



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
GRADO EN INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA
Especialidad Eléctrica

TRABAJO FIN DE
GRADO

MICRO-REDES AISLADAS: UN DESAFÍO PARA LOS DSO

AUTOR: Gema Barrales Alcaín

DIRECTORES: Lukas Sigrist
Luis Rouco Rodríguez

Madrid
Septiembre de 2016

Autorizada la entrega del proyecto del alumno:

Nombre del Autor

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Nombre del Director

Fdo.: Fecha: / /

Fdo.: Fecha: / /

Vº Bº DEL COORDINADOR DE PROYECTOS

Nombre del Coordinador

Fdo.: Fecha: / /

Resumen

El presente proyecto se enmarca dentro del ámbito de las micro-redes eléctricas sin conexión a la red general de distribución, también llamadas micro-redes aisladas.

La motivación del proyecto surge a raíz de un sector eléctrico cuya regulación es compleja y está deficientemente diseñada. Por este motivo, el usuario se plantea la desconexión total de la red con el fin de obtener un suministro fiable, económico y medioambientalmente eficiente.

El proyecto comienza con una revisión del estado del arte en el que se examina el sector de las micro-redes desde los puntos de vista tecnológico, social y medioambiental tanto a nivel europeo como particularizado para España y, finalmente, regulatorio. En esta sección también se presentan ejemplos de micro-redes que se han instalado exitosamente en el mundo.

A continuación, se desarrolla el caso de estudio de la viabilidad económica de una micro-red en el centro de Madrid. La carga objeto de estudio es una escuela de ingeniería de la Universidad Pontificia de Comillas.

Para poder realizar el estudio se realizó en primer lugar la estimación de los perfiles horarios de la carga eléctrica y de la carga térmica que serían analizados posteriormente por el software de diseño de micro-redes HOMER. El análisis se centra en la viabilidad de una micro-red híbrida compuesta por tecnología fotovoltaica, generadores (diésel o gas natural) y elementos de almacenamiento.

Finalmente, los resultados de la simulación son comparados con el escenario base, escenario de partida donde la micro-red es inexistente y la carga está conectada a la red eléctrica, con el fin de determinar su viabilidad. También se presentan los resultados de los estudios de sensibilidad adicionales y posibles caminos a seguir en futuros estudios.

Abstract

The present project takes place in the environment of the electric microgrids without general grid connection, also called, off-grid microgrids.

The motivation of this project raises due to a complex and deficient-designed regulation of the electric sector. For this reason, the user considers a complete disconnection off the grid, to get a reliable, economic, environmentally friendly and efficient supply.

The paper begins by doing a revision of the state-of-the-art where the microgrid sector is studied from different perspectives: technological, social and environmental, both in the European level and particularized in Spain, and in the regulatory frame. In this section there is also a review of the successful microgrids projects all over the world.

Later on, the particular case study of a microgrid for the engineering building of the University of Comillas campus is developed.

For this study to be developed, the electric and thermal load profiles were estimated in the first place. Then this profiles were analyzed by the microgrid design software HOMER. The analysis focus on the feasibility of a hybrid microgrid composed of photovoltaic technology, generators (diesel and natural gas) and storage components.

Finally, the results of the simulation are compared to the base scenario (base case where the microgrid doesn't exist and the load is connected to the general distribution grid). Moreover, sensibility analysis are carried out and new options for future studies are presented.

A mis abuelos.

*“Intenta convertirte no en una persona de éxito,
sino más bien en una persona de valor.”
Albert Einstein.*

*“No he fracasado. He encontrado 10.000 maneras que no funcionan.”
Thomas Edison*

Agradecimientos

En primer lugar, me gustaría agradecer a mis padres todo el esfuerzo y todos los sacrificios que han hecho para que yo pueda llegar hasta el día de hoy. También me gustaría agradecerles a ellos y a mi hermano el cariño y apoyo que me han ofrecido a lo largo de mi educación. Los consejos, las largas sobremesas escuchando mis ideas, dudas, miedos y alegrías. Ellos han sido el pilar más importante de mi formación académica y personal y, por ello, les estoy altamente agradecida.

También me gustaría agradecer al resto de mi familia y de mis amigos todo el apoyo que me han transmitido a lo largo de este camino. Me siento muy afortunada de poder contar con grandes personas en mi vida tanto en Granada como en Madrid, así como aquellas amistades más recientes, pero no menos importantes, que he conocido en Berlín y en Edmonton.

Por último, agradecer a todas y cada una de las personas que han ayudado a la consecución de este proyecto.

Índice de contenidos

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	12
1.1 Contextualización y planteamiento del problema	12
1.2 Objetivos y especificación.....	14
CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE.....	16
2.1 El desarrollo tecnológico de las micro-redes.....	16
2.1.1 Tecnologías constitutivas de las micro-redes	16
2.1.2 Revisión de las tecnologías de generación distribuida	18
2.1.3 Revisión de las tecnologías de almacenamiento	21
2.2 Factores medioambientales y sociales.....	25
2.2.1 Impacto de las micro-redes en distintos ámbitos sociales	25
2.2.2 Las micro-redes en el contexto de las redes inteligentes.....	26
2.3 Regulación del sector de la energía eléctrica. Motivos económicos que favorecen la desconexión	27
2.3.1 Regulación del Sector Eléctrico y esquema actual de la tarifa.....	27
2.3.2 Tipología y marco regulatorio de las micro-redes.....	28
2.4 Proyectos anteriores de micro-redes.....	30
CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO	34
3.1 Datos.....	34
3.2 Descripción de la herramienta y particularización al caso de estudio	34
3.2.1. Funcionamiento del software utilizado.....	34
3.2.2 Análisis y selección de los componentes. Descripción de la simulación.....	35
3.2.2.1 Carga eléctrica.....	35
3.2.2.2 Carga térmica	36
3.2.2.3 Combustibles.....	37
3.2.2.4 Generadores.....	39
3.2.2.5 Inversor DC/AC	41
3.2.2.6 Paneles fotovoltaicos.....	41
3.2.2.8 Recursos	42
3.2.2.8 Almacenamiento.....	44
3.2.2.9 Datos generales del sistema.....	45
3.2.2.10 Parámetros económicos.....	45
CAPÍTULO 4: RESULTADOS	48
4.1 Resultados de la simulación y análisis	48
4.1.1 Resultados	48

4.1.2 Análisis económico de los resultados.....	52
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES	60
5.1 Conclusiones sobre la metodología	60
5.2 Conclusiones sobre los resultados	61
5.3 Recomendaciones para futuros estudios	62
CAPÍTULO 6: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	65
CAPÍTULO 7: ANEXOS.....	69
ANEXO 1: CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA	70
A1.1. Aulas	70
A1.2. Despachos.....	71
A1.3. Zonas de tránsito	73
A1.4. Aseos	76
A1.5. Salas de estudio/Biblioteca.....	78
A1.6. Ascensores/Puertas automáticas.....	81
A1.7. Laboratorios	82
A1.8. Cafetería y reprografía	84
A1.9. Refrigeración.....	85
A1.10. Perfil horario de la carga eléctrica.....	88
A1.11. Carga térmica. Calefacción y ACS.....	90
ANEXO 2: PLANIFICACIÓN DEL NÚMERO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y SU LOCALIZACIÓN	92
ANEXO 3: PRESUPUESTO	96
ANEXO 4: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS.....	97

Ilustración 1: Comparación tecnologías de almacenamiento. Fuente [18]	21
Ilustración 2: Destino de la factura eléctrica. Fuente [23]	28
Ilustración 3: Tipología de micro-redes. Fuente: Elaboración propia basada en [24]	29
Ilustración 4: Paradigma de HOMER. Fuente [41]	34
Ilustración 5: Valores medios mensuales de la Radiación Global Horizontal en Madrid. Fuente: NASA a través de HOMER	43
Ilustración 6: Valores medios de la temperatura en Madrid. Fuente: HOMER	44
Ilustración 7: Flujo de fondos especificado por el tipo de componente para la opción 1 de la simulación 3. Fuente: Elaboración propia a través de HOMER.....	55
Ilustración 8: Factores de potencia y demanda térmica para el cálculo de la demanda por refrigeración. Fuente [51].....	86
Ilustración 9: Vista aérea de la carga en 3D. Fuente: Google Earth	92
Ilustración 10: Vista aérea de la colocación de los módulos en el edificio principal. Fuente: Elaboración propia a través de PV*SOL® Premium	94
Ilustración 11: Vista aérea en 3D de la ampliación 1. Fuente: Google Earth	94
Ilustración 12: Vista aérea de la colocación de los módulos en la ampliación 1: Fuente: Elaboración propia	95

Diagrama 1: Datos históricos del precio del Gas natural y del Gasóleo B. Fuente: Elaboración propia.....	38
Diagrama 2: Curvas de combustible. Fuente: Elaboración propia	40
Diagrama 4: Perfil horario de las Aulas. Fuente: Elaboración propia	71
Diagrama 5: Perfil horario de los Despachos. Fuente: Elaboración propia	73
Diagrama 6: Perfil horario de las Zonas de tránsito. Fuente: Elaboración propia	74
Diagrama 7: Perfil horario de los Aseos. Fuente: Elaboración propia.....	78
Diagrama 8: Perfil horario de las Salas de estudio. Fuente: Elaboración propia	80
Diagrama 9: Perfil horario de los Ascensores y las puertas automáticas	81
Diagrama 10: Perfil horario de los Laboratorios. Fuente: Elaboración propia.....	83
Diagrama 11: Perfil horario de la Cafetería y Reprografía. Fuente: Elaboración Propia	85
Diagrama 12: Perfil horario de la carga eléctrica. Fuente: Elaboración propia	88
Diagrama 13: Perfil horario completo de la carga eléctrica. Días laborables. Fuente: Elaboración propia	88
Diagrama 14: Perfil horario de la carga eléctrica completa. Fines de semana. Fuente: Elaboración propia	89
Diagrama 15: Demanda mensual promedio. Fuente: Elaboración propia	89
Diagrama 16: Perfil horario de la carga térmica. Días laborables. Fuente: Elaboración propia	90
Diagrama 17: Perfil horario de la carga térmica. Fin de semana. Fuente: Elaboración propia.	91

