una instalación muy rentable y que tendría ganancias económicas durante 14 años de funcionamiento.

10.2.3. ALTERNATIVA 7: PILAS DE COMBUSTIBLE DISTRIBUIDAS - SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA TODO EL AÑO

Al igual que con la primera alternativa desarrollada, las dos pilas de combustible estarán en funcionamiento continuo durante todo el año, pero en este caso se va a realizar una distribución por bloques de edificio en función de la localización y de la demanda eléctrica tal y como se muestra en la Figura 14:

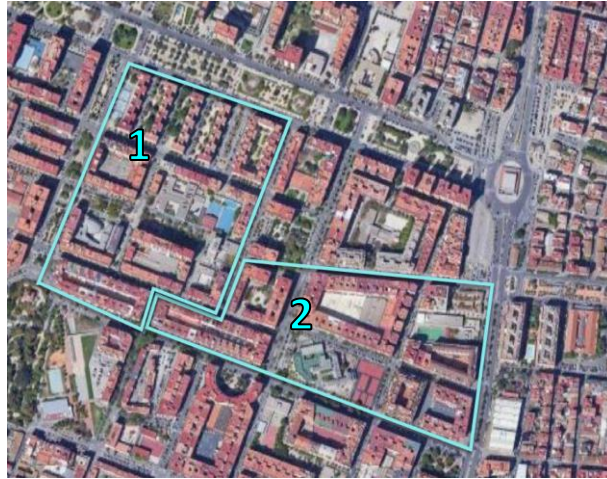


Figura 14: Alternativa 7 – Posible distribución pilas de combustible en L'illa Perduda

Dado que solo se instalarían dos pilas de combustible, se obtienen dos conjuntos de islas de edificios. Cada pila de combustible estará programada para abastecer cada grupo en función de la localización y la demanda. A continuación, en la Tabla 58 se resume la composición de los grupos formados:

Tabla 57: Alternativa 7 - Características de los grupos hechos en la distribución de PC

	Bloques	Edificios	Viviendas
Grupo 1	12	83	2339
Grupo 2	8	67	1855

Para poder comparar esta alternativa con las anteriores desarrolladas se debe realizar el balance energético y económico. El resultado energético obtenido se muestra a continuación:

Tabla 58: Alternativa 7 - Balance de energía térmica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA TÉRMICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Calor generado calderas	27079,68	21151,44
Calor generado PAFC		7131,07
Calor evacuado		1202,83
CALOR GENERADO TOTAL	27079,68	28282,52
Consumo combustible calderas	33849,60	26439,30
Consumo combustible PAFC		17392,86

CONSUMO COMBUSTIBLE TOTAL	33849,60	43832,17
Incremento consumo combustible		9982,57
CALOR UTIL		5928,24
COBERTURA DEMANDA TÉRMICA (%)		21,89

Los parámetros propios de la energía térmica apenas varían de una configuración a otra, ya que al existir tanta diferencia entre la demanda térmica y la máxima que pueden producir dos pilas de combustible no se aprecian grandes variaciones de un modo de operación a otro, o de un sistema centralizado a uno de generación distribuida. Al igual que con los anteriores casos estudiados, apenas se desperdicia calor y la cobertura de demanda térmica es relativamente baja.

Tabla 59: Alternativa 7 - Balance de energía eléctrica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Electricidad importada	12821,34	5810,80
Consumo eléctrico evitado		7010,54
Electricidad exportada		0,00
Electricidad generada PAFC		7010,54
PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO (%)		100
COBERTURA DEMANDA ELÉCTRICA (%)		54,68

Por otro lado, el balance de energía eléctrica tampoco ofrece grandes variaciones respecto las otras dos alternativas. El porcentaje de autoconsumo es del 100% ya que todo lo que se produce es consumido, no se exporta electricidad a la red.

Tabla 60: Alternativa 7 - Cálculo PES (%)

RefE_0	53,0%
Corrección Temperatura	-0,4%
Corrección pérdidas venta a red	0,918
Corrección pérdidas red interna	0,891
Autoconsumo	100%

RefE	46,87%
RefH	92%
PES	18,73%

Gracias a la distribución se consigue un mayor ahorro de energía primaria. Esto es debido a que las pilas de combustible se regulan mejor y se produce más electricidad y calor útil. Dado que no se producen excedentes, no se opta a ni a la retribución de mercado ni a la retribución específica.

Tabla 61: Alternativa 7 - Balance económico (€/año)

BALANCE ECONÓMICO (€/año)

	Situación actual	Cogeneración
GASTO COMBUSTIBLE	1619703,504	2097369,246
COMPRA ELECTRICIDAD	1540612,559	698225,8074
Retribución mercado		0
Retribución por inversión		87244,96
Retribución por operación		0,00
Retribución específica base		87244,96
Factor de minorización		0,00
Retribución específica minorada		0,00
Subtotal		0,00
Peaje generación (0,5€/MWh)		0,00
Impuesto producción eléctrica (7%)		0,00
VENTA ELECTRICIDAD		0,00
Mantenimiento		41292,09
TOTAL	3160316,06	2836887,15

Tabla 62: Alternativa 7 - Resumen resultado económico

RESUMEN RESULTADO ECONÓMICO

Inversión (€)	3374800
Ahorro (€/año)	323428,92
Tiempo de retorno (años)	10,43

Se consiguen buenos resultados económicos a pesar de no recibir ninguna remuneración anual gracias al ahorro de electricidad y de combustible que proporciona el sistema de cogeneración. En diez años y medio se recupera el dinero invertido.

10.2.4. ALTERNATIVA 8: PILAS DE COMBUSTIBLE DISTRIBUIDAS - SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA TÉRMICA O LA DEMANDA ELÉCTRICA SEGÚN LA CLIMATIZACIÓN DEMANDADA

Para poder realizar una comparación adecuada sobre las distintas configuraciones del sistema, se debe realizar el desarrollo de esta alternativa y así se tendrían los cuatro casos para comparar un sistema centralizado con un sistema distribuido, y para comparar el seguimiento continuo de la demanda eléctrica con el sistema programado para abastecer una u otra en función de la estación. En esta alternativa, por lo tanto, se desarrolla un sistema de generación distribuida con los mismos grupos de bloques de edificios que en la alternativa anterior, pero con el seguimiento de la demanda térmica cuando hay demanda de calefacción y el seguimiento de la demanda eléctrica cuando hay demanda de refrigeración. A continuación, se resume el balance energético de esta alternativa:

Tabla 63: Alternativa 8 - Balance de energía térmica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA TÉRMICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Calor generado calderas	27079,68	20939,13
Calor generado PAFC		7283,17
Calor evacuado		1142,62
CALOR GENERADO TOTAL	27079,68	28222,30
Consumo combustible calderas	33849,60	26173,91
Consumo combustible PAFC		17763,83
CONSUMO COMBUSTIBLE TOTAL	33849,60	43937,74
Incremento consumo combustible		10088,14

CALOR UTIL		6140,55
COBERTURA DEMANDA TÈRMICA (%)		22,68

Tabla 64: Alternativa 8 - Balance de energía eléctrica (MWh/año)

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Electricidad importada	12821,34	5805,30
Consumo eléctrico evitado		7016,04
Electricidad exportada		205,77
Electricidad generada PAFC		7221,81
PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO (%)		97,15
COBERTURA DEMANDA ELÉCTRICA (%)		54,72

El porcentaje de autoconsumo es tan elevado que casi llega al 100% debido a la alta demanda térmica durante la época que se sigue esta demanda. Gracias a la distribución, se alcanza también una mayor cobertura eléctrica.

Tabla 65: Alternativa 8 - Cálculo PES (%)

RefE_0	53,0%
Corrección Temperatura	-0,4%
Corrección perdidas venta a red	0,918
Corrección pérdidas red interna	0,891
Autoconsumo	97,15%
RefE	46,91%
RefH	92%
PES	19,51%

El ahorro de energía primaria que se consigue también es un poco superior a las anteriores alternativas. Esto es debido a que se produce más calor útil y por lo tanto el sistema es más eficiente y se produce un mayor ahorro de energía.

Tabla 66: Alternativa 8 - Balance económico (€/año)

BALANCE ECONÓMICO (€/año)

	Situación actual	Cogeneración
GASTO COMBUSTIBLE	1619703,504	2102420,97
COMPRA ELECTRICIDAD	1540612,559	697564,7341
Retribución mercado		14317,30
Retribución por inversión		87244,96
Retribución por operación		9256,04
Retribución específica base		96501,00
Factor de minorización		0,00
Retribución específica minorada		0,00
Subtotal		14317,30
Peaje generación (0,5€/MWh)		102,88
Impuesto producción eléctrica (7%)		1002,21
VENTA ELECTRICIDAD		13212,21
Mantenimiento		42536,47
TOTAL	3160316,06	2829309,97

Tabla 67: Alternativa 8 - Resumen resultado económico

RESUMEN RESULTADO ECONÓMICO

Inversión (€)	3374800
Ahorro (€/año)	331006,10
Tiempo de retorno (años)	10,20

A pesar de que se obtenga un gran ahorro de energía el factor de minorización de la retribución específica anula la obtención de esta remuneración, ya que depende de la energía eléctrica exportada. A pesar de que no se obtenga esta retribución, los resultados económicos son aceptables y se recupera la inversión en un periodo de poco más de diez años.

10.2.5. COMPARACIÓN DE ALTERNATIVAS

Al igual que para el otro sistema de cogeneración estudiado, para que sea más fácil realizar una comparación, se construye la tabla 68 que resume los parámetros más importantes de cada una de las alternativas desarrolladas:

Tabla 68: Comparación de alternativas del sistema de cogeneración de 1MW de potencia eléctrica

	ALTERNATIVA 5	ALTERNATIVA 6	ALTERNATIVA 7	ALTERNATIVA 8
Cobertura demanda térmica (%)	21,91	22,70	21,89	22,68
Cobertura demanda eléctrica (%)	53,52	53,56	54,68	54,72
Autoconsumo eléctrico (%)	100	97,09	100	97,15
PES (%)	17,36%	18,19	18,73	19,51
Ahorro anual (€)	304999,09	312576,05	323428,92	331006,10
Tiempo de retorno inversión (años)	11,06	10,80	10,43	10,20

Los cambios de una alternativa a otra no son tan significativos como el otro sistema de cogeneración que tenía más potencia, pero se van a comparar los parámetros para poder concluir qué alternativa es mejor, aunque sea por poca diferencia, para el caso de este sistema de cogeneración de 1MW de potencia eléctrica.

Para realizar una comparación entre la generación centralizada y la generación distribuida, se deben comparar las alternativas cuyas pilas de combustible están programadas para seguir las mismas demandas energéticas durante el año. Por lo tanto, si se compara la quinta alternativa con la séptima alternativa, ambas con un modo de operación que sigue la demanda eléctrica, se puede observar que los resultados energéticos obtenidos son muy similares en cuanto a las coberturas de demanda alcanzadas y el ahorro de energía primaria. En cuanto a los resultados económicos, la generación distribuida ofrece un mayor ahorro económico anual. Esto es debido a que una mejor regulación de las pilas de combustible permite una mayor adaptabilidad a la demanda y es necesario importar menos electricidad, que es la energía más costosa actualmente. Las mismas conclusiones se pueden sacar comparando la sexta con la octava alternativa, siendo la sexta un sistema centralizado y la octava un sistema de generación distribuida se consiguen resultados energéticos similares y mejores resultados económicos para el caso de la generación distribuida.

En cuanto a la diferencia entre el modo de operación a seguir para las pilas de combustible, se procede a comparar la quinta con la sexta alternativa; y la séptima con la octava alternativa simultáneamente. Tanto la cobertura térmica como la cobertura eléctrica son ligeramente inferiores en el modo de operación que sigue la demanda eléctrica todo el año, así como el ahorro de energía primaria. Esto es causado por el aumento del calor evacuado que se produce al seguir la demanda eléctrica. Por otro lado, los resultados económicos también son un poco mejores para los sistemas que siguen ambas demandas energéticas, ya que se producen excedentes de energía que generan remuneraciones a precio de mercado.

Por lo tanto, aunque no exista una gran diferencia entre las alternativas estudiadas, se concluye que la mejor configuración para este sistema de cogeneración sería el correspondiente a la octava alternativa: un sistema de generación distribuida que sigue la demanda térmica cuando se requiere el uso de calefacción y la demanda eléctrica cuando existe una demanda de refrigeración.

11. SELECCIÓN DE ALTERNATIVA

Dado que ya se ha comparado en el anterior apartado las diferentes configuraciones y modos de operación de los dos sistemas de cogeneración, y se ha tomado una decisión sobre cuál es mejor en cada caso, la elección final de la alternativa dependerá del sistema de cogeneración que se quiera escoger. Por lo tanto, existen dos opciones: un sistema de cogeneración centralizada de 4 MW de potencia térmica con seguimiento de la demanda térmica o de la demanda eléctrica según la climatización demandada; o un sistema de cogeneración distribuida de 1 MW de potencia eléctrica que también sigue la demanda térmica o la demanda eléctrica en función de las demandas propias de climatización.

Como se podía intuir inicialmente, los resultados energéticos son mucho mejores para el caso del sistema de cogeneración que prioriza cubrir la demanda térmica, ya que ofrece una mayor cobertura a la demanda térmica y a la demanda eléctrica. Por otro lado, a pesar de que el ahorro anual también es mucho mayor, se requiere una gran inversión inicial por lo que presenta un resultado económico menos viable que el sistema de cogeneración de prioriza cubrir la demanda eléctrica. El Ahorro de Energía Primaria o PES también se presenta mejor para el sistema de cogeneración de 1MW gracias a la compensación entre la producción y el consumo, sin embargo, este sistema no ofrece una buena cobertura térmica. Aunque no es una decisión obvia, se ha decidido optar por el sistema de cogeneración de 4 MW de potencia térmica, ya que, a pesar de las desventajas presentadas, los resultados energéticos obtenidos son exitosos y se consigue un gran ahorro económico anual que a lo largo de los años conseguirá buenos beneficios. Además, tiene un ahorro porcentual de energía primaria por encima del mínimo y sigue siendo una opción viable por tener un tiempo de retorno de la inversión inferior a la durabilidad de las pilas de combustible.

11.1. RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación, se vuelven a mostrar los resultados obtenidos de la alternativa seleccionada.