Índice de tablas

Tabla 2.1 Tecnologías constitutivas de las micro-redes.....	18
Tabla 2.2 Comparación de las tecnologías de almacenamiento electro-químico. Fuente [16].....	24
Tabla 3.1 Datos históricos de las medias mensuales del precio del Gasóleo B y del gas Natural	38
Tabla 3.2. Datos históricos de las medias mensuales del precio del Gasóleo B.....	38
Tabla 3.3 Comparación de precios de generadores diésel y de gas natural. Fuente: Anexo 4	39
Tabla 3.4 Descripción de los distintos valores del Performance Ratio en una instalación fotovoltaica. Fuente: [40].....	42
Tabla 4.1: Resultados económicos del escenario 1	48
Tabla 4.2: Resultados económicos del escenario 2. Valor actual neto.....	50
Tabla 4.3: Resultados económicos del escenario 3. Opción 1	51
Tabla 4.4: Resultados económicos del escenario 3. Opción 2	52
Tabla 4.6 Factura anual del escenario base	53
Tabla 4.7 Flujo de fondos de los 5 primeros años del sistema generador de gas-Turbina de gas.....	54
Tabla 4.8 Flujo de fondos de los 5 primeros años del sistema Pila de combustible-Turbina de gas	54
Tabla 4.9: Resultados económicos del análisis de sensibilidad	56
Tabla 7.1.1 Consumo eléctrico de las aulas	70
Tabla 7.1.2 Consumo eléctrico de los despachos	71
Tabla 7.1.3 Porcentaje de utilización en las distintas franjas horarias de los despachos (1 ^a -4 ^a).....	72
Tabla 7.1.4 Porcentaje de utilización en las distintas franjas horarias de los despachos (5 ^a).....	72
Tabla 7.1.3 Consumo eléctrico de las zonas de tránsito.....	73
Tabla 7.1.4a Porcentaje de utilización para las distintas áreas del grupo pasillos. Días laborables.....	75
Tabla 7.1.4b Porcentaje de utilización para las distintas áreas del grupo pasillos. Fin de semana	75
Tabla 7.1.5 Consumo eléctrico de los aseos	76
Tabla 7.1.6b Porcentaje de utilización para las distintas áreas del grupo aseos. Fin de semana	77
Tabla 7.1.6a Porcentaje de utilización para las distintas áreas del grupo aseos. Días laborables	77
Tabla 7.1.7 Consumo eléctrico de las salas de estudio	79
Tabla 7.1.8 Porcentaje de utilización en las distintas franjas horarias de las salas de estudio. Días laborables.....	79
Tabla 7.1.9 Porcentaje de utilización en la biblioteca. Fin de semana	80
Tabla 7.1.10 Consumo eléctrico de los laboratorios.....	82
Tabla 7.1.11 Consumo eléctrico de la cafetería	84
Tabla 7.1.12 Consumo eléctrico de la reprografía	85
Tabla 7.1.13 Porcentaje de utilización de la refrigeración para los meses de verano y de cambio estacional. Días laborables	87

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN



CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

1.1 Contextualización y planteamiento del problema

Una mico-red es una red de distribución aislable y operable en isla caracterizada por ser altamente observable y controlable, teniendo la capacidad de proveer de energía a una pequeña comunidad, cuyo tamaño puede ser variable (generalmente se considera una micro-red si el tamaño es menor de 50 MW). Adicionalmente, las micro-redes no están planificadas ni gestionadas de forma centralizada.

Las micro-redes se enmarcan en el entorno de la generación distribuida, donde las fuentes de energía utilizadas pueden ser tanto de carácter renovable (generadores eólicos, tecnología fotovoltaica y fototérmica, biomasa...) como de carácter no renovable (generadores diésel o de gas natural, pilas de combustible, etc.), todas ellas, trabajando conjuntamente con equipos de almacenamiento, como bancos de condensadores o baterías.

Entre las principales oportunidades que las micro-redes introducen en el mercado energético, es importante destacar que suponen un aumento de la eficiencia energética, reducen las emisiones de CO₂, aumentan la penetración de las renovables y reducen el coste energético.^[1] Por todo ello, la transición de un sistema eléctrico centralizado hacia un sistema eléctrico distribuido reduciría el impacto ambiental que caracteriza a la generación eléctrica por medio de combustibles fósiles. Además, dado que la generación se realiza de forma local, se reducirían las pérdidas de energía en las grandes líneas de distribución. Como complemento a las ventajas medioambientales, las micro-redes también presentan numerosas ventajas técnicas y económicas que serán desarrolladas a lo largo del documento.

Las micro-redes no constituyen un concepto nuevo. Si se aplica literalmente la definición de micro-red, la primera instalación de generación de energía eléctrica de Thomas Edison emplazada en Pearl Street, Manhattan, supone la primera micro-red de la historia.^[8]

No obstante, el verdadero concepto de micro-red se desarrolló en sus orígenes con el fin de aislar y mantener en operación a una red de distribución de baja tensión en caso de una falta aguas arriba del transformador BT/MT. Así mismo, en caso de apagón generalizado, las micro-redes podrían ayudar al proceso de restablecimiento del servicio.

Las micro-redes también aparecen en el escenario de las zonas rurales remotas. En dichos casos, llevar el suministro eléctrico supone un alto coste ya sea por las condiciones geográficas de la zona, porque la instalación de la red de distribución sería compleja o porque el suministro no sería fiable. Ejemplos de esta aplicación de las micro-redes pueden ser encontradas en las granjas sudafricanas donde el suministro se realiza por medio de instalaciones fotovoltaicas, baterías de ácido plomo y generación Diésel.

Para el presente proyecto, el concepto de micro-red resurge a nivel de cliente. Debido a las tendencias en la evolución de los precios de la energía y en la estructura de las tarifas, el cliente se plantea la posibilidad de desconectarse de la red de distribución y autoabastecerse. La estructura de la tarifa fomenta una tendencia en contra de las economías de escala de la generación centralizada y de su distribución vía la red de transporte y distribución. Así mismo, en países donde los factores climatológicos pueden causar interrupciones en el suministro, el cliente también busca con la ayuda de las micro-redes obtener un suministro más fiable que el recibido de la red eléctrica.

Esta posibilidad de autoabastecimiento es contemplada por una gran variedad de particulares de diversos tamaños. Probablemente el planteamiento de funcionamiento en isla a mayor escala que se ha considerado hasta la fecha fue presentado en el Future Grid Forum^[2] de Australia, donde se contemplaron cuatro posibles escenarios para el sistema eléctrico australiano de 2050. En uno de estos escenarios, Australia se plantea abandonar la red a través de una transición extensiva hacia la autonomía del usuario sustentada en la generación distribuida y el almacenamiento. El 64% de la generación se obtendría de fuentes renovables y el 31% de fuentes distribuidas. También se consumiría, aunque de una forma más moderada, la energía generada por los coches eléctricos.

Aunque este ejemplo parece algo distante del ciudadano de a pie no es difícil encontrar otros ejemplos en los que el usuario es una empresa, una pequeña comunidad o un particular. En el siguiente capítulo se presentarán algunos ejemplos de diferentes proyectos de micro-redes llevados a cabo dentro y fuera de España.

Por otro lado, las micro-redes están ganando fuerza en el marco europeo. La propia Unión Europea ha promovido el proceso de liberalización del mercado eléctrico, extendido al ámbito de los edificios empresariales, residenciales y comerciales, junto con un fuerte fomento de un consumo energético eficiente y racional y una generación renovable.^[3] El siguiente párrafo del documento “*Mejores prácticas para el autoconsumo de energías renovables*” refleja esta orientación tomada por la comisaría europea de Unión Energética.^[9]

“La estrategia de la Unión Energética sitúa a los consumidores en el centro de las políticas energéticas, animándoles a asumir como suya la transición energética para que se beneficien de las nuevas tecnologías y así reduzcan sus facturas y participen activamente en el mercado, a la vez que aseguran la protección de los más vulnerables.”

Para concluir este capítulo, es necesario tener en cuenta que las micro-redes presentan aún inconvenientes que han de ser considerados. En primer lugar, los elevados costes de inversión, seguido del carácter intermitente del suministro energético renovable y la relativamente corta vida útil de los equipos de almacenamiento. No obstante, también abren un mundo de posibilidades en los que la producción eléctrica y térmica se une, redefiniendo el panorama de eficiencia energética a través de las tecnologías de CHP (Combined Heat and Power).

Este es el marco en el que se emplaza el presente proyecto. Con el fin de aprovechar las ventajas medioambientales y técnicas ofrecidas por las micro-redes

eléctricas, se plantea la viabilidad económica de su funcionamiento de forma aislada. El objeto de estudio será el complejo de 4 edificios que componen las instalaciones de una facultad de ingeniería en Madrid.

1.2 Objetivos y especificación

El principal objetivo es buscar la viabilidad económica de la instalación y el funcionamiento en isla de una micro-red eléctrica que suministra energía a una carga termoeléctrica usando adicionalmente la tecnología CHP (Combined Heat and Power). Dicha carga es un complejo de cuatro edificios correspondientes a una escuela de ingeniería en Madrid.

Adicionalmente al objetivo principal del proyecto se encuentran los siguientes objetivos específicos:

- I. Completar una revisión tecnológica de la situación actual de las micro-redes y de su implantación en diversos proyectos.
- II. Analizar las tecnologías disponibles de la generación distribuida, comparando sus ventajas técnicas, económicas y medioambientales.
- III. Conocer y profundizar en el funcionamiento de la herramienta informática para el diseño de micro-redes HOMER.
- IV. Llevar a cabo un estudio de sensibilidad con el fin de conocer la robustez económica del sistema.

CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE



CAPÍTULO 2: ESTADO DEL ARTE

El presente capítulo se estructura en dos partes fundamentales. En primer lugar, se desarrollarán los tres factores principales en los que se fundamenta la posibilidad de desconectarse de la red y autoabastecerse. Estos factores son:

1. El desarrollo de las tecnologías que constituyen las micro-redes
2. Los factores medioambientales y sociales
3. La regulación del sector de la energía eléctrica y el esquema de la tarifa. Motivos económicos de la desconexión.

Por último, se hará una revisión de los distintos proyectos de micro-redes con y sin conexión a la red eléctrica, que se han realizado tanto en España como en un contexto internacional.

2.1 El desarrollo tecnológico de las micro-redes

2.1.1 Tecnologías constitutivas de las micro-redes

La tipología de las micro-redes es muy variada. Pueden suministrar tanto en corriente alterna, como en continua o en ambas al mismo tiempo, así mismo pueden distribuir a instalaciones monofásicas y trifásicas. La tensión del suministro puede ser tanto baja como media y pueden presentar una estructura radial o en anillo. Finalmente pueden estar conectadas a la red de distribución u operar de forma aislada.

A pesar de la variedad en la tipología y de la continua evolución de las micro-redes a lo largo de los últimos años, el concepto básico de micro-red se refiere a un sistema eléctrico constituido por generadores distribuidos e interconectados, cargas y elementos de almacenamiento de energía que cooperan entre sí comportándose colectivamente como un único sistema consumidor-productor. ^[5] Estos elementos básicos constitutivos de las micro-redes pueden ser de lo más variado en formas y tamaños. A continuación, se presentan las características básicas de cada uno de los grupos: ^[6 y 7]:

- **Cargas:** Las cargas que deben satisfacer las micro-redes son generalmente cargas eléctricas, aunque también es común utilizar el potencial de las nuevas tecnologías renovables para abastecer a cargas térmicas a partir de los mismos recursos usados para la generación de electricidad. Dichas cargas pueden o no ser controlables.
- **Elementos de la generación distribuida:** tanto renovables como no. La generación distribuida en España se entiende como aquella en la que pequeños grupos generadores con un tamaño menor a 50 MW, se encuentran cercanos a los puntos de consumo y suministran energía a la red y a la misma instalación donde están localizados. ^[5]

- **Elementos de almacenamiento de energía eléctrica:** Indispensable por el carácter intermitente de algunas tecnologías de la generación distribuida. Para elegir las baterías se deberán tener en cuenta los ciclos de carga y descarga. Estos ciclos aumentarán en número conforme mayor sea el número de medios de generación intermitente utilizados por la micro-red.
- **Combined Heat and Power (CHP).** Como se ha mencionado anteriormente, las micro-redes también presentan la oportunidad de producir de forma combinada electricidad y calor. Por medio de diversos mecanismos como, por ejemplo, el uso de instalaciones termo-solares para el calentamiento de agua o aprovechar el calor residual producido por el generador diésel, pilas de combustible, o micro-turbinas se podría reducir la necesidad del calentamiento de agua por gas o electricidad.
- **Tecnologías de control:** Las micro-redes más sofisticadas además poseen fuentes de energía distribuidas que pueden aislarse de la red en cualquier momento por medio de interruptores automatizados. También poseen un hardware de compensación de potencia reactiva y de voltaje, constituido por electrónica de potencia, así como un software para la predicción de utilización de activos. Dado que la producción de estos elementos es aún bastante limitada, el coste es muy elevado. Para tener una referencia del orden de magnitud de los precios que barajan estas tecnologías, tan solo uno de los interruptores que puede desconectar la micro-red de la red general de distribución en milisegundos, es del orden de un millón de dólares ^[7].

El control primario más utilizado se basa en el algoritmo “droop control” que por medio de electrónica de potencia simula el estatismo de una máquina síncrona. De acuerdo con el aumento o la disminución de la carga, el sistema reduce o incrementa la frecuencia generada. Por regla general, los generadores tienen implementada una curva de “droop control” con la relación entre la variación de la frecuencia y de la carga. ^[10]

A continuación, la tabla 2.1 muestra ejemplos de las tecnologías anteriormente mencionadas, agrupadas por categorías ^[6 y 7].

<i>Categoría</i>	<i>Ejemplos</i>
Tecnologías de generación distribuida de carácter no renovable	Pilas de combustible, micro turbinas con intercambiadores de calor, grupos electrógenos de diésel, compra de energía de la red de suministro público
Tecnologías de generación distribuida de carácter renovable	<u>Maduras</u> : Eólica, fotovoltaica, solar-térmica, motor alternativo
	<u>Semi-maduras</u> : Biomasa/biogás, microturbinas
	<u>Emergentes</u> : Geotérmica, marina

Tecnologías del lado de demanda	Enfriadores de absorción, enfriadores y calentadores y calderas de gas natural, refrigeradores
Tecnologías de almacenamiento	<u>Maduras</u> : Baterías sólidas y de flujo
	<u>Semi-maduras</u> : Volantes de inercia
	<u>Emergentes</u> : Supercondensadores, hidrógeno, almacenamiento térmico (precalentar o pre-enfriar edificios)
Tecnologías de control	Gestión de la carga discreta, interruptores de aislamiento, bancos de condensadores, tecnología para el control de tensión y de reactiva, medidores inteligentes

Tabla 2.1 Tecnologías constitutivas de las micro-redes

Los siguientes apartados profundizarán en las distintas posibilidades de generación distribuida y almacenamiento que existen hasta la fecha, con especial mención de aquellos que se han debido tener en cuenta para usar la herramienta de modelaje de micro-redes HOMER.

2.1.2 Revisión de las tecnologías de generación distribuida

Tal y como se ha introducido en la sección anterior, las tecnologías de generación distribuida pueden ser tanto de carácter renovable como fósiles. La innovación en las tecnologías de generación distribuida se está adaptando principalmente a tres características fundamentales de los futuros sistemas de generación de energía: flexibilidad, resistencia y conectividad.^[12]

En este apartado se va a describir el funcionamiento básico de las tecnologías de generación distribuida existentes al nivel al que se quieren implantar en este proyecto y acorde con la disponibilidad de recursos existentes en un centro urbano.

Las **pilas de combustible** son una tecnología usada principalmente para generación de energía, aunque también ofrecen la posibilidad del almacenamiento. Presentan cierta similitud con las baterías de flujo, pero a diferencia de estas, las pilas de combustible necesitan un flujo constante de combustible entrante que será transformado en electricidad. Los combustibles usados (hidrógeno, metanol, gas natural, amoníaco, etanol, etc.) son transformados en la pila con el fin de conseguir un gas rico en hidrógeno a partir del cual obtener electricidad.^[16] En la tabla 2.2 solo se muestran las características de las pilas de combustible de óxido sólido puesto que son las más usadas para la generación eléctrica auxiliar y se encuentran en fase de comercialización^[13] Las pilas de combustible de membrana polimérica también se encuentran en esta etapa, no obstante, su uso se ha enfocado en la dirección del vehículo eléctrico por lo que no se han incluido en la comparación.

El principal inconveniente de las pilas de combustible es una corta esperanza de vida relativa a los altos costes de inversión, aunque en contraposición es una alternativa más limpia a los motores tradicionales, más silenciosa y que no está sujeta a la limitación del rendimiento de Carnot.^[16] Además, la cogeneración es especialmente compatible con esta tecnología con una tasa de recuperación del 60%.

Los **grupos electrógenos** son máquinas formadas por un motor de combustión interna acoplado a un alternador eléctrico y cuyo fin es producir energía eléctrica. ^[14] Tradicionalmente, han sido la opción más utilizada tanto de refuerzo como de generación principal en las micro-redes. Los grupos electrógenos suelen estar disponibles en instalaciones en las que un corte en el suministro eléctrico puede ser además de molesto, peligroso, como por ejemplo en un hospital, una cárcel o centros con una gran afluencia de personas.

En las micro-redes su uso es prácticamente obligatorio si no se dispone de otro medio de generación no renovable, especialmente en las aisladas, ya que en situaciones de falta de recursos pueden abastecer una gran parte de la carga durante varias horas. En las zonas rurales aisladas constituyen el pilar básico de la generación.