Tabla 69: Balance de energía térmica anual del sistema escogido

BALANCE DE ENERGÍA TÉRMICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Calor generado calderas	27079,68	10156,93
Calor generado PAFC		20881,07
Calor evacuado		3958,32

CALOR GENERADO TOTAL	27079,68	31038,01
Consumo combustible calderas	33849,60	12696,17
Consumo combustible PAFC		50929,44
CONSUMO COMBUSTIBLE TOTAL	33849,60	63625,61
Incremento consumo combustible		29776,01
CALOR UTIL		16922,75
COBERTURA DEMANDA TÉRMICA (%)		62

Para calcular el consumo de combustible producido en las calderas se ha asumido una eficiencia del sistema convencional del 80% ya que no se van a reemplazar por nuevas calderas y se cuenta con la pérdida de eficiencia propia de la antigüedad. Se alcanza un cobertura térmica del 62% que significa que ese porcentaje de demanda será cubierto con el sistema de cogeneración. Por otro lado, se obtiene un valor de Ahorro de Energía Primaria (PES) del 16,52%, muy por encima del mínimo exigido y que otorga la condición de “Cogeneración de alta eficiencia”.

Tabla 70: Balance de energía eléctrica del sistema escogido

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWh/año)

	Situación actual	Cogeneración
Electricidad importada	12821,34	1522,93
Consumo eléctrico evitado		11298,41
Electricidad exportada		8938,75
Electricidad generada PAFC		20237,16
PORCENTAJE DE AUTOCONSUMO (%)		55,83
COBERTURA DEMANDA ELÉCTRICA (%)		88,12

Durante los meses que las pilas operan siguiendo la demanda térmica se consigue una gran cobertura debido a la gran demanda térmica que se produce por la calefacción, que obliga a las pilas a funcionar a una carga máxima y por lo tanto suficiente para cubrir las demandas en la mayor parte de las horas. Este funcionamiento sumado al seguimiento de la demanda eléctrica durante los meses con demanda de refrigeración, se traduce en una gran cobertura de la demanda eléctrica.

Tabla 71: Balance económico anual del sistema escogido

BALANCE ECONÓMICO (€/año)

	Situación actual	Cogeneración
GASTO COMBUSTIBLE	1619703,504	3044485,54
COMPRA ELECTRICIDAD	1540612,559	182995,18
Retribución mercado		621958,13
Retribución por inversión		301605,48
Retribución por operación		322510,05
Retribución específica base		624115,53
Factor de minorización		0,74
Retribución específica minorada		460694,69
Subtotal		1082652,82
Peaje generación (0,5€/MWh)		4469,37
Impuesto producción eléctrica (7%)		75785,70
VENTA ELECTRICIDAD		1002397,75
Mantenimiento		119196,89
TOTAL	3160316,063	2344279,86

En la Tabla 71 se muestra el balance económico anual, con los costes e ingresos relativos a la producción de energía del sistema de cogeneración y del sistema convencional solo con las calderas individuales existentes para realizar la comparación y para poder conocer, como se muestra en la Tabla 72, el ahorro anual.

Tabla 72: Resumen resultado económico sistema escogido

RESUMEN RESULTADO ECONÓMICO

Inversión (€)	15186600
Ahorro (€/año)	785423,85
Tiempo de retorno (años)	19,34

Dado que se conoce la inversión inicial y el ahorro económico, además del tiempo de retorno calculado se procede a calcular el ahorro total al final de la vida útil del sistema, como se muestra en la Tabla 73.

Tabla 73: Balance económico por año

	INVERSIÓN	AHORRO
AÑO 1	15208774,5	-14392738,29
AÑO 2		-13576702,09
AÑO 3		-12760665,88
AÑO 4		-11944629,68
AÑO 5		-11128593,47
AÑO 6		-10312557,27
AÑO 7		-9496521,061
AÑO 8		-8680484,855
AÑO 9		-7864448,65
AÑO 10		-7048412,444
AÑO 11		-6232376,238
AÑO 12		-5416340,033
AÑO 13		-4600303,827
AÑO 14		-3784267,622
AÑO 15		-2968231,416
AÑO 16		-2152195,21
AÑO 17		-1336159,005
AÑO 18		-520122,7992
AÑO 19		295913,4064
AÑO 20		1111949,612
AÑO 21		1927985,818
AÑO 22		2744022,023

AÑO 23		3560058,229
AÑO 24		4376094,434
AÑO 25		5192130,64

Al final de la vida útil de las pilas de combustible, se lograría una ganancia aproximada de 5191230,64€. Este valor es orientativo, ya que depende de la demanda eléctrica, demanda térmica, y de los precios de la electricidad y el combustible, pero si se mantuvieran todos estos parámetros constantes este sería el ahorro total obtenido. A pesar de que se necesiten más de 18 años para empezar a obtener beneficios económicos por ser la inversión inicial muy elevada, gracias al gran ahorro anual que se consigue con el sistema de cogeneración se alcanzan grandes beneficios al final de la vida útil del sistema.

12. CONSIDERACIONES TÉCNICAS GENERALES

12.1. UBICACIÓN DE LAS PILAS DE COMBUSTIBLE

Dado que se necesitan nueve pilas de combustible en total y de forma centralizada, el sistema puede llegar a ser muy complejo. Esto dependerá en gran parte de la ubicación de las pilas, ya que puede tener un efecto significativo en la distribución del calor a los usuarios y debe optimizarse para mantener una alta eficiencia. Debido a la geometría compleja del barrio y de la escasez de espacio libre para construcción, la ubicación de las pilas de combustible no resulta evidente. Como primera aproximación, se ha decidido ubicar la instalación según se indica en la Figura 15 y con más detalle en el Plano 1.



Figura 15: Ubicación pila de combustible dentro del área de L'Illa Perduda

Tanto el plano como las mediciones se han obtenido de la Sede Electrónica del Catastro [41]. En este emplazamiento hay espacio suficiente para implantar la instalación, por lo que en principio podría ser una opción viable. Igualmente, se recomienda llevar a cabo una evaluación completa de la ubicación, en colaboración con los planificadores urbanos locales, para que se realice un estudio de la infraestructura existente para garantizar la adaptación del nuevo sistema de cogeneración y de la red de distribución.

12.2. SISTEMA DE COGENERACIÓN BASADO EN PILAS DE COMBUSTIBLE

Debido a la necesidad de nueve pilas de combustible para el sistema de cogeneración, gracias a su carácter modular se instalarían en serie y funcionarían con una gran potencia y adaptabilidad a la demanda. El uso de las pilas de combustible en aplicaciones estacionarias presenta la ventaja de que ni el espacio ocupado ni la complejidad del sistema son un problema, debido a que no deben ser trasladados o reubicados.



Figura 16: Esquema funcionamiento pila PureCell 400

En la Figura 16 [31] se muestra el esquema funcionamiento de la pila escogida. El combustible suministrado es gas natural procedente de la red, que necesita calor y vapor de agua para que reaccione y se produzca hidrógeno. Como se puede observar en el esquema, parte del calor que se produce en la pila de combustible se usa para contribuir al calor necesario en el proceso de reformado de gas natural.

En cuanto a la demanda eléctrica, normalmente las pilas de combustible producen electricidad en corriente continua, sin embargo, el modelo escogido cuenta con un inversor que transforma esta corriente en corriente alterna de alta calidad que se puede inyectar directamente a la red eléctrica. Por el contrario, se necesitará un convertidor a corriente continua para cubrir las demandas eléctricas. Aunque no existiese el inversor de la pila de combustible escogida y se generase corriente continua, esta debería ser igualmente acondicionada ya que el voltaje de cada célula individual disminuye con el aumento de la carga, por lo que la salida se considera una fuente de voltaje no regulada. Consecuentemente, gracias a la incorporación del inversor dentro de la pila se ahorra en el sistema un convertidor de corriente.

12.3. INTEGRACIÓN DEL NUEVO SISTEMA DE COGENERACIÓN CON LA INFRAESTRUCTURA EXISTENTE

Para conectar el sistema de cogeneración a la red eléctrica, se recurre a la información emitida por Grupo Iberdrola [42]. Se deberá pedir acceso y conexión de la instalación adjuntando la documentación necesaria según el tipo de instalación. A partir de dicha solicitud, se realiza un estudio técnico sobre la viabilidad de dicha conexión. En el anexo XVI se documenta el proceso

de conexión a la red según las modalidades de autoconsumo. Para el caso de autoconsumo colectivo con modalidad con excedentes no acogida a compensación existen muchas opciones viables.

En cuanto al suministro de agua caliente sanitaria y calefacción a distintos edificios [43], será necesaria la instalación de una red de tuberías para entregar el calor a los usuarios a partir de la planta central, que se complementará con las calderas individuales que cada usuario disponga en su vivienda. De esta manera, tendríamos los siguientes componentes, que se pueden ver en el Plano 3.

- Las pilas de combustible como sistema térmico central, automatizado en función del modo de operación en el que opere. Las variaciones de demanda térmica se detectan a partir de un sistema de control en cada una de las subestaciones térmicas de cada edificio.
- Red de distribución: la red está formada por dos tuberías, una de impulsión y otra de retorno. El agua caliente producida se distribuye a los edificios a través de una red de tuberías preaisladas y enterradas para evitar las pérdidas de calor. Esta red de tuberías puede dividirse en tres grupos:
 - Red troncal: conduce el calor desde el sistema térmico central hasta las redes locales de distribución
 - Redes locales de distribución o ramales: conducen el agua caliente hasta los ramales de servicio.
 - Ramales de servicio o acometidas: tuberías de conexión desde la red de distribución hasta cada subestación.

Además, las redes de distribución contarán con los elementos necesarios: codos para cambiar la dirección de la distribución, detectores para aislar cualquier elemento de la red, válvulas de regulación en las subestaciones, y aireadores y drenajes para extraer el aire, ya que se trata de un circuito cerrado.

- Sistema de bombeo centralizado: un solo grupo de bombeo impulsa el fluido por toda la red de distribución.
- Acometidas y subestaciones de transmisión térmica: conexión del sistema de distribución de la energía con los edificios. Las subestaciones cuentan con un sistema de intercambio de calor para regular la temperatura de consumo en el edificio. Las acometidas, como ya se ha comentado, son las tuberías de conexión entre la red de distribución y la subestación. Todos los edificios se conectan en paralelo a las acometidas para que dispongan de las mismas condiciones de suministro.

Cuando se adapta el sistema de cogeneración a la infraestructura existente, la unidad de cogeneración se instala en serie con las calderas para minimizar el impacto de la conexión de las calderas en el circuito, como se muestra en el Plano 4.

13. CONCLUSIONES

El objetivo principal de este proyecto era el estudio y comparación de distintos sistemas de suministro energético a partir de pilas de combustible en cogeneración que se alimentan de la red de gas natural para conseguir una mejora en la eficiencia energética del barrio a partir de la

tecnología más adecuada. En total, se han realizado ocho alternativas distintas diferenciadas según la potencia del sistema de cogeneración, el modo de operación y la distribución de las pilas de combustible. Gracias al desarrollo y comparación de las alternativas se han podido conocer las ventajas y desventajas de cada configuración, y así elegir la más adecuada para L'Illa Perduda, el barrio del cual se ha realizado un estudio previo sobre sus características energéticas

La configuración escogida ha sido una planta de cogeneración centralizada de aproximadamente 4 MW de potencia térmica, con un modo de operación que varía según la temperatura exterior. De esta manera, en los meses fríos en los cuales se requiere el uso de calefacción la planta estará siguiendo la demanda térmica, mientras que en los meses calurosos con demanda de refrigeración la planta estará siguiendo la demanda eléctrica. La única desventaja de elegir un sistema de cogeneración de una potencia tan elevada es que hay que realizar una gran inversión. Con la implementación de este sistema se consigue un buen ahorro de energía primaria y se alcanza una buena cobertura de las demandas térmicas y eléctricas.

Como propuesta de desarrollo futuro se podría planear la instalación de un sistema de trigeneración [44], que es un procedimiento que amplía el sistema de cogeneración que se ha planteado añadiendo producción de frío. Para esto, se necesitaría una máquina de absorción que obtiene frío a partir de una fuente de calor. El mayor problema para el dimensionamiento del sistema de cogeneración es la diferencia de demanda térmica cuando se requiere calefacción y cuando solo se necesita ACS, lo cual requiere o evacuar calor porque se sigue la demanda eléctrica, o comprar electricidad porque se sigue la demanda térmica. Con un sistema de trigeneración, se aprovecharía el calor para la producción de frío y satisfacer la demanda de refrigeración. Por esta razón, un sistema de trigeneración para el caso estudiado, que tiene unas demandas térmicas y eléctricas tan variables a lo largo del año, podría ser el camino hacia un sistema más eficiente.

Además, también se podría plantear realizar la captura y almacenamiento del carbono y producir con la pila de combustible Hidrógeno Azul, que como se ha explicado en este proyecto es una forma de producción con emisiones prácticamente nulas. De esta manera, se conseguiría un ahorro aún mayor de las emisiones contaminantes, y además se podría conseguir una subvención por parte de la Unión Europea, que planea invertir entre 3 mil millones y 18 mil millones de euros para proyectos de Hidrógeno Azul [45].

14. BIBLIOGRAFÍA

[1] IRENA: International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de Energías Renovables) – Hydrogen: a renewable energy perspective

<https://www.irena.org/>

– Última fecha de consulta: junio 2021

[2] Consejo de la Unión Europea - Pacto Verde Europeo

<https://www.consilium.europa.eu/es/policies/green-deal/>

– Última fecha de consulta: junio 2021

[3] Hoja de Ruta del Hidrógeno – Una apuesta por el hidrógeno renovable

https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/hoja_de_ruta_del_hidrogeno.pdf

– Fecha de documento: octubre 2020

[4] El periódico de la energía – El hidrógeno y su gama de colores

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-hidrogeno-y-toda-su-gama-de-colores/>

– Última fecha de consulta: septiembre 2021

[5] Hidrógeno: vector energético de una economía descarbonizada - Fundación Naturgy

https://www.naturgy.com/files/LIBRO_HIDROGENO_Fundaci%C3%B3n_Naturgy.pdf

– Fecha de documento: 2020

[6] Escuela de organización industrial – Pilas de combustible: Análisis funcional y aplicaciones

https://static.eoi.es/savia/documents/pilas_de_combustible_aplicaciones.pdf

– Fecha de documento: 2014

[7] Course: Hydrogen as an energy vector – offered by EMMA (European Multiple MOOC Aggregator) in collaboration with ASSET Project (Advanced System Studies for Energy Transition)

<https://platform.europeanmoocs.eu/>

– Realización del curso: octubre 2020

[8] RD 82/1980, de 30 de diciembre, sobre conservación de energía.