La utilización de grupos electrógenos conlleva bastantes ventajas debido a la madurez técnica del elemento, lo que facilita unos costes de inversión bajos con una instalación sencilla, un mantenimiento conocido y una gran escalabilidad que puede abastecer un rango de potencias amplio. Así mismo, existen una gran variedad de opciones ya que los motores pueden suministrar monofásica o trifásica, pueden estar insonorizados, pueden ser manuales o automáticos, etc. El principal inconveniente de los grupos electrógenos radica en los costes de mantenimiento y operación que elevan los costes globales al existir la necesidad constante de combustible.

El combustible más usado en los grupos electrógenos ha sido el diésel. No obstante, nuevas tendencias están promoviendo la utilización de grupos electrógenos de gas natural. Los motivos principales se asocian a problemas técnicos como el almacenamiento del diésel y también problemas medioambientales como la emisión de CO₂ a la atmósfera. Por ello, en zonas conectadas a la red de gas, se están utilizando generadores de este tipo. De entre las características principales de los generadores de gas cabe destacar que los costes de inversión son considerablemente más altos (el doble) que los generadores diésel, pero tienen una vida útil mucho más larga, y menores costes de mantenimiento.

Las **microturbinas de gas** son turbinas de combustión simplificadas adaptadas a generación a pequeña escala (el tamaño oscila entre 25kW y 500kW). ^[15] Actualmente se encuentran en fase de comercialización, pero no dejan de ser una tecnología muy reciente. Se caracterizan por tener un rendimiento eléctrico alto (30%-40%) ya que la energía residual es recuperada para precalentar el aire entrante en la turbina. Adicional al buen rendimiento eléctrico, las microturbinas son especialmente interesantes de cara a la cogeneración (CHP), puesto que presentan un rendimiento térmico del 50%. Haciendo que el rendimiento total de la máquina sea del 90%. Las principales características que caracterizan a las turbinas son el tamaño compacto, los bajos costes de operación y mantenimiento, el control automático y los relativamente bajos costes de capital (que siguen siendo mayores que los de los grupos electrógenos). Otra característica relevante que debe tener una tecnología de generación que se desea implantar en núcleos urbanos integrada en el edificio es el nivel de ruido que emite. El nivel de ruido emitido por las microturbinas es de 65dB, lo que resulta un nivel satisfactorio puesto que el ruido producido por una calle con tráfico es de 75 dB. ^[15]

Dentro del grupo de generación distribuida renovable, solo se pueden considerar dos opciones viables acordes con el espacio disponible: la generación fotovoltaica y el uso de biocombustibles.

La **tecnología solar fotovoltaica** consiste en la transformación de la radiación solar en energía eléctrica. Los módulos solares o paneles están formados por la unión de unidades más pequeñas llamadas celdas. Cada una de estas celdas está formada por un material semiconductor, generalmente silicio (monocristalino o policristalino) y reaccionan al ser iluminadas por la luz solar, sin ser necesario que la radiación incidente sea directa. Cabe destacar que el planteamiento del autoconsumo ha venido de la mano de una espectacular bajada de los costes de instalación de los módulos fotovoltaicos. En 1956 el precio de compra e instalación de 1W era de \$300. En 1980 estos costes experimentaron una reducción considerable (\$27/W). Finalmente, en los últimos 10 años, el coste ha caído desde \$5/W hasta el valor actual que se encuentra en torno al \$1/W. ^[42] Se prevé que conforme la tecnología siga adquiriendo madurez los costes de inversión continúen bajando a la vez que mejoran las prestaciones presentadas por esta tecnología.

Al hablar de tecnología fotovoltaica es común que surja la pregunta por la utilización de la tecnología solar térmica. Los colectores solares también tienen bastante implantación, pero no se va a entrar en detalle en este proyecto por tratarse de una micro-red eléctrica en la que se pretende satisfacer la demanda térmica de la carga a través del calor residual de la generación de electricidad y no por métodos independientes.

Por último, los **biocombustibles** constituyen la última opción de implantación de renovables en una micro-red de este tipo.

La biomasa es cualquier tipo de materia orgánica de origen biológico producida en un pasado inmediato y puede ser tratada por medio de distintos procesos para obtener biocombustibles sólidos, líquidos y gaseosos. Se trata de un recurso que depende de la localización, la densidad de población, el suelo, etc. y por tanto su utilización depende de la cercanía a la micro-red. ^[14] El biogás se genera mediante la descomposición microbológica de materia orgánica biodegradable en condiciones anaerobias y está compuesto fundamentalmente por metano y CO₂. La proporción de metano que contiene es menor que la del gas natural, por lo tanto, el valor energético del biogás es de 20-25MJ/m³ en comparación con los 33-38 MJ/m³ del gas natural. El biogás depurado hasta biometano tiene características similares al gas natural y presenta la posibilidad de inyectarse en la canalización de gas natural mezclado parcialmente con este último. ^[21]

Los biocombustibles son alternativas interesantes que en un futuro próximo constituirán opciones ecológicas y económicamente competitivas. Sin embargo, para el presente proyecto presentan el inconveniente de que el suministro no es continuo, como ocurre con el gas natural, luego deben ser almacenados con los correspondientes costes adicionales. Así mismo, su producción aún no ha adquirido madurez e implantación plena. Por ello, la única tecnología renovable que puede ser utilizada para abastecer la carga objeto de estudio es la fotovoltaica.

2.1.3 Revisión de las tecnologías de almacenamiento

Las tecnologías de almacenamiento constituyen una parte fundamental de las micro-redes. El principal beneficio que se obtiene de ellas es el ahorro económico debido a la posibilidad de almacenar, para un uso posterior, la energía producida por los sistemas de generación distribuida, evitando que el excedente de energía producido durante las horas pico de generación se desperdicie si no es consumido instantáneamente por la carga. Ello permite ahorrar la energía que debería ser suministrada por otros medios de generación cuando las tecnologías de generación renovable permanecen inactivas debido a su carácter intermitente. Así mismo, en el caso de un usuario el cual utilizase un sistema de abastecimiento eléctrico ininterrumpido, las tecnologías de almacenamiento ayudarían a mantener la continuidad del suministro en caso de una falta.

Además de estos beneficios “directos”, existen otros beneficios relacionados con el uso de las tecnologías de almacenamiento, que son ligeramente más difusos y presentan un cálculo más complejo. Por ejemplo, el uso de componentes de almacenamiento eléctrico podría ayudar a reducir las emisiones de CO₂ liberadas durante la generación eléctrica, suponiendo pues un ahorro en lo que al pago por las emisiones se refiere. ^[19]

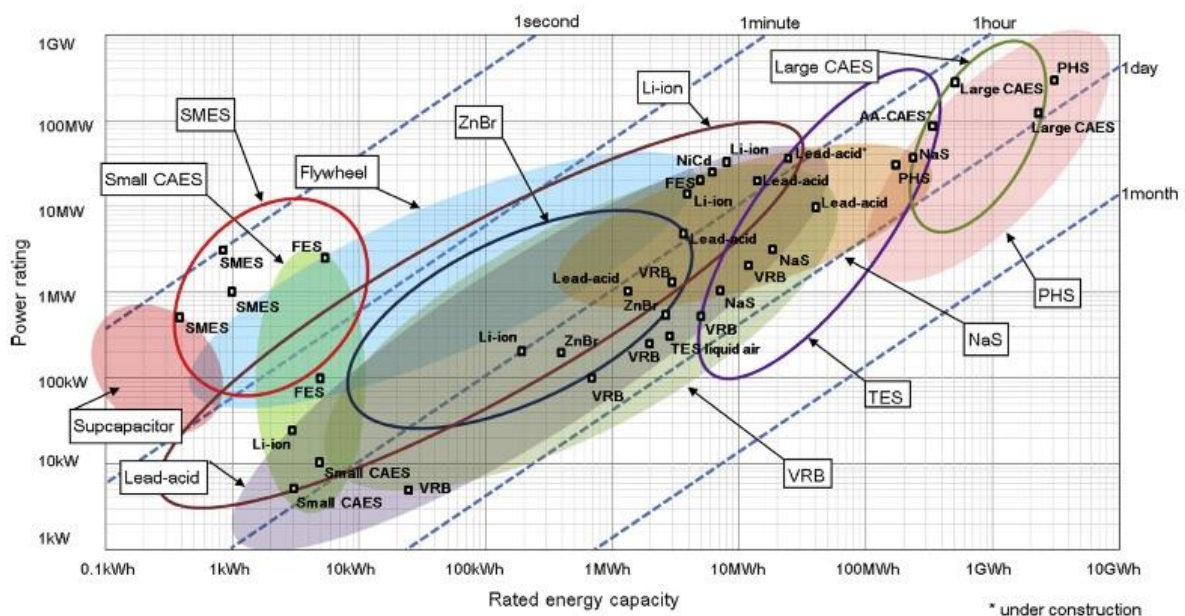


Ilustración 1: Comparación tecnologías de almacenamiento. Fuente [18]

En los últimos años, las tecnologías de almacenamiento se han desarrollado con rapidez, impulsadas principalmente por el creciente interés de la sociedad por buscar medios de generación eléctrica alternativos y eficientes.

En los siguientes párrafos se describen brevemente elementos de las principales cuatro categorías de tecnologías de almacenamiento que están actualmente disponibles: mecánico, térmico, electromagnético y electroquímico. Para el presente proyecto son de especial interés las tecnologías de almacenamiento electroquímico por lo que serán comparadas entre sí de acuerdo con los siguientes parámetros: densidad de energía,

rendimiento, el ciclo y la esperanza de vida, costes de capital, madurez técnica, aplicación e impacto ambiental.^[16] El resto de tecnologías no tienen gran relevancia para el presente proyecto por la imposibilidad técnica de su implantación, pero se han presentado igualmente con el fin de enmarcar mejor el contexto en el que se encuentra el almacenamiento energético. La ilustración 1, muestra una comparación gráfica de las tecnologías que serán desarrolladas de acuerdo con el tiempo de descarga, capacidad de energía nominal y potencia nominal.