<https://www.boe.es/eli/es/l/1980/12/30/82>

[9] RD 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables

<https://www.boe.es/eli/es/rd/1994/12/09/2366>

[10] Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

<https://www.boe.es/eli/es/l/1997/11/27/54/con>

[11] RD 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de

producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2002/08/02/841>

[12] RD 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.

<https://www.boe.es/eli/es/rd/1998/12/23/2818>

[13] RD 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2004/03/12/436>

[14] RD 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2007/05/25/661/con>

[15] RD 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2014/06/06/413>

[16] RD 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

<https://www.boe.es/eli/es/rd/2015/10/09/900/con>

[17] RD 244/2019, de 5 abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica

<https://www.boe.es/boe/dias/2019/04/06/pdfs/BOE-A-2019-5089.pdf>

[18] Características L'Illa Perduda

https://es.wikipedia.org/wiki/L%27Illa_Perduda

- Última fecha de consulta: enero 2021

[19] Oficina estadística de Valencia – Datos sobre L'Illa Perduda

https://www.valencia.es/estadistica/inf_dtba/2021/Districte_13_Barri_1.pdf

- Fecha de documento: enero 2020

[20] Clasificación de edificios según Proyecto Tábula

<https://webtool.building-typology.eu/#bm>

- Última fecha de consulta: enero 2021

[21] IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía) - Proyecto SECH-SPAHOUSEC – Análisis del consumo energético del sector residencial en España

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_Informe_SPAHOUSEC_ACC_f68291a3.pdf

- Fecha de documento: julio 2011

[22] Datos de Temperaturas medias de la ciudad de Valencia:

<https://es.climate-data.org/europe/espana/comunidad-valenciana/valencia-845/>

- Última fecha de consulta: enero 2021

[23] Temperatura del agua de red en capitales de provincia de España:

<https://suelosolar.com/guia/acs-solar/temperatura-agua-ciudades>

- Última fecha de consulta: enero 2021

[24] Observatorio Astronómico Nacional – Instituto Geográfico Nacional Ministerio de fomento: salida y puesta del sol

<https://cdn.mitma.gob.es/portal-web-drupal/salidapuestasol/2020/Valencia-2020.txt>

- Última fecha de consulta: enero 2021

[25] Ayuntamiento de Valencia – Datos recogidos de gas natural y electricidad facturados

Fuentes:

Iberdrola – Energía facturada en miles de kWh - Valencia

Gas Natural SDG S.A. - Energía facturada en miles de kWh – Valencia

Datos recogidos en 2019

Datos proporcionados por el Instituto de Ingeniería Energética de la UPV

[26] Instituto Nacional de Estadística– “Encuesta de Empleo y Tiempo 2009/2010” – INE (Madrid)

https://www.ine.es/en/prensa/np669_en.pdf

- Fecha de documento: julio 2011

[27] Huffington Post - Centro de Investigaciones Sociológicas (CIS) - ¿A qué hora se acuestan y se levantan los españoles?

https://www.huffingtonpost.es/2017/04/06/a-que-hora-nos-acostamos_a_22028744/

- Fecha de encuesta: abril 2017
- Última consulta: enero 2021

[28] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/es/#PVP

- Última fecha de consulta: enero 2021

[29] Asignatura de segundo del Máster de Ingeniería Energética UPV, especialidad en Utilización de la energía: Cogeneración -Tema 3 – Estudio viabilidad

- Fecha de documento: 2019

[30] Catálogo pila de combustible PAFC modelo Doosan PureCell 400

http://www.doosanfuelcellpower.com/download/pdf/catalog/pafc-400kw_en.pdf

[31] Presentación PureCell 400

https://www.logicenergyusa.com/presentations/Presentacion_Fuel_Cell_General.pdf

— Fecha documento: octubre 2015

[32] U.S Environmental Protection Agency (EPA) Combined Heat and Power Partnership

https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies_section_6_technology_characterization_-_fuel_cells.pdf

— Fecha de documento: marzo 2015

[33] Temperatura ideal radiadores

<https://www.baxi.es/ayuda-y-consejos/calderas/cual-es-la-temperatura-ideal-de-una-caldera#:~:text=Radiadores%3A%20En%20sistemas%20de%20calefacci%C3%B3n,que%20nunc a%20supere%20los%2050%C2%BAC>

— Fecha última consulta: marzo 2021

[34] Asignatura de segundo del Máster de Ingeniería Energética UPV, especialidad en Utilización de la energía: Cogeneración -Tema 4 – Aspectos legales

— Fecha de documento: 2019

[35] Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia.

https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/idae/tecnologias/ahorro_y_eficiencia_en_ergetica/transformacion_de_la_energia/documentos_guia_calculo_calor_util_hchp-echp-pes_c24e48c1.pdf

— Fecha de documento: abril 2008

[36] U.S Department of Energy – Energy Efficiency and Renewable Energy: Combined Heat and Power Technology Fact Sheet Series

<https://www.energy.gov/sites/default/files/2016/09/f33/CHP-Fuel%20Cell.pdf>

— Fecha de documento: julio 2016

[37] Fuel Cells: Current Technology Challenges and Future Research Needs

https://books.google.es/books?id=V4CF1ji4Z2gC&pg=PA69&lpg=PA69&dq=purecell+400+cost+pafc&source=bl&ots=MUFdTpCwQb&sig=ACfU3U3v7a-XL89Hvx8CL5NYz6BWdySOUG&hl=es&sa=X&ved=2ahUKewi_8NWamOPyAhUFDOWKHTqyB9UQ6AF6BAgiEAM#v=onepage&q=purecell%20400%20cost%20pafc&f=false

— Primera edición del libro: 2013

[38] Sistema de Información del Operador del Sistema (SIOS) de la Red Eléctrica de España – Precio de compra y precio de venta de la electricidad

https://www.esios.ree.es/es/analisis/1739?vis=1&start_date=01-01-2020T00%3A00&end_date=31-12-2020T23%3A00&compare_start_date=31-12-2019T00%3A00&groupby=hour

— Última fecha de consulta: agosto 2021

[39] Propuesta de orden por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de

fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020.

<https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Documents/propuesta-orden-parametros-1semestre-2019/propuesta-orden-RO-2019-1semestre.pdf>

— Fecha de documento: junio 2019

[40] Precio del Gas Natural en España

<https://preciogas.com/faq/precio-kwh>

— Última consulta: agosto 2021

[41] Sede electrónica del Catastro

<https://www1.sedecatastro.gob.es/Cartografia/mapa.aspx?RC1=8326410&RC2=YJ2782E&RC3=&RC4=&esBice=&RCBice1=&RCBice2=&DenoBice=&pest=rc&final=&RCCompleta=8326410YJ2782E&from=OVCBusqueda&tipoCarto=nuevo&ZV=NO&ZR=NO&cartografia=True&ListaBienes=TRUE>

— Última visita: septiembre 2021

[42] Grupo Iberdrola - Conexión de la planta de cogeneración a la red eléctrica

https://www.i-de.es/conexion-red-electrica/autoconsumo-electrico-produccion-energia/autoconsumidores#acor_documentacion_tecnica_acordeon_2

— Última consulta: septiembre 2021

[43] IDAE – Guía básica de redes de distrito de calor y de frío

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_20110502_Guia_Basica_Netes_de_Calor_y_de_Frio_ES_5e18b14a.pdf

— Fecha de documento: abril 2011

[44] [Asignatura de segundo del Máster de Ingeniería Energética UPV, especialidad en Utilización de la energía: Cogeneración -Tema 6 – Trigeneración

— Fecha de documento: 2019

[45] Inversiones acumuladas en hidrógeno renovable en Europa

<http://www.energyhub.es/texto-diario/mostrar/2031350/estrategia-europa-proyectos-hidrogeno-renovable-sectores-contaminantes>

— Última fecha de consulta: septiembre 2021



B. PRESUPUESTO

INDICE PRESUPUESTO

1. INTRODUCCIÓN	1
2. COSTE DEL ESTUDIO ENERGÉTICO REALIZADO	1

INDICE TABLAS

Tabla 1: Tareas realizadas - Horas dedicadas.....	2
Tabla 2: Coste según las horas dedicadas	2

1. INTRODUCCIÓN

Este trabajo se centra en el estudio energético de las viviendas que conforman el barrio y en encontrar y comparar posibles soluciones que contribuyan al ahorro energético a partir de un sistema de cogeneración basado en pilas de combustible para finalmente escoger la más adecuada en función de diversos factores, por lo que se ha decidido expresar en el documento Memoria los cálculos económicos que supondría la implementación de cada alternativa desarrollada.

El presente documento desarrolla los cálculos de presupuesto del análisis realizado, por lo que se tendrá en cuenta cada persona que ha intervenido en la colaboración de este estudio. Por lo tanto, el presupuesto base tendrá los siguientes componentes:

- Costes laborales o de Recursos Humanos (RRHH): salarios de las personas que han contribuido en el desarrollo de este proyecto.
- Costes indirectos (CI): en este caso los costes indirectos serán los asociados a los consumos producidos durante la elaboración del trabajo, como por ejemplo el consumo de luz o de calefacción. Se estima un valor del 13% de los costes laborales.
- Beneficio Industrial (BI): representa un 6% de los costes laborales. Correspondería al beneficio del empresario/contratista que pide el estudio presentado.

En este caso no existirán costes de ejecución de material ya que todo el trabajo es teórico. Por último, es necesario incluir el IVA general, que corresponde a un 21% del presupuesto base.

2. COSTE DEL ESTUDIO ENERGÉTICO REALIZADO

En primer lugar, se calcula el coste salarial que supone el estudio completo expuesto. Los participantes del proyecto son:

- Ingeniera junior: Irene Martínez Reverte
Desarrolladora del proyecto
- Ingenieros senior: Tomás Gómez Navarro y Carlos Sánchez Díaz
Codirectores del proyecto

Todos los participantes cobran según las horas dedicadas. En la Tabla 1 se exponen las tareas realizadas por cada persona involucrada y las horas destinadas a cada tarea.

TAREA	Participante	Horas dedicadas
Definición del proyecto	Tomás Gómez Navarro	5
	Carlos Sánchez Díaz	5
Propuesta de objetivos	Tomás Gómez Navarro	5
	Carlos Sánchez Díaz	5

Cálculo de las demandas energéticas iniciales: partiendo de demandas base, estimación de demandas anuales, mensuales, semanales y horarias	Irene Martínez Reverte	120
Estudio de la normativa actual que aplica a los sistemas de cogeneración	Irene Martínez Reverte	40
Dimensionamiento del sistema	Irene Martínez Reverte	60
Planteamiento de distintas alternativas: cálculo de los balances económicos y energéticos	Irene Martínez Reverte	90
Comparación de alternativas y selección y desarrollo de la más adecuada	Irene Martínez Reverte	40
Reuniones	Irene Martínez Reverte	10
	Tomás Gómez Navarro	10
	Carlos Sánchez Díaz	10

Tabla 1: Tareas realizadas - Horas dedicadas

Una vez conocidas las horas, y sabiendo los salarios por hora, se puede calcular el coste de recursos humanos, que se muestra en la Tabla 2.

	Coste por hora (€/h)	Horas dedicadas (h)	Coste (€)
Ingenieros senior	70 €/h	40	2520
Ingeniera junior	35 €/h	360	12600
TOTAL			15400

Tabla 2: Coste según las horas dedicadas

Una vez conocido el coste salarial, se puede calcular el presupuesto base, sumando los porcentajes correspondientes a los costes indirectos y el beneficio industrial, según se ha indicado en el primer apartado de este documento.

Coste laboral=15400 €

- 13% de costes indirectos=2002€
- 6% de beneficio industrial=924€

Presupuesto base=18326€

- 21% de IVA=3848,5€

Presupuesto con IVA=22174,5€

Asciende el presupuesto del estudio: evaluación de alternativas de abastecimiento energético a partir de pilas de combustible en L'Illa Perduda para el suministro a 4194 viviendas con una potencia instalada aproximada de 4MW, a un valor de VEINTIDÓS MIL CIENTO SETENTA Y CUATRO EUROS CON CINCUENTA CÉNTIMOS

En el caso de que finalmente se implementara el proyecto, se debería tener en cuenta el presupuesto del estudio además de los costes asociados a la implementación del sistema. Dado que la inversión que hay que realizar para la instalación es muy elevada, no sería significativo el incremento de la inversión en 22 mil euros, por lo que se mantiene la viabilidad de ejecución aún con los costes del estudio energético.

C. PLANOS

INDICE PLANOS

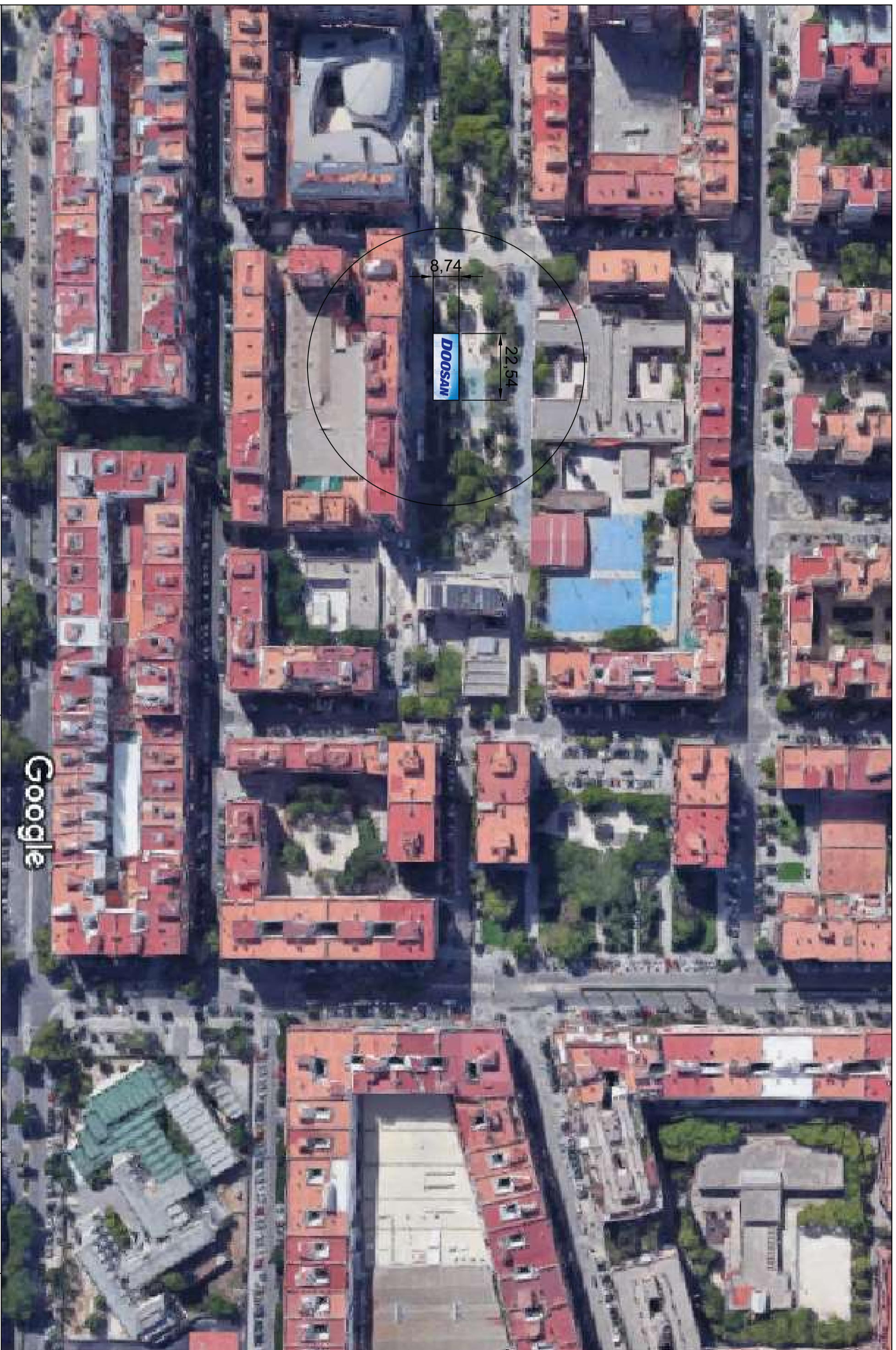
Plano 1: Ubicación de la pila de combustible

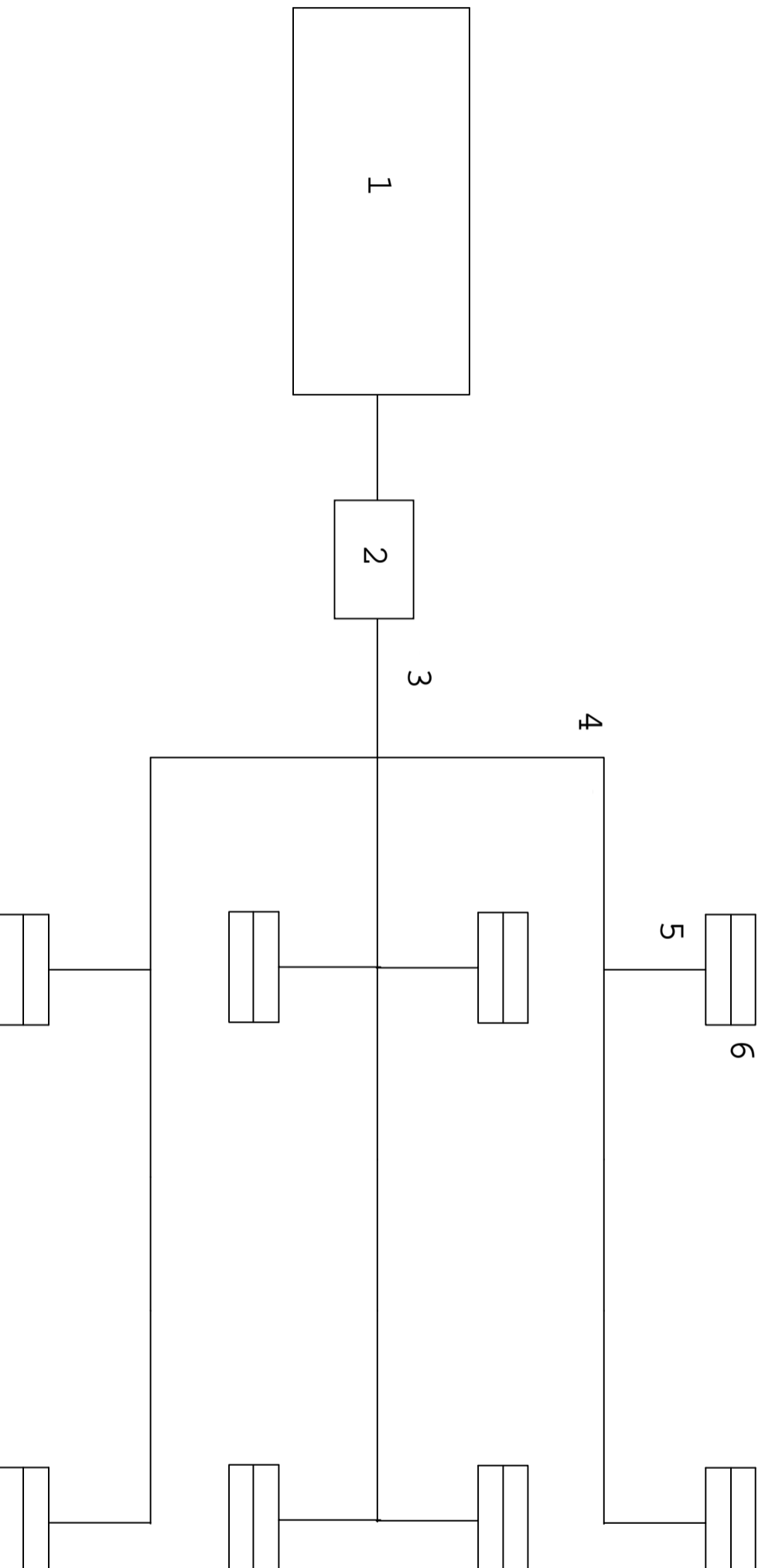
Plano 2: Ejemplo a escala de la ubicación de la pila

Plano 3: Red de distribución de calor

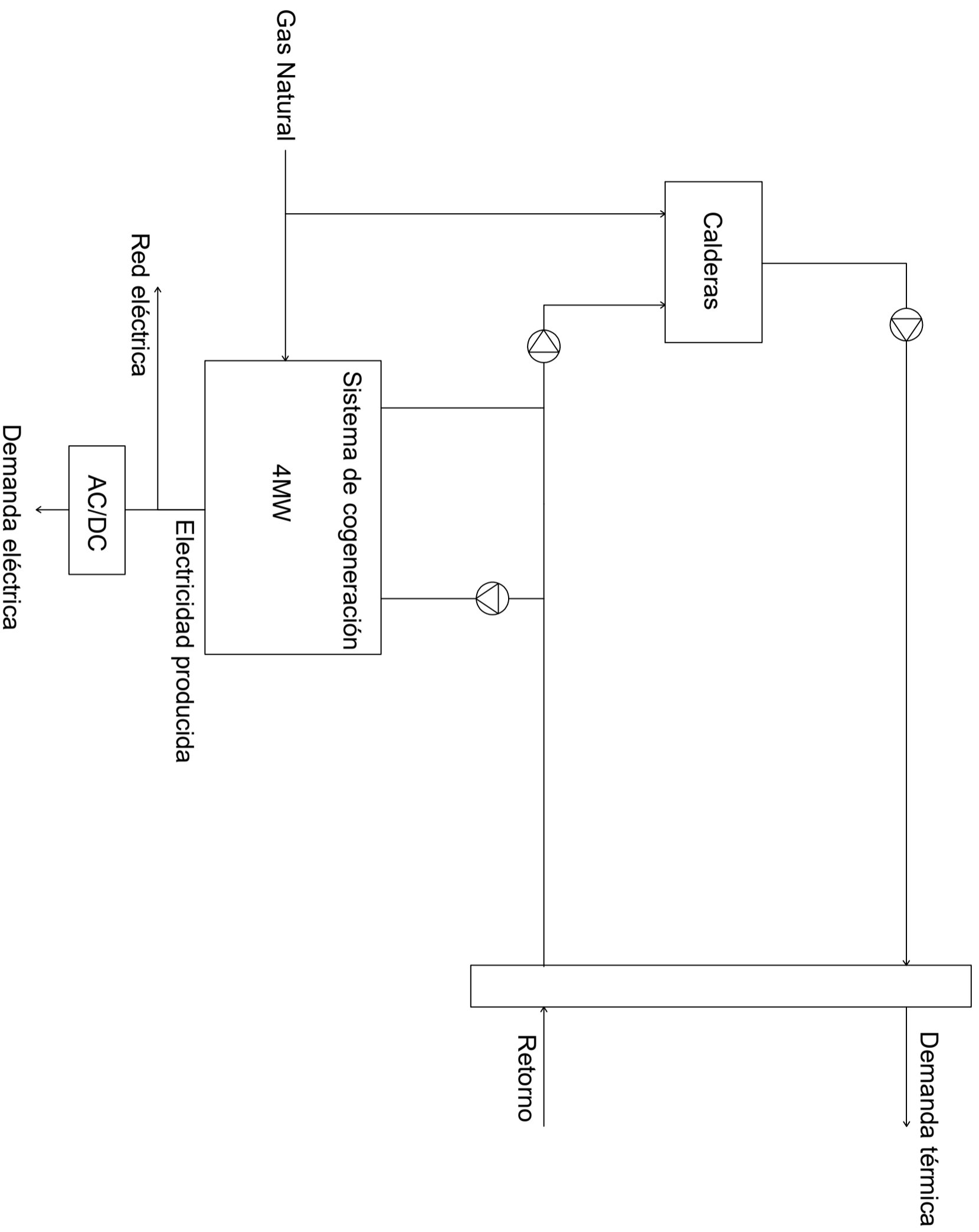
Plano 4: Conexión del sistema de cogeneración en serie con las calderas individuales







- COMPONENTES RED DISTRIBUCIÓN CALOR**
- 1 - Sistema generación térmica
 - 2 - Sistema bombeo centralizado
 - 3 - Red troncal
 - 4 - Red local de distribución
 - 5 - Ramal de servicio o acometida
 - 6 - Subestación de transmisión térmica



4

<p>TRABAJO FINAL DE MASTER EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES</p> <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p> <p>ESCUELA TECNICA SUPERIOR DE INGENIERIA INDUSTRIAL VALENCIA</p>	<p>Proyecto: EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE ABASTECIMIENTO ENERGÉTICO A PARTIR DE PILAS DE COMBUSTIBLE EN L'ILLA PERDUDA. SUMINISTRO A 4194 VIVIENDAS CON UNA POTENCIA INSTALADA APROXIMADA DE 4 MW</p>	<p>Plano: Conexión del sistema de cogeneración en serie con las calderas individuales</p> <p>Autor: Irene Martínez Reverte</p>	<p>Fecha: Septiembre 2021</p> <p>Escala:</p> <p>Nº Plano: 4</p>
--	--	---	--

D. ANEXOS

INDICE ANEXOS

ANEXO I – IDAE: Análisis del consumo energético del sector residencial en España – Proyecto SECH-SPAHOUSEC	1
ANEXO II – Temperaturas medias ciudad de Valencia	3
ANEXO III – Cálculo de la Energía necesaria de ACS según específica el CTE en la Sección HS4 de su Documento Básico de Salubridad	5
ANEXO IV – Salida y puesta del sol	7
ANEXO V – Datos recogidos por el ayuntamiento de valencia de gas natural y de electricidad	9
ANEXO VI – Datos de entrada de la ocupación horaria de una vivienda estándar	12
ANEXO VII – Datos de entrada del sueño del CIS	14
ANEXO VIII – PVGIS – Base de datos de la estación meteorológica de Valencia:.....	16
ANEXO IX – Demandas térmicas diarias calculadas para cada mes (kWh) 19	
ANEXO X – Demandas eléctricas diarias calculadas para cada mes (kWh) 23	
ANEXO XI – Especificaciones Pila PAFC Doosan PureCell Model 400	27
ANEXO XII - Catálogo Doosan PureCell Model 400	29
ANEXO XIII – Comparación de la pila PAFC Doosan PureCell 400 con otros sistemas más convencionales.....	32
ANEXO XIV – CÁLCULO DEL PES.....	34
ANEXO XV – CALCULO DE LA RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA	37
ANEXO XVI – Clasificación modalidades de conexión autoconsumo.....	40

**ANEXO I – IDAE: Análisis del consumo energético del
sector residencial en España – Proyecto SECH-SPAHOUSEC**

Consumo según Zonas Climáticas:

USOS FINALES	CONSUMO FINAL POR ZONAS CLIMÁTICAS			TOTAL ESPAÑA
	Atlántico Norte	Continental	Mediterráneo	
	TJ	TJ	TJ	TJ
CALEFACCIÓN	30.233	145.374	112.967	288.574
AGUA CALIENTE SANITARIA	16.535	45.662	54.045	116.243
COCINA	9.053	16.976	19.622	45.651
REFRIGERACIÓN	68	1.951	3.130	5.148
ILUMINACIÓN	2.868	6.848	15.650	25.366
ELECTRODOMÉSTICOS	16.648	46.299	70.523	133.470
<i>Frigoríficos</i>	4.475	14.290	22.069	40.834
<i>Congeladores</i>	1.622	2.003	4.459	8.083
<i>Lavadoras</i>	2.487	4.997	8.328	15.812
<i>Lavavajillas</i>	1.019	2.950	4.113	8.083
<i>Secadoras</i>	418	1.058	2.993	4.469
<i>Horno</i>	1.759	4.056	5.207	11.022
<i>TV</i>	1.206	6.642	8.416	16.263
<i>Ordenadores</i>	912	3.504	5.491	9.906
<i>Stand-by</i>	1.906	4.815	7.572	14.292
<i>Otro Equipamiento</i>	844	1.987	1.876	4.707
CONSUMO TOTAL	75.405	263.110	275.937	614.453

Consumos Totales y Medios del Sector Residencia

		CONSUMO FINAL DEL SECTOR RESIDENCIAL SEGÚN ZONAS CLIMÁTICAS Y TIPOS DE VIVIENDA			
		Atlántico Norte	Continental	Mediterráneo	TOTAL
Vivienda en Bloque	TJ	44.017	145.807	138.899	328.723
	GJ/hogar	26,3	35,3	22,1	27,3
Vivienda Unifamiliar	TJ	31.311	116.693	136.708	284.712
	GJ/hogar	54,0	70,8	47,7	55,2
CONSUMO TOTAL	TJ	75.328	262.500	275.607	613.435
	GJ/hogar	33,4	45,4	30,1	35,7

Nota: de acuerdo con lo expuesto en primer párrafo de este epígrafe 4.5.3, no ha sido posible desagregar por tipos de vivienda los combustibles pellets y otra biomasa sólida, por lo que el consumo de esta tabla es diferente al consumo total del sector evaluado en 614.453 TJ.