Dentro del grupo del **almacenamiento mecánico** se encuentran, en primer lugar, los **volantes de inercia**. Estos son elementos pasivos que permiten almacenar la energía cinética rotacional cedida por un par motor en un cilindro de gran masa que se haya en el interior de un campo magnético. Los volantes de inercia están conectados a un generador el cual transforma la energía cinética de la rotación en energía eléctrica. Esta tecnología de almacenamiento presenta numerosas ventajas en lo que se refiere a mantenimiento, pues este es casi nulo. Sin embargo, aunque su uso está totalmente implantado en la industria aeroespacial aún no presenta la posibilidad de un uso continuado y para pequeñas potencias.^[20]

Los **sistemas de bombeo hidráulico** (PHS o Pumped Hydro Storage) y el CAES (Compressed Air Energy Storage) son otra opción de almacenamiento mecánico utilizado en instalaciones a gran escala. Los sistemas de bombeo hidráulico almacenan la energía eléctrica, al almacenar la energía potencial de grandes masas de agua bombeando el agua a depósitos cuando el coste de la electricidad es menor, y liberando el agua para la producción de energía cuando el coste de la electricidad es mayor. El CAES consiste en utilizar el **aire comprimido** para almacenar la energía siguiendo una línea de pensamiento parecida a la de PHS. El aire es comprimido y guardado bajo presión en cavidades subterráneas. Cuando es necesario producir electricidad, se calienta el aire presurizado en una turbina de expansión acoplada a un generador el cual produce la electricidad.^[18] De esta forma, se evita que la propia turbina sea la que deba comprimir el gas natural antes de quemarlo, evitando así el correspondiente gasto de combustible que eso conlleva. El inconveniente más significativo del almacenamiento hidráulico y de aire comprimido reside en que se debe tener el espacio adecuado para el emplazamiento de la instalación. No obstante, ambas tecnologías constituyen las principales opciones efectivas para el almacenamiento a gran escala.^[16]

Respecto a las **tecnologías de almacenamiento electromagnético**, estas se centran en el desarrollo de los supercondensadores (DLC) y superconductores (SMES). Los supercondensadores están a medio camino entre los condensadores tradicionales y las baterías. Hoy en día poseen aún un amplio margen de desarrollo con el fin de incrementar la densidad de energía para poder desarrollar modelos más compactos. Se caracterizan fundamentalmente por la rapidez de carga y descarga, la larga vida útil (alrededor de diez años) y la falta de mantenimiento necesario. Su utilización se centra principalmente en aquellas aplicaciones donde son necesarios numerosos y rápidos ciclos de carga y descarga. Para largos períodos de almacenamiento eléctrico aún presentan inconvenientes como por ejemplo la alta tasa de auto descarga y los costes de inversión.^[17]

Los superconductores almacenan la energía en el campo magnético creado por el flujo de corriente continua a través de un conductor. Al igual que los supercondensadores su aplicación principal hasta la fecha se ha centrado en almacenamiento de energía a corto plazo y ayuda a la estabilidad del sistema. Ambos sistemas son ecológicos y fácilmente neutralizables. ^[16]

Las **tecnologías de almacenamiento térmico** permiten almacenar temporalmente la energía en forma de calor o frío para su uso posterior en aplicaciones de calefacción o refrigeración, producción de agua caliente o de generación eléctrica. Dentro del almacenamiento térmico existen distintas tecnologías: almacenamiento del calor sensible, almacenamiento del calor latente y almacenamiento termoquímico. Los medios de almacenamiento son distintos materiales, líquidos o sólidos, donde la energía es almacenada por medio de cambios de temperatura en el medio de almacenamiento. La capacidad de almacenamiento dependerá del calor específico y de la masa del medio de almacenamiento ^[17] Un ejemplo de sistemas de almacenamiento térmico es el uso de la sal fundida para almacenar el exceso de energía producida en las instalaciones solares térmicas durante el día. Este calor puede usarse por la noche para producir vapor que permita generar electricidad a través de turbinas. El almacenamiento del calor sensible resulta ser la forma más barata de almacenamiento térmico, con la desventaja de ser apropiado únicamente a corto plazo. Para usos a largo plazo es más aconsejable el almacenamiento de calor latente. Las aplicaciones principales son para plantas energéticas e instalaciones solares térmicas industriales. ^[16]

El último grupo es el del **almacenamiento electroquímico**, grupo en el que se encuentran las comúnmente denominadas baterías y cuya tecnología ha sido evaluada con un especial interés para el presente proyecto. En este apartado se va a diferenciar entre las baterías de estado sólido o baterías típicas, las baterías de flujo y las pilas de combustible (desarrolladas en la sección anterior).

A día de hoy las baterías típicas aún constituyen la forma más común de almacenamiento a pequeña escala. Grosso modo, las **baterías de estado sólido** están constituidas por celdas electro-químicas conectadas en serie o en paralelo que producen electricidad a partir de reacciones químicas. Existen tres partes diferenciadas: los electrodos, positivo (cátodo) y negativo (ánodo), el electrolito y el separador. En el circuito eléctrico exterior a la batería, los electrones circulan del ánodo al cátodo durante el proceso de descarga, y en sentido inverso durante el proceso de carga. Algunos ejemplos de baterías químicas son las de ácido-plomo (Pb-acid) y las de Litio (Li-Ion). Este tipo de baterías son altamente sensibles a las condiciones ambientales y a los ciclos de carga y descarga, siendo su mayor inconveniente la imposibilidad de medir el estado de carga. ^[16]

Hasta la fecha, las baterías que más se han utilizado en el ámbito de la generación distribuida han sido las baterías de ácido-plomo debido a su alta madurez tecnológica, sencillo mantenimiento y precio económico. No obstante, presentan los inconvenientes de tener una actuación y esperanza de vida limitadas, al igual que un fuerte impacto ambiental.

Las **baterías de flujo** son un tipo de batería recargable en las que la energía se almacena directamente en la solución electrolítica donde dos compuestos químicos son los responsables de esta capacidad de recarga. Algunos tipos de baterías de flujo son las Vanadium Redox (VRB) y las Zinc-Bromine (ZnBr). Las baterías de flujo son baterías que han sido introducidas en el mercado recientemente. En 2010 aún se encontraban en fase de demostración, pero en los últimos años su implantación ha crecido considerablemente y los precios se han vuelto más competitivos especialmente en el caso de las baterías de vanadio. Además, las baterías de vanadio (VRB) presentan la ventaja de una larga esperanza de vida ya que utilizan pares redox de vanadio disueltos en mezclas diluidas de ácido sulfúrico. Los materiales utilizados son de baja toxicidad, lo que equivale a un bajo impacto ambiental. Las baterías Zinc-Bromine tienen como principal ventaja una alta energía específica, además tienen altas eficiencias. No obstante, la deposición del zinc reduce la vida útil y la eficiencia, por lo que, aunque se comercializan, aún se siguen estudiando posibles mejoras. ^[16] Por último, las baterías de flujo son baterías modulares, lo que permite que sean acopladas entre sí, siendo posible que se ajusten a las necesidades energéticas de una gran cantidad de instalaciones.

<i>Categorías</i>	<i>Tecnologías de almacenamiento</i>				
	<i>Pb-acid</i>	<i>Li-ion</i>	<i>VRB</i>	<i>ZnBr</i>	<i>Pilas de combustible (Óxido Sólido)</i>
<i>Densidad de energía (kWh/m³)</i>	25-90	94-500	10-33	5,17-70	172-462
<i>Eficiencia (%)</i>	63-90	70-100	66-88	60-85	50-65
<i>Esperanza de vida (años)</i>	3-20	2-20	2-20	5-20	0,28-10
<i>Madurez</i>	Muy alta	Alta	Comercialización reciente	Comercialización reciente	Comercialización reciente
<i>Aplicación</i>	Pequeña-Mediana escala	Pequeña-Mediana escala	Mediana-Gran escala	Gran escala	Mediana escala
<i>Impacto ambiental</i>	Alto	Alto	Bajo	Bajo-Medio	Bajo-Medio
<i>Coste de capital (€/kWh)</i>	50-1100	200-4000	100-2000	110-2000	481-8000

Tabla 2.2 Comparación de las tecnologías de almacenamiento electro-químico. Fuente [16]

Para finalizar este apartado, cabe destacar que el campo del almacenamiento energético tiene aún un gran margen de mejora. Cada una de las áreas mencionadas

suponen líneas de investigación abiertas que en los próximos años darán lugar a tecnologías cada vez menos costosas, más limpias, compactas y con una vida útil más larga. Así mismo, las investigaciones están orientándose principalmente hacia la interacción de la generación renovable y las baterías, adaptándolas al carácter intermitente de tecnologías como la solar o la eólica, de forma que los ciclos completos de carga dejen de ser un obstáculo que reduzca la vida útil del componente.

2.2 Factores medioambientales y sociales

2.2.1 Impacto de las micro-redes en distintos ámbitos sociales

Una de las principales preocupaciones que tiene la sociedad en la actualidad es el cambio climático y el calentamiento progresivo de nuestro planeta. Entre los principales causantes del calentamiento global se encuentra la emisión de CO₂ y otros gases invernadero a la atmósfera.