ANEXO II – Temperaturas medias ciudad de Valencia

TABLA CLIMÁTICA // DATOS HISTÓRICOS DEL TIEMPO VALENCIA

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Temperatura media (°C)	11.2	11.1	13.4	15.3	18.2	21.8	24.6	24.9	22.8	18.9	14.5	11.9
Temperatura min. (°C)	6.8	7.3	8.6	10.6	13.8	17.5	20.4	20.9	18.4	14.3	10	7.5
Temperatura máx. (°C)	15.7	15	18.3	20	22.7	26.1	28.8	29	27.3	23.5	19	16.3

**ANEXO III – Cálculo de la Energía necesaria de ACS según
específica el CTE en la Sección HS4 de su Documento
Básico de Salubridad**

$$E_{ACS} = D_{ACS} \cdot \rho_{H_2O} \cdot C_{p_{H_2O}} \cdot (T_{ACS} - T_{red})$$

Donde:

E_{ACS} : energía necesaria para ACS (J/día).

D_{ACS} : demanda de ACS (l/día).

ρ_{H_2O} : densidad del agua. $\rho_{H_2O} = 1000 \text{ kg/m}^3$.

$C_{p_{H_2O}}$: capacidad calorífica del agua. $C_{p_{H_2O}} = 4182 \text{ J/kgK}$.

T_{ACS} : temperatura de suministro de ACS, 60 °C.

T_{red} : temperatura del agua de la red.

ANEXO IV – Salida y puesta del sol

Observatorio Astronómico Nacional – Instituto Geográfico Nacional

VALENCIA

SALIDA Y PUESTA DE SOL PARA 2020

Observatorio Astronómico Nacional

Latitud y longitud: 39 28 20, - 0 22 29

Instituto Geográfico Nacional

Año 2020

Hora oficial en la península y Baleares

Ministerio de Fomento, España

Día	Enero		Febrero		Marzo		Abril		Mayo		Junio		Julio		Agosto		Septiem.		Octubre		Noviemb.		Diciemb.	
	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas	Ort	Ocas
	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m
1	822	1748	809	1821	734	1854	745	2026	702	2056	636	2123	638	2133	701	2114	730	2032	758	1943	730	1800	803	1738
2	822	1749	809	1822	732	1855	744	2027	701	2057	636	2124	639	2132	702	2113	731	2030	759	1942	731	1758	804	1738
3	822	1750	808	1823	731	1856	742	2028	700	2058	635	2124	639	2132	703	2111	732	2029	800	1940	732	1757	805	1738
4	822	1751	807	1825	729	1857	741	2029	659	2058	635	2125	640	2132	704	2110	733	2027	801	1939	733	1756	806	1738
5	822	1751	806	1826	728	1858	739	2030	658	2059	635	2126	640	2132	705	2109	734	2026	802	1937	734	1755	807	1738
6	822	1752	805	1827	726	1859	738	2031	656	2100	635	2126	641	2131	706	2108	735	2024	803	1936	736	1754	808	1738
7	822	1753	804	1828	725	1901	736	2032	655	2101	634	2127	642	2131	707	2107	736	2022	804	1934	737	1753	809	1738
8	822	1754	803	1829	723	1902	734	2033	654	2102	634	2127	642	2131	708	2106	737	2021	805	1932	738	1752	809	1738
9	822	1755	801	1830	722	1903	733	2034	653	2103	634	2128	643	2130	709	2104	737	2019	806	1931	739	1751	810	1738
10	822	1756	800	1832	720	1904	731	2035	652	2104	634	2128	643	2130	710	2103	738	2018	807	1929	740	1750	811	1738
11	821	1757	759	1833	719	1905	730	2036	651	2105	634	2129	644	2130	711	2102	739	2016	808	1928	741	1749	812	1738
12	821	1758	758	1834	717	1906	728	2037	650	2106	634	2129	645	2129	712	2101	740	2014	809	1926	742	1749	813	1738
13	821	1759	757	1835	716	1907	727	2038	649	2107	634	2130	646	2129	712	2059	741	2013	810	1925	744	1748	813	1738
14	821	1800	756	1836	714	1908	725	2039	648	2108	634	2130	646	2128	713	2058	742	2011	811	1923	745	1747	814	1739
15	820	1801	754	1837	712	1909	724	2040	647	2109	634	2131	647	2128	714	2057	743	2009	812	1922	746	1746	815	1739
16	820	1803	753	1839	711	1910	722	2041	646	2110	634	2131	648	2127	715	2055	744	2008	813	1921	747	1745	815	1739
17	820	1804	752	1840	709	1911	721	2042	646	2111	634	2131	649	2126	716	2054	745	2006	814	1919	748	1745	816	1739
18	819	1805	751	1841	708	1912	720	2043	645	2112	634	2131	649	2126	717	2053	746	2005	815	1918	749	1744	817	1740
19	819	1806	749	1842	706	1913	718	2044	644	2113	634	2132	650	2125	718	2051	747	2003	816	1916	750	1743	817	1740
20	818	1807	748	1843	704	1914	717	2045	643	2113	634	2132	651	2124	719	2050	748	2001	817	1915	751	1743	818	1741
21	818	1808	747	1844	703	1915	715	2046	642	2114	635	2132	652	2124	720	2048	748	2000	818	1913	752	1742	818	1741
22	817	1809	745	1845	701	1916	714	2047	642	2115	635	2132	653	2123	721	2047	749	1958	819	1912	754	1742	819	1742
23	816	1810	744	1846	700	1917	713	2048	641	2116	635	2133	654	2122	722	2046	750	1956	820	1911	755	1741	819	1742
24	816	1812	743	1848	658	1918	711	2049	640	2117	635	2133	654	2121	723	2044	751	1955	821	1909	756	1741	820	1743
25	815	1813	741	1849	656	1919	710	2050	640	2118	636	2133	655	2120	724	2043	752	1953	722	1808	757	1740	820	1744
26	814	1814	740	1850	655	1920	709	2051	639	2118	636	2133	656	2119	725	2041	753	1952	723	1807	758	1740	820	1744
27	814	1815	738	1851	653	1921	707	2052	639	2119	636	2133	657	2119	726	2040	754	1950	725	1806	759	1739	821	1745
28	813	1816	737	1852	652	1922	706	2053	638	2120	637	2133	658	2118	726	2038	755	1948	726	1804	800	1739	821	1746
29	812	1817	735	1853	650	1923	705	2054	638	2121	637	2133	659	2117	727	2037	756	1947	727	1803	801	1739	821	1746
30	811	1819			749	2024	703	2055	637	2122	638	2133	700	2116	728	2035	757	1945	728	1802	802	1738	822	1747
31	810	1820			747	2025			637	2122			701	2115	729	2033			729	1801			822	1748
	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m	h m

**ANEXO V – Datos recogidos por el ayuntamiento de
valencia de gas natural y de electricidad**

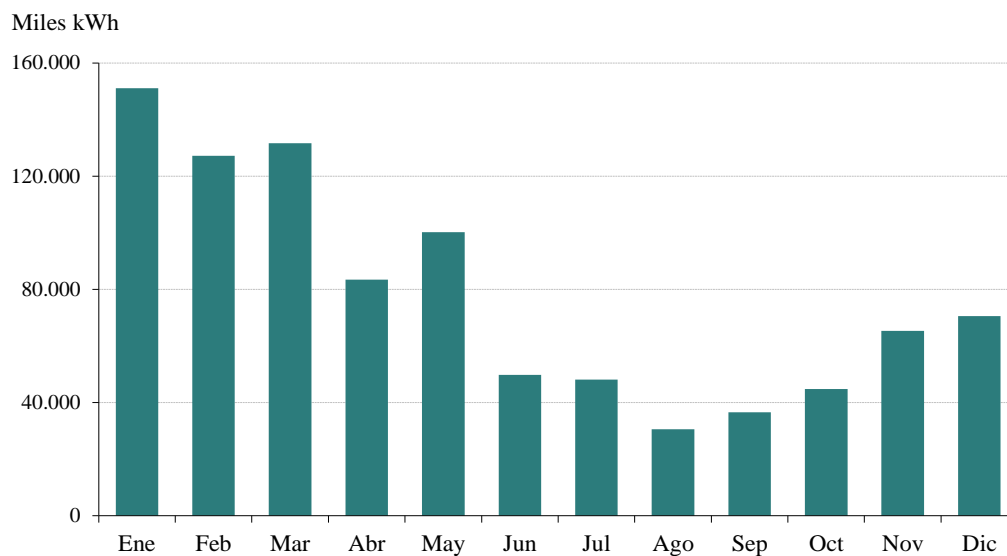
2.8. Gas Natural. Abonados y facturación por mes según tipo de instalación. 2019

	Total	Doméstico	Comercial	Industrial
Abonados	239.467	238.312	1.074	81
Energía facturada	939.009	580.798	143.120	215.091
Enero	151.032	106.627	17.863	26.542
Febrero	127.235	88.499	16.226	22.509
Marzo	131.668	93.329	18.061	20.277
Abril	83.349	52.916	11.989	18.444
Mayo	100.201	69.599	14.464	16.138
Junio	49.732	26.320	8.231	15.181
Juliol	48.065	24.596	8.422	15.046
Agosto	30.560	13.737	6.177	10.646
Septiembre	36.567	15.398	8.446	12.724
Octubre	44.693	21.162	8.190	15.341
Noviembre	65.345	34.120	11.150	20.075
Diciembre	70.563	34.494	13.901	22.168

Nota: Energía facturada en miles de kWh.

Fuente: Gas Natural SDG S.A.

GAS NATURAL. FACTURACIÓN POR MES. 2019



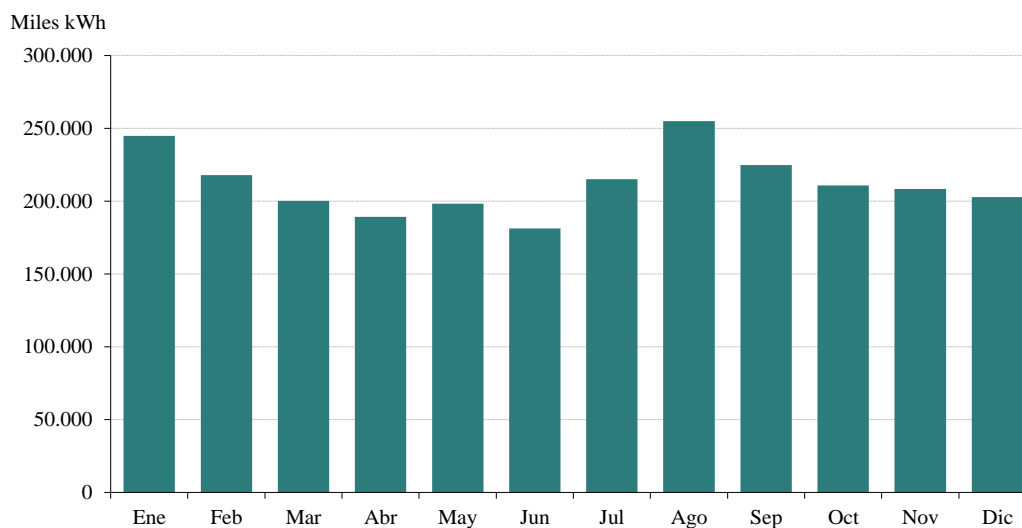
2.7. Energía eléctrica. Número de contratos y facturación por mes según tipo de instalación. 2019

	Total	Doméstico	Comercial	Industrial	No clasificado
Contratos	443.860	377.269	59.767	5.365	1.459
Energía facturada	2.548.179	1.029.005	1.424.785	91.258	3.131
Enero	244.711	115.986	121.149	7.315	261
Febrero	217.943	101.403	109.473	6.806	261
Marzo	200.269	83.237	109.325	7.446	261
Abril	189.216	78.209	103.935	6.810	261
Mayo	198.145	81.867	108.761	7.256	261
Junio	181.271	65.647	108.254	7.110	261
Juliol	215.006	82.833	123.754	8.158	261
Agosto	254.943	96.866	148.445	9.370	261
Septiembre	224.749	80.353	135.787	8.349	261
Octubre	210.771	75.805	126.992	7.713	261
Noviembre	208.418	82.034	118.481	7.643	261
Diciembre	202.737	84.764	110.431	7.282	261

Nota: Energía facturada en miles de kWh.

Fuente: Iberdrola.