De acuerdo con lo acordado en octubre de 2014, la Unión Europea planea reducir la emisión de gases invernadero hasta en un 40% e incrementar el uso de las energías renovables en la producción de electricidad hasta un 27%. Para ello una de las soluciones consistiría en una “Megarred” europea operada principalmente a través de tecnologías renovables: solar, eólica y mareomotriz. Debido a las características principales de las micro-redes, estas son consideradas en el proyecto como un refuerzo esencial para la sostenibilidad de la Megarred ya que permitirían mitigar las perturbaciones en la red y una rápida recuperación del sistema, fortaleciendo, por tanto, la resistencia de la red. ^[4]

Tal y como se ha mencionado en el primer capítulo, la Unión Europea está animando a que los consumidores se conviertan en productores de energía eléctrica. Este hecho viene encaminado por la bajada en el coste de inversión de las tecnologías renovables. De este modo, puede verse a lo largo de los últimos años una tendencia ascendente en la penetración de las energías renovables en Europa.

También es destacable el hecho de que la utilización de las tecnologías de generación renovables tendría dos ventajas fundamentales. En primer lugar, al ser fuentes de energía locales, reducirían la dependencia energética del país ante otras naciones y regiones, y reducirían las pérdidas de energía que se producen durante su transporte. En segundo lugar, se reducirían las emisiones de CO₂ y de otros gases invernadero a la atmósfera.

Desde el punto de vista social son varios los motivos, adicionales al medioambiental, por los que la micro-redes están ganando popularidad ante el público.

Tal y como se mencionó en la introducción, las micro-redes añadirían fiabilidad al suministro, sobre todo en países en los que la red es susceptible a sufrir fallos, como por ejemplo Estados Unidos, donde el carácter aéreo de la red de distribución hace que sea más susceptible a dañarse durante los fuertes temporales que afectan al país ^[7].

Así mismo, el hecho de que permitan la electrificación de comunidades en vías de desarrollo implica una alta componente humanitaria. Por otro lado, no debe olvidarse que en países desarrollados también existen zonas rurales aisladas en las que la implantación de las micro-redes ayudaría a evitar el despoblamiento rural que es uno de los grandes problemas que están afectando al sector agrario.

El presente proyecto pretende diseñar una micro-red para el edificio de una escuela de ingeniería en el centro de Madrid, no obstante, no solo pretende demostrar la viabilidad del autoconsumo en isla en esta carga, sino en cargas similares como pueden ser un hotel, un centro comercial, etc. En ciertos casos, como por ejemplo un hospital o una base militar, la solución de una micro-red sería especialmente interesante de cara a la continuidad del suministro, pues si bien un apagón podría ser molesto y generar pérdidas en un hotel, o en la universidad, en un hospital o en una base militar las consecuencias podrían ser más graves, suponiendo un peligro para la seguridad ciudadana.

Por último, destacar que el abaratamiento de la electricidad para la universidad se reflejaría en el precio que los estudiantes deben pagar al matricularse, luego una reducción equivaldría a aumentar la posibilidad del acceso a la educación superior a gente con menos recursos. Esta iniciativa ha sido tomada por algunas universidades americanas ^[8 y 26]. En España, las universidades que han tomado esta vertiente han decidido reducir gastos mediante la utilización del telecontrol.

2.2.2 Las micro-redes en el contexto de las redes inteligentes

La red inteligente o “Smart Grid” es de las últimas tendencias hacia las que tiende el sector eléctrico y cuya implantación se está estudiando a nivel global. El concepto de red inteligente surge a raíz del aumento de la demanda en el sector eléctrico y la sobreexplotación de la red de energía.

Una solución a este problema yace en la generación distribuida. Los generadores distribuidos conectados a la red de baja o media tensión permitirían ayudar a satisfacer la demanda. De esta forma, la generación distribuida podría ser un apoyo beneficioso a la red siempre y cuando se gestione eficientemente. Por ejemplo, si la red sufre una falta debida a sobrecargas, precisamente la conexión y funcionamiento de los generadores distribuidos no sería la solución más acertada a pesar de que estos podría ayudar a la restitución del sistema. Consecuentemente, esta opción dificultaría la gestión óptima de la red eléctrica y solo sería viable si la red eléctrica general fuera transformada en una red eléctrica inteligente.

El concepto de micro-red es una de las herramientas que permitirían el desarrollo de las redes inteligentes. Al tratarse de sistemas donde la generación y el consumo son conocidos y fácilmente predecibles, los beneficios incluirían un consumo fiable y la optimización de la generación interna, de forma que el sistema fuera capaz de funcionar prácticamente en isla, pasando el suministro eléctrico general a un suministro de reserva.

Así mismo, los generadores dejarían de ser pasivos, estando la generación y el consumo al mismo nivel y el flujo energético se convertiría en multidireccional.

Para un correcto funcionamiento del sistema, la red eléctrica debería tener conocimiento del estado actual y de la previsión de operación de los elementos de la micro-red, así como de la interacción de la micro-red con la oferta y la demanda de la red eléctrica ^[5] Por ello, la implantación de la Smart Grid implicaría que el flujo de información fuese multidireccional. Esta última afirmación lleva a la definición de red inteligente como aquella que puede integrar de manera eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados, con el fin de garantizar sistemas eléctricos eficientes, económicos y sostenibles. ^[11] Por ello, la implantación de las micro-redes exigiría un cambio social al hacer al consumidor un agente activo en la producción de energía.

2.3 Regulación del sector de la energía eléctrica. Motivos económicos que favorecen la desconexión

2.3.1 Regulación del Sector Eléctrico y esquema actual de la tarifa

El principal motivo que hace al usuario plantearse la desconexión de la red reside en un sistema eléctrico deficientemente diseñado desde el punto de vista técnico y regulatorio.

Según el informe eléctrico de 2014 de la Asociación Española de Industria Eléctrica (Unesa) ^[22] fue el año 2012 el último de una larga serie de déficit. En ese año la deuda viva acumulada por el déficit de tarifas ascendía a 26.671 millones de euros. ^[23]

En 2014 fue el primer año en el que se aplicó la ley 24/2013 de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (en adelante Ley del Sector Eléctrico) que perseguía el mínimo coste posible que permitiera la sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico. Las previsiones para obtener un saldo positivo o, al menos, un año en equilibrio se basaban en las expectativas de ingresos y reducción de costes. Para incorporar la anualidad del déficit de 2013, se incrementaron los peajes de acceso de la energía en un 1,8% según la Orden IET/107/2014, de 31 de enero, por la que se revisan los peajes de acceso de energía de 2014, los cuales se mantuvieron durante todo el año, pero que no ayudaron a conseguir los ingresos esperados. En resumen, las medidas adoptadas se limitaban a una serie de normas cuyo fin era dar cobertura legal a reducciones de retribución a determinadas actividades y a la implantación de nuevos impuestos. ^[23]

Por tanto, la intención de la reforma consistía en cuadrar el déficit por medio de reducciones en los costes regulados, nuevos impuestos e intervención del mercado, habiendo sido preferido por un gran número de agentes del sector eléctrico, una solución que se centrara en el ajuste de costes e ingresos, de forma que no se incluyesen costes ajenos al suministro en la factura eléctrica. ^[23]

A raíz de las medidas adoptadas, los esfuerzos para que el sistema saliese del déficit recayeron principalmente en los clientes, los agentes y otros organismos (FADE, CNE e IDEA) ^[24].

Por tanto, la factura que llega al cliente incluye impuestos, peajes, incentivos a las energías renovables, cogeneración y residuos, otros costes regulados, el coste de producción y margen de comercialización, estando, por tanto, el 62% de la factura destinado a impuestos y otros recargos establecidos por la normativa vigente.

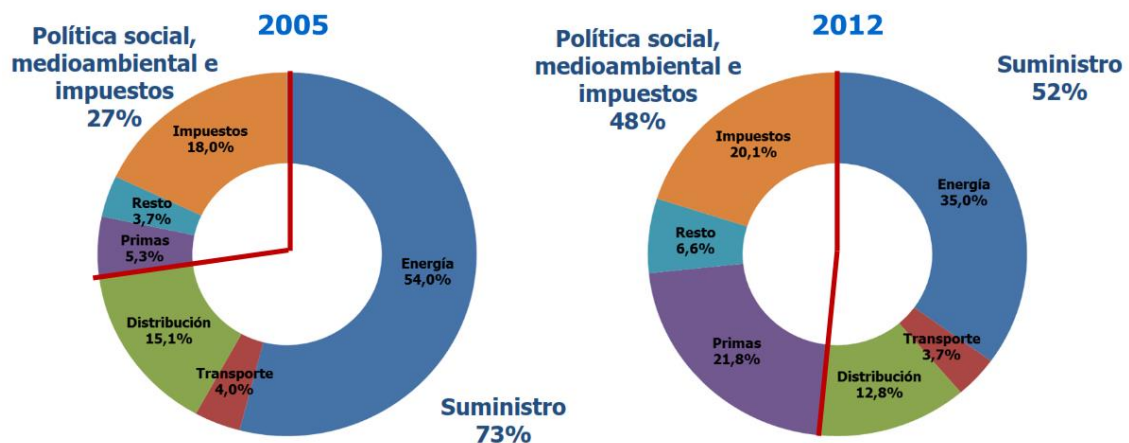


Ilustración 2: Destino de la factura eléctrica. Fuente [23]

Consecuentemente, es justificable el planteamiento del autoconsumo, puesto que de esta forma el usuario se centraría puramente en los costes de la energía. No obstante, el sector del autoconsumo en España tiene una compleja regulación que será revisada a continuación.