ENERGÍA ELÉCTRICA. FACTURACIÓN POR MES. 2019



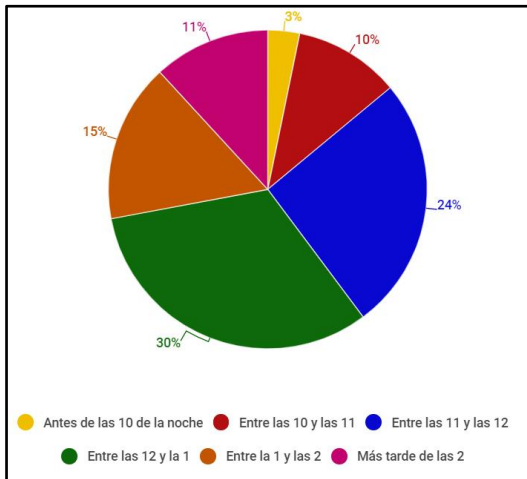
**ANEXO VI – Datos de entrada de la ocupación horaria de
una vivienda estándar**

Instituto Nacional de Estadística (INE) - Encuesta de Empleo del Tiempo
2009-2010

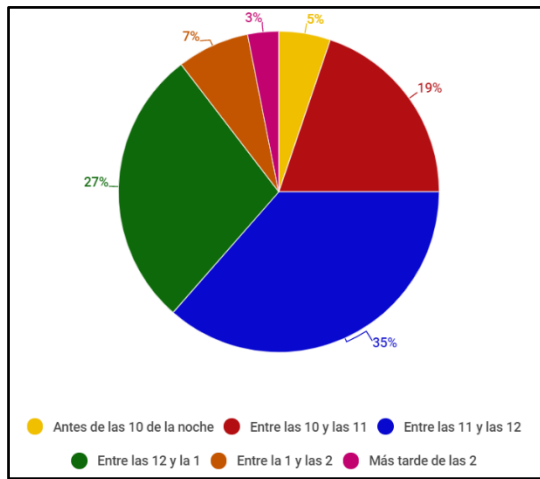
	LABORALES	FESTIVOS
24:00	91,8%	85,8%
01:00	95,7%	91,3%
02:00	97,2%	94,2%
03:00	96,7%	95,6%
04:00	98%	96,6%
05:00	97,5%	97,2%
06:00	96,2%	96,7%
07:00	90,3%	94,4%
08:00	72,3%	85,5%
09:00	53,1%	74,3%
10:00	46,5%	65,7%
11:00	40,1%	55,7%
12:00	37,8%	49,6%
13:00	42,5%	51,7%
14:00	60,3%	67%
15:00	63,2%	73,4%
16:00	52%	62,9%
17:00	43,8%	54,5%
18:00	40,9%	48,5%
19:00	40,5%	45,4%
20:00	50,3%	50,7%
21:00	72,1%	70,6%
22:00	81%	79,6%
23:00	85,7%	82%

ANEXO VII – Datos de entrada del sueño del CIS

¿A qué hora se acuestan los españoles?

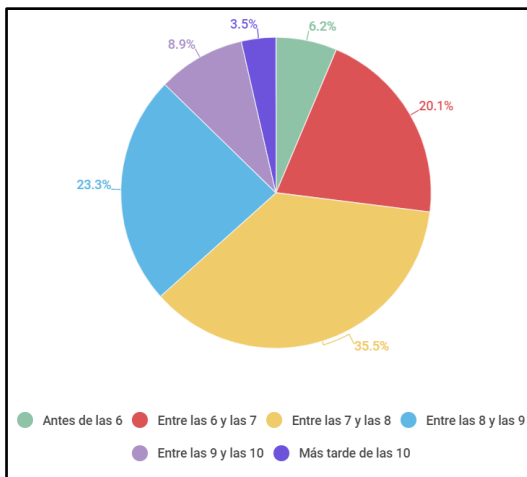


Días laborales

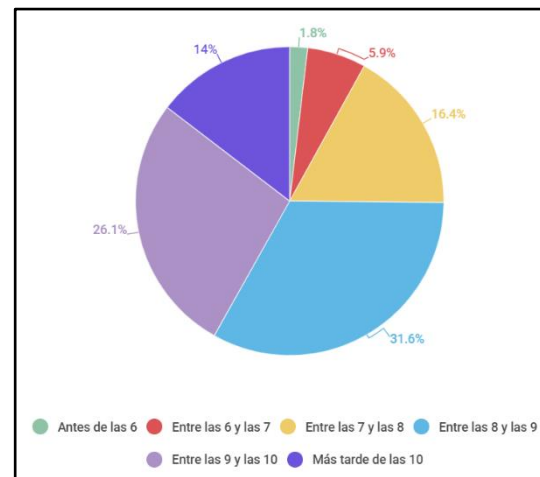


Días festivos

¿A qué hora se levantan los españoles?



Días laborales



Días festivos

**ANEXO VIII – PVGIS – Base de datos de la estación
meteorológica de Valencia:**

Temperatura horaria media en Valencia según el mes

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	
0:00	9,44	9,87	11,18	13,5	16,44	20,24	23,42	°C
1:00	9,14	9,54	10,82	13,09	16,08	19,85	23,05	°C
2:00	8,85	9,21	10,45	12,68	15,71	19,45	22,67	°C
3:00	8,55	8,88	10,09	12,27	15,34	19,06	22,29	°C
4:00	8,4	8,67	9,84	12,25	15,73	19,58	22,63	°C
5:00	8,25	8,45	9,59	12,23	16,11	20,11	22,97	°C
6:00	8,09	8,24	9,34	12,21	16,49	20,64	23,31	°C
7:00	8,87	9,42	11,16	14,2	18,35	22,38	24,95	°C
8:00	9,64	10,6	12,98	16,19	20,21	24,12	26,59	°C
9:00	10,42	11,78	14,8	18,18	22,07	25,86	28,24	°C
10:00	11,98	13,187	15,91	18,89	22,67	26,4	28,81	°C
11:00	13,54	14,57	17,02	19,6	23,27	26,94	29,39	°C
12:00	15,09	15,97	18,13	20,3	23,87	27,48	29,96	°C
13:00	15,39	16,17	18,29	20,28	23,87	27,5	29,96	°C
14:00	15,68	16,36	18,45	20,25	23,87	27,52	29,95	°C
15:00	15,97	16,56	18,61	20,22	23,87	27,54	29,95	°C
16:00	14,56	15,18	17,4	19,37	23,03	26,79	29,19	°C
17:00	13,15	13,81	16,19	18,51	22,19	26,03	28,44	°C
18:00	11,74	12,43	14,99	17,66	21,35	25,28	27,69	°C
19:00	11,15	11,76	14,17	16,69	20,16	24,03	26,59	°C
20:00	10,56	11,08	13,34	15,72	18,97	22,78	25,49	°C
21:00	9,97	10,4	12,52	14,75	17,78	21,53	24,39	°C
22:00	9,76	10,24	12,11	14,34	17,38	21,15	24,09	°C
23:00	9,56	10,09	11,7	13,94	16,97	20,77	23,78	°C

	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	
0:00	23,65	21,21	18,13	13,32	10,13	°C
1:00	23,27	20,81	17,81	13,01	9,81	°C
2:00	22,9	20,4	17,49	12,7	9,49	°C
3:00	22,52	20	17,17	12,39	9,18	°C
4:00	22,57	19,84	16,94	12,19	9,06	°C
5:00	22,62	19,69	16,71	12	8,95	°C
6:00	22,66	19,53	16,49	11,8	8,84	°C
7:00	24,28	21,24	17,98	12,91	9,62	°C
8:00	25,89	22,95	19,47	14,02	10,4	°C
9:00	27,5	24,66	20,96	15,13	11,18	°C
10:00	28,2	25,49	21,89	16,36	12,55	°C
11:00	28,89	26,32	22,83	17,59	13,92	°C
12:00	29,59	27,15	23,76	18,82	15,29	°C
13:00	29,54	27,05	23,74	18,93	15,46	°C
14:00	29,48	26,95	23,71	19,04	15,63	°C
15:00	29,43	26,86	23,69	19,16	15,8	°C
16:00	28,63	25,87	22,46	17,93	14,57	°C
17:00	27,82	24,88	21,22	16,7	13,34	°C
18:00	27,01	23,89	19,99	15,46	12,11	°C
19:00	26,11	23,28	19,49	14,9	11,56	°C
20:00	25,2	22,67	18,99	14,33	11,01	°C
21:00	24,3	22,06	18,49	13,76	10,47	°C
22:00	24,06	21,74	18,34	13,55	10,36	°C
23:00	23,82	21,42	18,19	13,34	10,25	°C

ANEXO IX – Demandas térmicas diarias calculadas para
cada mes (kWh)

	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL	
	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS
0:00:00	2573,91	5670,53	2612,91	5756,45	2290,94	5047,13	1903,10	4192,67
1:00:00	1371,47	3364,48	1393,47	3418,46	1219,21	2990,97	1011,83	2482,24
2:00:00	812,72	1378,36	827,04	1402,64	722,57	1225,47	598,78	1015,53
3:00:00	309,66	612,28	315,37	623,56	275,00	543,74	227,69	450,20
4:00:00	211,40	208,38	216,00	212,92	188,35	185,65	153,97	151,78
5:00:00	1317,45	381,31	1351,34	391,12	1177,50	340,80	950,65	275,15
6:00:00	5574,12	1640,45	5731,61	1686,80	4994,04	1469,73	3982,47	1172,03
7:00:00	11648,57	4748,82	11703,60	4771,25	9959,24	4060,12	7981,05	3253,67
8:00:00	12139,57	9396,29	11868,78	9186,70	9816,01	7597,81	7913,97	6125,59
9:00:00	9270,20	11287,79	8789,04	10701,91	7018,63	8546,19	5701,92	6942,90
10:00:00	7332,39	10018,19	7037,70	9615,55	5821,82	7954,31	4920,98	6723,50
11:00:00	5590,03	7764,70	5466,30	7592,85	4712,98	6546,46	4169,05	5790,92
12:00:00	4399,54	5772,94	4398,49	5771,56	4006,38	5257,04	3738,58	4905,65
13:00:00	4757,28	5787,09	4824,24	5868,54	4433,82	5393,61	4209,58	5120,83
14:00:00	6490,12	7211,25	6681,44	7423,82	6190,48	6878,31	5985,73	6650,81
15:00:00	6530,14	7584,06	6822,60	7923,72	6383,05	7413,23	6287,31	7302,04
16:00:00	6461,45	7815,87	6636,36	8027,44	5906,13	7144,14	5492,73	6644,09
17:00:00	6359,42	7912,98	6445,14	8019,64	5525,86	6875,78	4898,96	6095,74
18:00:00	6794,55	8057,11	6822,90	8090,72	5670,33	6723,99	4826,00	5722,77
19:00:00	7082,86	7939,80	7142,93	8007,14	5960,20	6681,31	5062,89	5675,44
20:00:00	9237,34	9310,80	9358,87	9433,29	7836,53	7898,85	6640,81	6693,62
21:00:00	13178,74	13176,24	13408,12	13405,58	11255,25	11253,12	9523,45	9521,64
22:00:00	12036,34	13540,30	12190,96	13714,24	10378,12	11674,88	8741,73	9834,02
23:00:00	6974,39	10254,07	7033,44	10340,88	6073,38	8929,36	5091,21	7485,33

	MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO	
	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS
0:00:00	200,84	442,47	191,91	422,80	182,99	403,14	178,52	393,30
1:00:00	104,69	256,82	100,03	245,40	95,38	233,99	93,05	228,28
2:00:00	60,76	103,05	58,06	98,47	55,36	93,89	54,01	91,60
3:00:00	22,67	44,82	21,66	42,83	20,65	40,83	20,15	39,84
4:00:00	15,31	15,10	14,63	14,42	13,95	13,75	13,61	13,42
5:00:00	94,47	27,34	90,27	26,13	86,07	24,91	83,97	24,30
6:00:00	395,37	116,36	377,80	111,19	360,23	106,01	351,44	103,43
7:00:00	872,08	355,52	833,32	339,72	794,56	323,92	775,18	316,02
8:00:00	961,49	744,22	918,76	711,14	876,03	678,06	854,66	661,53
9:00:00	780,01	949,77	745,34	907,56	710,68	865,35	693,34	844,24
10:00:00	704,86	963,04	673,53	920,24	642,21	877,44	626,54	856,04
11:00:00	626,65	870,43	598,80	831,74	570,94	793,06	557,02	773,71
12:00:00	590,70	775,10	564,45	740,65	538,20	706,21	525,07	688,98
13:00:00	664,15	807,92	634,63	772,01	605,12	736,11	590,36	718,15
14:00:00	942,31	1047,02	900,43	1000,48	858,55	953,95	837,61	930,68
15:00:00	987,63	1147,03	943,74	1096,05	899,84	1045,07	877,90	1019,58
16:00:00	812,61	982,94	776,49	939,26	740,38	895,57	722,32	873,73
17:00:00	684,47	851,68	654,05	813,82	623,63	775,97	608,41	757,05
18:00:00	639,15	757,91	610,74	724,23	582,34	690,54	568,13	673,70
19:00:00	632,90	709,47	604,77	677,94	576,64	646,41	562,58	630,64
20:00:00	786,04	792,29	751,11	757,08	716,17	721,87	698,70	704,26
21:00:00	1070,38	1070,17	1022,81	1022,61	975,23	975,05	951,45	951,27
22:00:00	962,00	1082,21	919,25	1034,11	876,49	986,01	855,11	961,96
23:00:00	549,09	807,30	524,69	771,42	500,28	735,54	488,08	717,60

	SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS
0:00:00	187,45	412,97	196,38	432,63	1913,43	4215,45	2377,09	5236,92
1:00:00	97,71	239,69	102,36	251,11	1014,31	2488,32	1267,41	3109,21
2:00:00	56,71	96,18	59,41	100,76	598,53	1015,10	752,05	1275,47
3:00:00	21,16	41,83	22,16	43,82	226,96	448,77	286,52	566,52
4:00:00	14,29	14,09	14,97	14,76	154,94	152,73	195,14	192,35
5:00:00	88,17	25,52	92,37	26,73	965,13	279,34	1212,48	350,93
6:00:00	369,02	108,60	386,59	113,77	4080,72	1200,94	5111,50	1504,30
7:00:00	813,94	331,82	852,70	347,62	8495,20	3463,27	10698,36	4361,44
8:00:00	897,39	694,60	940,13	727,68	8808,77	6818,18	11160,16	8638,21
9:00:00	728,01	886,46	762,68	928,67	6693,86	8150,73	8538,43	10396,75
10:00:00	657,87	898,84	689,20	941,64	5596,08	7645,89	6897,99	9424,67
11:00:00	584,87	812,40	612,72	851,09	4572,52	6351,36	5405,52	7508,41
12:00:00	551,32	723,43	577,58	757,88	3930,74	5157,80	4410,13	5786,83
13:00:00	619,87	754,06	649,39	789,97	4381,33	5329,76	4862,86	5915,53
14:00:00	879,49	977,21	921,37	1023,75	6162,19	6846,88	6763,88	7515,42
15:00:00	921,79	1070,56	965,69	1121,54	6396,64	7429,01	6946,98	8068,17
16:00:00	758,44	917,41	794,55	961,10	5785,14	6997,79	6562,33	7937,90
17:00:00	638,84	794,90	669,26	832,75	5312,62	6610,45	6240,49	7764,99
18:00:00	596,54	707,39	624,94	741,07	5374,84	6373,59	6493,08	7699,62
19:00:00	590,70	662,17	618,83	693,70	5507,41	6173,73	6724,37	7537,93
20:00:00	733,64	739,47	768,58	774,69	7074,09	7130,35	8717,63	8786,95
21:00:00	999,02	998,83	1046,59	1046,39	9951,69	9949,80	12360,55	12358,20
22:00:00	897,87	1010,06	940,63	1058,16	9049,62	10180,38	11198,68	12597,97
23:00:00	512,48	753,48	536,89	789,36	5225,54	7682,82	6443,10	9472,93