La Ley del Sector Eléctrico en su artículo 9 define el autoconsumo como: “El consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociada a un consumidor,” diferenciando modalidades de autoconsumo, que serán reguladas por medio del Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

2.3.2 Tipología y marco regulatorio de las micro-redes

En el marco regulatorio español están legalizadas los tres tipos de configuraciones fotovoltaicas existentes. La regulación de estas configuraciones puede extenderse a instalaciones con generación híbrida fotovoltaica y diésel puesto que generalmente las instalaciones fotovoltaicas, especialmente las aisladas, suelen necesitar un generador de refuerzo para abastecer a la demanda cuando por motivos climatológicos, de

mantenimiento o de diseño de la instalación, los módulos solares y las baterías no pueden satisfacerla.

La primera configuración que se presenta en la ilustración 3, es la configuración que se considera para el presente proyecto. Se trata de una instalación fotovoltaica para el autoconsumo sin conexión a red y sin posibilidad de tenerla. La instalación debe ser capaz de suplir la demanda eléctrica y ser suficientemente robusta como para afrontar las averías y períodos de mantenimiento de manera autónoma.

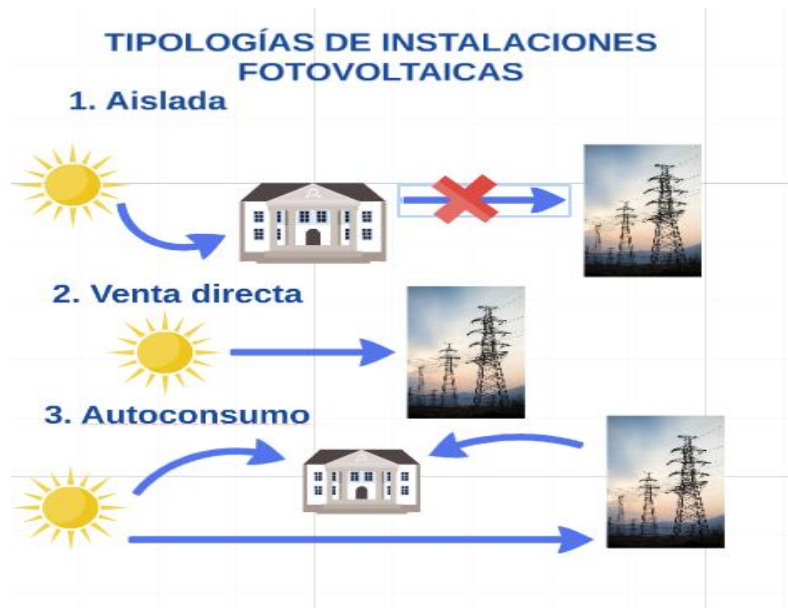


Ilustración 3: Tipología de micro-redes. Fuente: Elaboración propia basada en [24]

La segunda configuración supone la venta directa de la energía eléctrica

generada por la instalación fotovoltaica de un particular a la red eléctrica. En esta configuración, aunque es interesante desde el punto de vista de la implantación de las tecnologías renovables en nuestro país, no hace referencia a autoconsumo y, por tanto, no será analizada.

La tercera y última de las configuraciones que se muestra en la ilustración, hace referencia a lo que comúnmente se conoce como autoconsumo. En estas instalaciones, el particular posee de medios de generación distribuida, normalmente paneles fotovoltaicos que usa para suplir una parte de su demanda eléctrica. Aquella porción que no haya sido cubierta se satisface por medio de la conexión a la red eléctrica general.

El Real Decreto 900/20115 regula dos tipos de instalaciones de autoconsumo en su artículo 4. Las instalaciones de tipo 1 “corresponde a la modalidad de suministro con autoconsumo definida en el artículo 9.1.a) de la citada Ley 24/2013, de 26 de diciembre cuando se trate de un consumidor en un único punto de suministro o instalación que disponga en su red interior de una o varias instalaciones de generación de energía eléctrica destinadas al consumo propio y que no estuviera dadas de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso, existirá un único sujeto de los previstos en el artículo 6 de la ley 24/2013 de 26 de diciembre del sector eléctrico que será el sujeto consumidor.” Las instalaciones de tipo 2: “corresponde a las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 9.1 b) y 9.1 c) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Cuando se trate de un consumidor de energía eléctrica en un punto de suministro o instalación que esté asociado a una o varias instalaciones de producción debidamente inscritas en el registro administrativo de instalaciones de producción de

energía eléctrica conectadas en el interior de su red o que compartan infraestructura de conexión con éste o conectados a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el sujeto consumidor y el productor.”^[25]

En el caso, de que el presente proyecto se plantease con posibilidad de conexión a red, los requisitos generales para acogerse a esta modalidad de autoconsumo, artículo 5.1.a) excluyen automáticamente a instalaciones con una potencia superior a 100 kW, como es la del presente proyecto.

Antes de la entrada en vigor del Real Decreto 900/2015 del 9 de octubre, en España era común vender el excedente de energía eléctrica a la red, obteniendo además del ahorro consecuente de la instalación, una retribución extra por la venta de la energía. Queda prohibido expresamente para las instalaciones modalidad Tipo 1 suministrar energía a otros usuarios, y, puesto que ellos mismos representan el único sujeto consumidor, no podrán ser dados de alta como instalación generadora, imposibilitando la venta de energía a la red. Así mismo, el RD introduce una serie de peajes, impuestos y condiciones de conexión a este tipo de instalaciones y da pie a un complejo despliegue normativo.

No obstante, concretamente el artículo 2, ámbito de aplicación, apartado 2, recoge que: “Se exceptúa de la aplicación del presente real decreto a las instalaciones aisladas y los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía eléctrica de la red eléctrica de acuerdo con las definiciones del artículo 100 del RD 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.”^[25]

Por todo ello, es la tipología aislada, la única modalidad de autoconsumo legalmente viable en el marco regulatorio actual para el presente proyecto.

2.4 Proyectos anteriores de micro-redes

Como se ha mencionado anteriormente, las micro-redes están presentes en diversos escenarios. Es necesario destacar, no obstante que el planteamiento que se presenta en el este proyecto no es fácil de encontrar pues la desconexión completa de la red se realiza fundamentalmente en zonas rurales por la imposibilidad técnica de la conexión a la red general de distribución y no viene generalmente determinada por motivos puramente económicos a excepción de algunos casos. La tendencia general es mantener la conexión a la red tal y como se ha mencionado en el apartado de las redes inteligentes para que ambos sistemas se apoyen mutuamente.

Las versiones más tradicionales de micro-redes comenzaron a usarse para suministrar de energía eléctrica a las zonas rurales más remotas del planeta, especialmente en ciertas regiones de África y Asia. Estas instalaciones combinaban generadores diésel

y baterías para suministrar a pequeñas aldeas. Recientemente, se está estudiando la posibilidad de implantar micro-redes más modernas que aprovechen los recursos naturales de la zona para abastecer pequeñas poblaciones. Un ejemplo es el estudio realizado entre 2013 y 2014 por investigadores de la Universidad de Malaya donde se contempla la posibilidad de abastecer aldeas de en torno a 20 viviendas en tres regiones distintas de Irán ^[27]. El estudio fue realizado utilizando el método de optimización MOPSO (Multi Objective Particle Swarm Optimizers) y demostró que la implantación de los sistemas híbridos de microrredes es una buena alternativa para favorecer el uso de energía eléctrica en países en vías de desarrollo con condiciones climáticas similares a Irán.

Otro ejemplo de electrificación de zonas rurales es el desarrollado por la Universidad de Chile en 2015, con el objetivo de crear micro-redes de entre 20 y 30 kW con generación fundamentalmente renovable para abastecer a comunidades mapuches aisladas. ^[28]

Como último ejemplo de micro-red en comunidades remotas cabe destacar la micro-red de Borrego Springs en California. La tecnología usada consta de 26 MW de instalación solar, dos generadores diésel de 1.8 MW y 500kW/1500kWh de baterías. Este proyecto tiene como objetivo probar como las tecnologías de la información y las fuentes distribuidas pueden incrementar la utilización y fiabilidad de los activos de la empresa de servicios públicos. ^[26]

No obstante, la electrificación de zonas rurales no es el único ámbito en el que las micro-redes han proliferado. Diversas instituciones han comenzado a implementar el autoconsumo por medio de tecnologías renovables. La Washington State University junto con los laboratorios Schweitzer Engineering han desarrollado un proyecto con generación plantas de generación diésel y de gas, además de grupos electrógenos de refuerzo de 1MW junto con 4MWh de baterías de flujo Vanadium Redox. Tanto el campus como los laboratorios constituirían micro-redes que colaborarían con la Smart Grid, estando conectadas, por tanto, a la red eléctrica de distribución. ^[26]

En lo referente a las micro-redes universitarias, otro gran ejemplo lo constituye la micro-red del campus de la University of San Diego, San Diego, California, con una instalación de 13.5 MW de turbinas de gas, 3MW de turbina de vapor, 1.2 MW de instalación solar y 14 millones de litros de almacenamiento térmico. Otras universidades americanas con instalaciones de autoconsumo son la University of California Irvine Campus, el Illinois Institute of Technology, la University of Minnesota, Las Positas College y la Universidad de Santa Clara, entre otros. ^[26] Nótese que la mayoría de los ejemplos se encuentran en California gracias a las idóneas condiciones climáticas que tiene esta región para la implantación de renovables.