ANEXO X – Demandas eléctricas diarias calculadas para
cada mes (kWh)

	ENERO		FEBRERO		MARZO		ABRIL	
	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS
0:00:00	675,35	1050,88	670,88	1041,03	654,14	1004,16	639,50	971,90
1:00:00	525,91	762,35	523,58	756,63	514,85	735,23	507,22	716,50
2:00:00	457,64	523,36	456,28	521,06	451,22	512,48	446,79	504,96
3:00:00	398,43	432,86	397,93	431,86	396,04	428,13	394,39	424,86
4:00:00	387,01	386,67	386,67	386,33	385,39	385,07	384,27	383,97
5:00:00	510,02	405,70	507,92	405,09	500,05	402,81	493,16	400,82
6:00:00	977,70	544,05	968,89	541,46	935,95	531,76	907,12	523,28
7:00:00	1718,58	915,76	1439,67	802,05	1430,72	798,40	1438,96	801,76
8:00:00	1637,06	1349,20	1518,25	1257,24	1486,21	1232,43	1458,16	1210,72
9:00:00	1307,19	1512,63	1300,23	1504,17	1274,24	1472,52	1251,49	1444,81
10:00:00	1216,24	1528,70	1209,96	1520,11	1186,47	1488,02	1165,90	1459,93
11:00:00	1121,58	1416,61	1116,00	1408,85	1095,11	1379,85	1076,83	1354,46
12:00:00	1078,08	1301,25	1072,82	1294,34	1053,13	1268,51	1035,90	1245,90
13:00:00	1166,97	1340,96	1161,05	1333,76	1138,92	1306,84	1119,55	1283,27
14:00:00	1503,61	1630,32	1495,21	1620,99	1463,81	1586,09	1436,32	1555,55
15:00:00	1558,45	1751,35	1549,65	1741,13	1516,74	1702,91	1487,93	1669,45
16:00:00	1346,64	1552,78	1339,39	1544,02	1312,31	1511,26	1288,61	1482,59
17:00:00	1191,56	1393,92	1185,46	1386,33	1162,65	1357,94	1142,68	1333,10
18:00:00	1356,57	1541,15	1212,02	1369,75	1109,72	1248,43	1091,07	1226,32
19:00:00	1346,85	1465,86	1332,75	1450,06	1253,38	1361,08	1083,95	1171,15
20:00:00	1584,87	1594,59	1567,36	1576,94	1501,87	1510,93	1320,42	1328,03
21:00:00	2026,78	2026,47	2002,94	2002,63	1913,76	1913,47	1835,70	1835,42
22:00:00	1858,35	2045,17	1836,92	2021,06	1756,77	1930,90	1686,62	1851,98
23:00:00	1216,60	1617,90	1204,37	1599,92	1158,62	1532,66	1118,58	1473,79

	MAYO		JUNIO		JULIO		AGOSTO	
	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS
0:00:00	770,28	1260,02	798,44	1322,06	835,27	1403,20	855,84	1448,51
1:00:00	573,74	879,68	588,25	915,29	607,51	962,52	618,13	988,58
2:00:00	484,41	568,76	492,74	582,89	503,95	601,90	510,11	612,35
3:00:00	408,05	451,88	411,14	457,98	415,32	466,25	417,61	470,77
4:00:00	393,77	393,33	395,94	395,48	398,65	398,15	400,00	399,47
5:00:00	553,31	418,23	567,37	422,30	583,31	426,91	590,37	428,95
6:00:00	1148,75	594,39	1197,63	608,77	1274,82	631,49	1314,73	643,24
7:00:00	2033,92	1044,31	2186,34	1106,45	2313,52	1158,30	2380,55	1185,62
8:00:00	2283,68	1849,70	2447,67	1976,62	2585,10	2083,00	2610,23	2102,45
9:00:00	1984,84	2337,77	2114,58	2495,75	2224,17	2629,20	2244,75	2654,26
10:00:00	1847,15	2390,71	1962,77	2548,67	2063,12	2685,79	2086,52	2717,75
11:00:00	1698,98	2218,64	1800,32	2359,40	1891,00	2485,36	1915,49	2519,37
12:00:00	1637,91	2035,84	1732,08	2159,40	1818,66	2273,01	1845,77	2308,57
13:00:00	1796,41	2106,66	1902,87	2236,17	1999,63	2353,87	2028,55	2389,05
14:00:00	2396,67	2622,61	2548,56	2791,38	2684,58	2942,51	2723,40	2985,64
15:00:00	2494,47	2838,43	2654,54	3024,34	2796,22	3188,89	2834,60	3233,47
16:00:00	2086,83	2448,13	2221,38	2610,88	2337,01	2750,74	2366,27	2786,15
17:00:00	1789,80	2138,31	1905,23	2281,93	2002,44	2402,89	2024,51	2430,35
18:00:00	1671,80	1914,96	1781,81	2045,42	1872,13	2152,52	1890,34	2174,11
19:00:00	1625,96	1778,74	1732,76	1898,46	1825,76	2002,71	1848,80	2028,54
20:00:00	1890,48	1902,62	2020,46	2033,64	2140,39	2154,52	2183,53	2198,01
21:00:00	2564,34	2563,92	2649,25	2648,82	2834,56	2834,09	3021,19	3020,69
22:00:00	2352,72	2601,31	2486,86	2752,22	2653,63	2939,82	2741,29	3038,44
23:00:00	1488,90	2018,25	1566,06	2131,70	1662,79	2273,92	1714,41	2349,80

	SEPTIEMBRE		OCTUBRE		NOVIEMBRE		DICIEMBRE	
	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS	LABORALES	FESTIVOS
0:00:00	851,00	1437,85	828,86	1389,09	649,23	993,34	677,88	1056,47
1:00:00	615,48	982,08	604,39	954,87	512,29	728,95	527,23	765,59
2:00:00	508,44	609,52	502,29	599,09	449,73	509,96	458,40	524,66
3:00:00	416,96	469,49	414,76	465,14	395,49	427,03	398,72	433,43
4:00:00	399,41	398,89	397,88	397,38	385,02	384,70	387,20	386,86
5:00:00	585,83	427,64	576,07	424,82	497,74	402,14	511,22	406,04
6:00:00	1291,95	636,53	1250,13	624,23	926,27	528,91	982,68	545,52
7:00:00	2417,13	1200,54	2379,16	1185,06	1551,04	847,46	1729,58	920,24
8:00:00	2523,42	2035,26	2418,47	1954,02	1476,79	1225,15	1616,17	1333,03
9:00:00	2178,99	2574,18	2036,61	2400,81	1474,04	1463,22	1311,12	1517,43
10:00:00	2031,82	2643,02	1905,48	2470,40	1367,02	1478,59	1219,79	1533,55
11:00:00	1871,35	2458,06	1761,39	2305,32	1255,63	1371,33	1124,74	1421,00
12:00:00	1808,12	2259,18	1706,42	2125,73	1204,45	1260,92	1081,06	1305,16
13:00:00	1984,63	2335,62	1872,82	2199,61	1309,05	1298,93	1170,32	1345,04
14:00:00	2659,25	2914,36	2503,79	2741,63	1705,19	1575,85	1508,36	1635,60
15:00:00	2765,45	3153,15	2605,83	2967,77	1769,73	1691,68	1563,43	1757,14
16:00:00	2301,55	2707,86	2162,51	2539,67	1520,47	1501,64	1350,74	1557,74
17:00:00	1963,72	2354,71	1839,80	2200,52	1198,42	1402,46	1279,23	1503,01
18:00:00	1827,71	2099,85	1705,94	1955,45	1273,44	1442,58	1364,63	1550,71
19:00:00	1795,07	1968,30	1799,79	1973,60	1264,54	1373,59	1354,84	1474,81
20:00:00	2295,60	2310,97	2216,73	2231,47	1482,64	1491,54	1594,79	1604,58
21:00:00	3006,10	3005,60	2862,63	2862,16	1887,57	1887,28	2040,28	2039,97
22:00:00	2723,90	3018,87	2602,94	2882,80	1733,23	1904,41	1870,48	2058,82
23:00:00	1702,29	2331,99	1637,81	2237,19	1145,18	1512,90	1223,52	1628,08

**ANEXO XI – Especificaciones Pila PAFC Doosan PureCell
Model 400**

PureCell[®] Model 400 NG

Utilizes natural gas which is supplied throughout gas pipelines. Highly available in urban areas as electricity and heat is supplied by using the current infrastructure.

Fuel
Natural Gas



Size
8.3 x 2.5 x 3.0 m



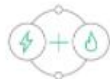
Rated Output
440 kW



Heat Supply
HG (120°C)
LG (60°C)

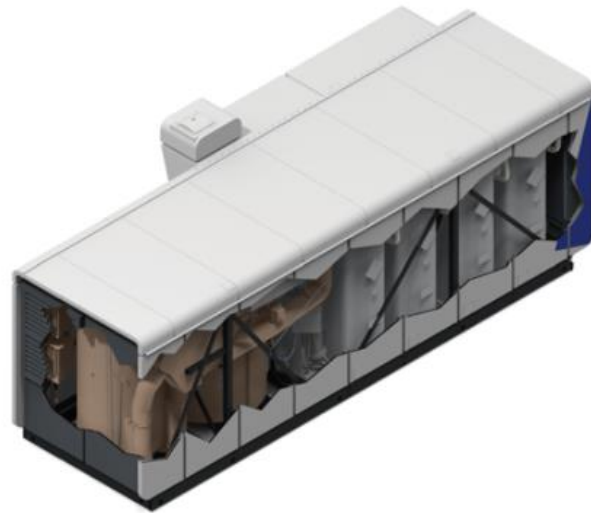


Efficiency
Total 90%
Elec. 43%
Heat 47%



+

+



ANEXO XII - Catálogo Doosan PureCell Model 400



PureCell® Model 400

PURECELL SYSTEM BENEFITS

Energy Security

Proven PAFC fuel cell technology that is setting durability records

Energy Productivity

Increased efficiency and continuous on-site generation reduces energy costs

Energy Responsibility

Ultra-low emissions equals sustainability

PURECELL SYSTEM COMPETITIVE ADVANTAGES

Long Life

Industry leading 10-year cell stack life assures high availability and low service cost

Modular & Scalable

Solutions for multi-megawatt applications to meet growing energy demand

Experience

Most knowledgeable and experienced team in the industry

High Efficiency

Up to 90% total CHP Efficiency

Grid-Independence

Proven performance delivering power when the utility grid fails

Load Following

Capable of dispatching power to match building needs

Small Footprint

Highest power density among clean generation technologies

Flexible Siting

Indoor, outdoor, rooftop, multi-unit

RATED POWER OUTPUT: 460KW, 480VAC, 50/60HZ

Characteristic	Units	Operating Mode	
		Power 460kW	Eco 440kW
Electric Power Output ¹	kW/kVA	460/532	440/518
Electrical Efficiency	%, LHV	43%	45%
Peak Overall Efficiency	%, LHV	90%	90%
Gas Consumption ²	MMBtu/h, HHV (kW)	4.09 (1,200)	3.77 (1,104)
Gas Consumption ^{2,3}	SCFH (Nm ³ /h)	3,995 (107)	3,674 (98.4)
High Grade Heat Output @ up to 250°F ⁴	MMBtu/h (kW)	0.72 (212)	0.55 (162)
Low Grade Heat Output @ up to 140°F ⁴	MMBtu/h (kW)	1.03 (301)	1.00 (292)

FUEL

Supply..... Natural Gas
Inlet Pressure 10 to 14 in. water (2.5 - 3.5 mbar)

EMISSIONS^{3,4}

NOx 0.02 lbs/MWh (0.009 kg/MWh)
CO 0.01 lbs/MWh (0.005 kg/MWh)
VOC 0.01 lbs/MWh (0.005 kg/MWh)
SO₂..... Negligible
Particulate Matter..... Negligible
CO₂⁵ (electric only) 998 lbs/MWh (454 kg/MWh)
(with High-Grade/heat recovery) 815 lbs/MWh⁵ (371 kg/MWh)
(with full heat recovery) 485 lbs/MWh⁵ (220 kg/MWh)

OTHER

Ambient Operating Temp -20°F to 104°F (-29°C to 40°C)
Relative Humidity 0 to 100%
Sound Level <65 dBA @ 33 ft. (10m)
Water Consumption None (up to 86°F (30°C) Ambient Temp.)
Water Discharge None (Normal Operating Conditions)

CODES AND STANDARDS

ANSI/CSA FC1-2014: Stationary Fuel Cell Power Systems
UL1741-2010: Inverters for Use With Distributed Energy Resources

NOTES

1. Average performance during 1st year of operation.
2. Based on natural gas higher heating value of 1025 Btu/SCF (40.4 MJ/Nm³)
3. Emissions based on 440 kW operation.
4. Fuel cells are exempt from air permitting in many U.S. states.
5. Includes CO₂ emissions savings due to reduced on-site boiler gas consumption



Doosan Fuel Cell America, Inc.
Corporate Headquarters
195 Governor's Highway
South Windsor, CT 06074
860.727.2253
www.doosanfuelcell.com

The manufacturer reserves the right to change or modify, without notice, the design or equipment specifications without incurring any obligation either with respect to equipment previously sold or in the process of construction. The manufacturer does not warrant the data on this document.

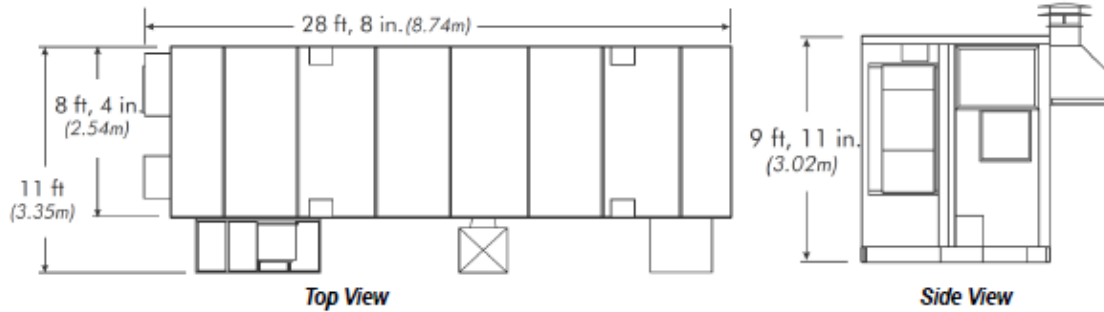
Copyright © 2018 by Doosan Fuel Cell America, Inc. All rights reserved. This document contains no technical information subject to U.S. Export Regulations. Rev 6.2018



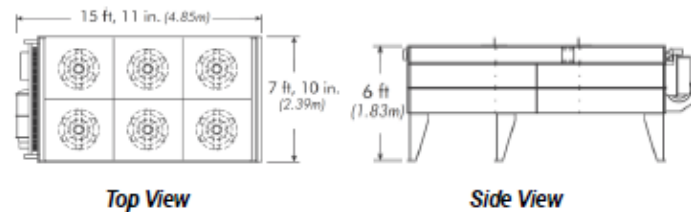
PureCell®
Model 400

SYSTEM DIMENSIONS

Power Module



Cooling Module



	Power Module	Cooling Module
Length	28' 11" (8.74m)	15' 11" (4.85m)
Width	8' 4" (2.54m)	7' 10" (2.39m)
Height	9' 11" (3.02m)	6' 0" (1.83m)
Weight	57,000 lb (27,216 kg)	3,190lb (1,447 kg)

PURECELL ADVANTAGE

OFFSET 3x MORE CO₂



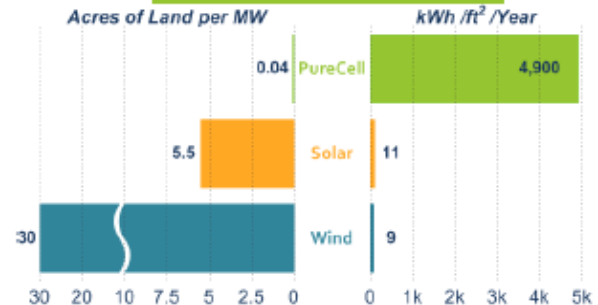
CAPACITY FACTOR



CO₂ OFFSET



USE LESS LAND



Doosan Fuel Cell America, Inc.
 Corporate Headquarters
 195 Governor's Highway
 South Windsor, CT 06074
 860.727.2253
 www.doosanfuelcell.com




The manufacturer reserves the right to change or modify, without notice, the design or equipment specifications without incurring any obligation either with respect to equipment previously sold or in the process of construction. The manufacturer does not warrant the data on this document.

Copyright © 2018 by Doosan Fuel Cell America, Inc. All rights reserved. This document contains no technical information subject to U.S. Export Regulations. Rev 6.2018

ANEXO XIII – Comparación de la pila PAFC Doosan PureCell 400 con otros sistemas más convencionales

COMPARACION DE TECNOLOGIAS



Productos	400 kW Combustión	400 kW Microturbinas	Doosan PureCell® Model 400	Ventajas del PureCell®
Apariencia				Ventajas del Sistema PureCell Model 400
Eficiencia eléctrica, % LHV	~37%	~31%	42%	Más alto en eficiencia eléctrica
Eficiencia total, % LHV	~88%	~70%	90%	Más alto en eficiencia total
Emisiones (NO. lbs/MWh)	-0.80	-0.14	0.01	Menor en emisiones
Permisos de emisión	Requiere permisos extras	Requiere permisos extras	Exempta	Muy bajas emisiones
Tiempo de reponer motor / celdas	3 - 6	5	10+	Más duradero
% de tiempo en funcionamiento	~90%	~85%	>98%	Más confiable
Ruido generado (@33 pies)	~80 dBA	~65 dBA	>65 dBA	Más silencioso
Lapso de tiempo en mantenimiento	Largo	Medio	Muy poco	No hay que apagarla para mantenimientos rutinarios
Generación de Calor y Frio (CHP)	Hay que diseñarlo en el montaje	Diseñado en factoría	Diseñado en factoría	Fácil diseño e instalación
Inversor integrado	N	Y	Y	Variedad de configuraciones de salida

REINVENTAMOS LA ENERGIA

Integrados con licencia de Doosan Fuel Cell America, Inc.
PureCell® es una marca registrada de Doosan Fuel Cell America, Inc. y el logo Doosan es una marca registrada por Doosan Corp.

 Productiva, Segura & Limpia

ANEXO XIV – CÁLCULO DEL PES

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{CHP H_{\eta}}{Ref H_n} + \frac{CHP E_{\eta}}{Ref E_n}} = 1 - \frac{\text{Consumo combustible PC}}{\frac{H_{\text{útil}}}{Ref H_n} + \frac{E_{\text{pila}}}{Ref E_n}}$$

Siendo:

- $CHP E_{\eta}$: eficiencia eléctrica de la producción mediante cogeneración
- $CHP H_{\eta}$: eficiencia térmica de la producción mediante cogeneración
- $Ref H_{\eta}$: valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor.
- $Ref E_{\eta}$: valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad.

Como se ha explicado en la memoria, los valores de referencia de la eficiencia de producción separada de calor y electricidad se recogen según el reglamento vigente. En este caso es el Reglamento delegado (UE) 2015/2402. En el caso del valor de referencia de la producción separada de calor se trata de un valor fijo que depende del tipo de combustible y del año de construcción de los sistemas.

Categoría	Tipo de combustible:	Año de construcción						
		Antes de 2016			A partir de 2016			
		Agua caliente	Vapor (%)	Uso directo de gases de escape (%)	Agua caliente	Vapor (%)	Uso directo de gases de escape (%)	
Sólidos	S1	Hulla, incluida la antracita, carbón bituminoso, carbón subbituminoso, coque, semicoque y coque de petróleo	88	83	80	88	83	80
	S2	Lignito, briquetas de lignito, petróleo de esquisto	86	81	78	86	81	78
	S3	Turba, briquetas de turba	86	81	78	86	81	78
	S4	Biomasa seca, incluida madera y otra biomasa sólida, incluidos gránulos y briquetas de madera, astillas de madera secas, madera residual limpia y seca, cáscaras de frutos secos y huesos de aceituna y otros.	86	81	78	86	81	78
	S5	Otros tipos de biomasa sólida, incluidos todos los tipos de madera distintos de los indicados en S4 y leña negra y marrón.	80	75	72	80	75	72
	S6	Residuos municipales e industriales (no renovables) y residuos renovables/biodegradables	80	75	72	80	75	72
Líquidos	L7	Fuelóleo pesado, gasóleo/carburante diésel, otros productos derivados del petróleo	89	84	81	85	80	77
	L8	Biolíquidos, incluidos biometanol, bioetanol, biobutanol, biodiésel y otros biolíquidos	89	84	81	85	80	77
	L9	Líquidos residuales, incluidos los residuos biodegradables y no renovables (incluidos sebo, grasa y bagazo).	80	75	72	75	70	67
Gaseosos	G10	Gas natural, GLP y GNL	90	85	82	92	87	84
	G11	Gases de refinería, hidrógeno y gases de síntesis	89	84	81	90	85	82
	G12	Biogás de la digestión anaeróbica, gases de vertedero y gases de depuradora	70	65	62	80	75	72
	G13	Gas de coquería, gas de alto horno y otros gases generados directamente al coque	80	75	72	80	75	72

Valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de calor

En el caso del presente proyecto se trata de gas natural con año de construcción posterior al 2016, que equivale a una eficiencia de referencia del **92%**.

En el caso del valor de referencia de eficiencia para la producción separada de electricidad, el reglamento proporciona unas tablas que también dependen del tipo de

combustible y año de construcción. En el caso del combustible gaseoso como el gas natural y una construcción reciente, se partiría de una base de eficiencia del **53%**:

Categoría	Tipo de combustible	Año de construcción			
		Antes de 2012	2012-2015	A partir de 2016	
Sólidos	S1	Hulla, incluida la antracita, carbón bituminoso, carbón subbituminoso, coque, semicoque y coque de petróleo	44,2	44,2	44,2
	S2	Lignito, briquetas de lignito, petróleo de esquisto	41,8	41,8	41,8
	S3	Turba, briquetas de turba	39,0	39,0	39,0
	S4	Biomasa seca, incluida madera y otra biomasa sólida, incluidos gránulos y briquetas de madera, astillas de madera secas, madera residual limpia y seca, cáscaras de frutos secos y huesos de aceituna y otros	33,0	33,0	37,0
	S5	Otros tipos de biomasa sólida, incluidos todos los tipos de madera distintos de los indicados en S4 y leña negra y marrón.	25,0	25,0	30,0
	S6	Residuos municipales e industriales (no renovables) y residuos renovables/biodegradables	25,0	25,0	25,0
Líquidos	L7	Fuelóleo pesado, gasóleo/carburante diésel, otros productos derivados del petróleo	44,2	44,2	44,2
	L8	Biolíquidos, incluidos biometanol, bioetanol, biobutanol, biodiésel y otros biolíquidos	44,2	44,2	44,2
	L9	Líquidos residuales, incluidos los residuos biodegradables y no renovables (incluidos sebo, grasa y bagazo).	25,0	25,0	29,0
Gaseosos	G10	Gas natural, GLP y GNL	52,5	52,5	53,0
	G11	Gases de refinería, hidrógeno y gases de síntesis	44,2	44,2	44,2
	G12	Biogás de la digestión anaeróbica, gases de vertedero y gases de depuradora	42,0	42,0	42,0
	G13	Gas de coquería, gas de alto horno y otros gases recuperados (excluido el gas de refinería)	35,0	35,0	35,0
Otros	O14	Calor residual (incluidos los gases de escape de alta temperatura y los productos de reacciones químicas exotérmicas)			30,0
	O15	Energía nuclear			33,0
	O16	Energía solar térmica			30,0
	O17	Energía geotérmica			19,5
	O18	Otros combustibles no mencionados anteriormente			30,0

Valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad

Este parámetro debe ser corregido:

- **Corrección por zona climática**
 - $T > 15^{\circ}\text{C}$, $-0,1\%$ por cada grado de diferencia
 - $T < 15^{\circ}\text{C}$, $+0,1\%$ por cada grado de diferencia

Partiendo de la Guía resumida del clima en España, del Ministerio de Obras Públicas, Transportes y Medio Ambiente, la zona climática de Valencia se caracteriza por una temperatura de 19°C por lo que se haría una corrección del $-0,4\%$.

- **Correcciones por pérdidas evitadas a la red:** depende del consumo eléctrico y de lo inyectado a la red.

Nivel de tensión de conexión	Factor de corrección (fuera del sitio)	Factor de corrección (dentro del sitio)
< 345 kV	1	0,976
200-345 kV	0,972	0,963
100-200 kV	0,963	0,951
50-100 kV	0,952	0,936
12-50 kV	0,935	0,914
0,45-12 kV	0,918	0,891
< 0,45 kV	0,888	0,851

Factores de corrección referentes a las pérdidas en la red evitadas para la aplicación de los valores

ANEXO XV – CALCULO DE LA RETRIBUCIÓN ESPECÍFICA

$$R_e = R_{inv} * P_n + R_o * E_g$$

- **Rinv:** retribución a la inversión. Es calculada a partir del valor neto del activo, la tasa de actualización con una rentabilidad razonable de 7,5%, y la vida residual, que en este caso serían 25 años
- **Pn:** potencia nominal de la instalación
- **Ro:** retribución a la operación. Es el resultado de restar el precio de mercado a los costes de operación para compensar un posible gasto extra de electricidad.
- **Eg:** energía vendida

Además, la retribución específica debe ser corregida en función de las horas equivalentes de la instalación. Se distinguen tres escenarios posibles:

- **Si Nhinst > Nhmin:**
 - Se obtiene la retribución específica completa
- **Si Nhmin > Nhinst > Uf**
 - Se reduce la retribución específica en función el factor de corrección 'd'
$$d = \frac{Nhinst - Uf}{Nhmin - Uf}$$
- **Si Nhinst < Uf**
 - No se obtiene ninguna retribución específica

Siendo:

- Nhinst: número de horas equivalentes de funcionamiento anuales de la instalación. Se calcula en función de la energía exportada a la red y de la potencia de la instalación.
- Uf: umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año
- Nhmin: número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo de la instalación tipo en un año.

Para conocer los parámetros de retribución a la inversión y a la operación, el número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y el umbral de funcionamiento de la instalación tipo en un año, se va a recurrir a la orden del 01 de enero del 2020 [39] por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración. En el Anexo I del documento se identifica mediante códigos las instalaciones tipo aprobadas. En el Anexo II se encuentran detallados los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a los años 2020, 2021 y 2022: retribución a la inversión, número de horas equivalentes de funcionamiento mínimo y umbral de funcionamiento.

Para el caso de una potencia 1MW < P < 10 MW:

- $R_{inv} = 76163 \text{ €/MW eléctrico}$
- $N_{hmin} = 2760 \text{ horas}$
- $U_f = 840 \text{ horas}$

Para el caso de una potencia $0,5 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$:

- $R_{inv} = 99142 \text{ €/MW eléctrico}$
- $N_{hmin} = 2260 \text{ horas}$
- $U_f = 680 \text{ horas}$

En el Anexo III se recogen los parámetros de retribución a la operación que se aplicarán en los años 2020, 2021 y 2022:

Para el caso de una potencia $1 \text{ MW} < P < 10 \text{ MW}$:

- $R_o = 36,08 \text{ €/MWh eléctrico}$

Para el caso de una potencia $0,5 \text{ MW} < P < 1 \text{ MW}$:

- $R_o = 44,983 \text{ €/MWh eléctrico}$

ANEXO XVI – Clasificación modalidades de conexión autoconsumo

MODALIDADES				CONEXIÓN A LA RED	MEDIDA	SOLICITUD AyC
		Individual	Colectivo			
Sin excedentes (antivertido)				A red interior	1 EM en PF	Exentas
Con excedentes	<ul style="list-style-type: none"> • Acogido a compensación • No acogida a compensación 			A red interior	+EM en Generación SI Colectivo	Exentas ≤ 15 kW en suelo urbanizado
				A instalaciones enlace comunes (E. Autoconsumida no usa RdD)*.	Múltiples configuraciones	
				A RdD*, compartiendo CT de BT / 500 m / 14 dig Catastrales		



Caso habitual



Excepcional, pero posible

* RdD = Red de Distribución