Es difícil encontrar ejemplos de campus universitarios que deseen hacer una instalación en ciudad como la planteada en el presente proyecto. El ejemplo más cercano al presente caso de estudio lo constituye la micro-red comunitaria de Albuquerque, Nuevo México, con una instalación fotovoltaica de 50 kW, una pila de combustible de 80 kW,

generador de gas natural de 240 kW y baterías de ácido plomo. Actualmente la micro-red se encuentra operando y tiene como finalidad probar la integración de las redes inteligentes. ^[26]

Por último, en el ámbito de la seguridad ciudadana también pueden encontrarse dos ejemplos significativos. La isla donde se encuentra la antigua prisión de Alcatraz cuenta con una instalación formada por generadores diésel y 400kW de módulos solares. ^[26]

Otros ejemplos de micro-redes en el resto del mundo pueden encontrarse en Australia Oeste donde una empresa de ingeniería de construcción sustituyó su conexión de red por 350 kW de instalación fotovoltaica y generadores diésel de velocidad variable con un notable ahorro respecto a la conexión a la red de distribución general, así como otros ejemplos en Alaska o en el Caribe. ^[34]

En España, el número de micro-redes que se han instalado a día de hoy es significativamente menor al que puede presentar, por ejemplo, Estados Unidos. No obstante, poco a poco se está considerando su implantación en zonas rurales aisladas.

En 2012 se inició un proyecto para estudiar la posibilidad implementar energías renovables por medio de micro-redes en pueblos del Pirineo con fecha de finalización a 31 de enero de 2013. El proyecto pretendía reducir el consumo tradicional a la vez que optimizar el sistema implantado para reducir las emisiones de CO₂. El estudio fue realizado con HOMER, contemplando la posibilidad de introducir tecnologías renovables eólica, fotovoltaica y biomasa. ^[31]

También es posible encontrar ejemplos de micro-redes ya implantadas como el de la Rambla del Agua en el Valle del Zalabí de la provincia de Granada. Inicialmente, la micro-red se implementó con éxito para abastecer a una comunidad de 40 viviendas por medio de una planta fotovoltaica, donde cada vecino gestiona los kilowatios que le corresponden. Posteriormente se ha planteado una ampliación para abastecer a 80 viviendas, la iglesia y la planta depuradora de la comunidad. ^[32]

Por último, aunque la mayoría de los ejemplos de micro-redes que se encuentran son a mayor escala del que considera el presente proyecto y tienen conexión a red, el planteamiento de la desconexión en zonas no remotas está cobrando fuerza en todo el mundo. ^[35-39]

CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL **MODELO DESARROLLADO**



CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL MODELO DESARROLLADO

3.1 Datos

Para la caracterización de la carga eléctrica y térmica se planteó en un principio la posibilidad de colocar aparatos de medida a la salida del transformador MT/BT con el que cuenta la instalación. Por motivos técnicos, este método de recogida de datos no fue posible.

Por tanto, se decidió estimar la demanda eléctrica de la carga a través del recuento e inventario de todos los aparatos con consumo eléctrico. Una vez conocido el consumo se elaboraron perfiles horarios típicos de los distintos sectores de la instalación. Como forma de simplificación se elaboró un perfil típico para los días entre semana y otro para los fines de semana. No obstante, la carga es variable de acuerdo con las estaciones. Para realizar un perfil que represente lo más fielmente posible a la carga objeto de estudio, se utilizó el consumo eléctrico dedicado a la refrigeración del edificio y el consumo térmico.

El Anexo 1 recoge la explicación de las estimaciones de los perfiles horarios, así como el inventario de los elementos y los datos relevantes usados para la caracterización de la carga.

3.2 Descripción de la herramienta y particularización al caso de estudio

3.2.1. Funcionamiento del software utilizado

HOMER® ^[38] (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) es un programa para el diseño de micro-redes desarrollado por el National Renewable Energy Laboratory (NREL) y de actual licencia propiedad de la compañía HOMER Energy. Se trata de un software que permite el diseño de micro-redes híbridas renovables tanto conectadas a la red como en isla.

Para el modelaje del sistema, el usuario debe seleccionar los componentes e introducir la información técnica y financiera de cada componente. Seguidamente, HOMER® simula el funcionamiento del sistema mediante la elaboración de cálculos del balance de energía para cada una de las fases del año. Para cada hora, compara la demanda térmica-eléctrica con la energía que puede proporcionar el sistema. Para ello, estudia los flujos de energía y decide como operar los generadores y las baterías. Por último, HOMER® ofrece la posibilidad de realizar análisis de sensibilidad en distintas variables

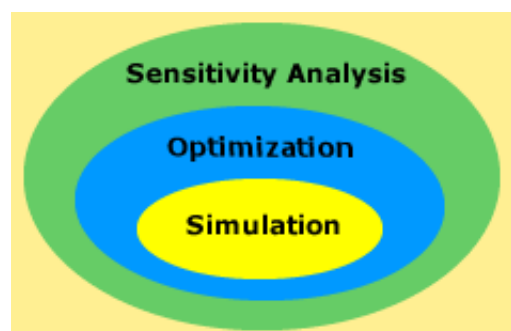


Ilustración 4: Paradigma de HOMER. Fuente [41]

como pueden ser el precio del combustible, la velocidad del viento o la vida útil de los componentes del sistema.

Por norma general, la optimización que HOMER® lleva a cabo es económica, aunque también puede optimizar el uso de combustible. Para este proyecto se ha elegido la primera opción por tratarse de un estudio de la viabilidad económica del autoconsumo en isla.

3.2.2 Análisis y selección de los componentes. Descripción de la simulación

3.2.2.1 Carga eléctrica

Para introducir en el modelo la carga eléctrica que el sistema deberá satisfacer existen distintas opciones.

La primera de ellas consiste en añadir uno de los perfiles predeterminados y ajustar la demanda kWh/día al consumo de nuestra carga. Esto da un perfil relativamente similar al que podría tener el edificio en cuestión, pero no es 100% fiable. Esta opción es la que se ha elegido para la carga del edificio del IIT en Francisco de Ricci dadas sus dimensiones y el horario de funcionamiento. (Anexo 3)

La segunda opción consiste en introducir un archivo de texto con todos los datos recogidos por los aparatos de medida a lo largo de un período de tiempo determinado. Debido a la ausencia de este recurso, no se ha podido introducir la carga de esta forma que equivaldría a la caracterización más fiable de la demanda.

La tercera opción es la que ha sido considerada para modelar la carga de la escuela objeto de estudio del presente proyecto. El software tiene un perfil en blanco que el usuario puede ajustar y rellenar de forma que el perfil se ajuste a su caso particular, siendo posible copiar una tabla de 12x24 con los datos horarios de un día genérico de cada mes del año. También permite diferenciar entre los días laborables y los fines de semana.

Para elaborar el perfil se ha seguido el siguiente proceso, el cual está detallado y completado con las gráficas en el Anexo 1 del Capítulo 7 al final de este documento.

En primer lugar, se ha hecho un inventario de todos los aparatos consumidores de electricidad de la escuela. (Este proceso se ha realizado con la mayor exhaustividad posible dado, el tiempo, los medios y la información disponibles). A partir del inventario se ha buscado el consumo típico de cada uno de los componentes por medio de la información que ofrecen los catálogos de los distribuidores y diversas páginas de internet especializadas en este campo.

Una vez finalizado el inventario, se han agrupado las distintas áreas del edificio y se ha elaborado un perfil diario por horas de cada una de estas agrupaciones, diferenciando entre días laborables y fines de semana. No se ha hecho distinción entre los distintos meses del año ya que esta diferencia surge a raíz de la estimación de la

refrigeración del edificio y del consumo de gas para la calefacción general y el funcionamiento de la cafetería y de los laboratorios.

La carga eléctrica final que se ha obtenido tiene una media de 4053 kWh/día, siendo la máxima potencia pico 641.9 kW. De acuerdo con los datos que se tienen de la carga, la media de kilovatios hora diarios es un 8% inferior, lo que es un resultado esperable puesto algunas partes de la escuela fueron consideradas despreciables en la estimación. No obstante, el pico máximo es un 14% superior a la media de los picos. Sin embargo, este valor supone un margen de maniobra a la hora de dimensionar la micro-red, pues debe recordarse que el objetivo principal es funcionar de forma totalmente aislada.

3.2.2.2 Carga térmica

La carga térmica es una demanda de energía térmica que será usada para la calefacción del edificio, el agua caliente sanitaria (ACS) y diferentes procesos industriales en los laboratorios.

El perfil horario de la carga térmica ha sido estimado en el Anexo 1 del capítulo 7 al final de este documento. La media energética diaria demandada por esta carga es de 917,19kWh/día, con picos de 314,24 kW. HOMER da la opción de que la carga térmica sea abastecida por tres medios distintos.

En primer lugar, el programa considera que toda la carga térmica que no pueda ser abastecida por los medios de cogeneración será abastecida por la caldera. Es importante destacar, que la caldera es un elemento que existe en la escuela previamente a la instalación de la micro-red, luego no es necesario considerar costes de instalación o mantenimiento, ya que estos existen también en el escenario de referencia. El coste total de combustible consumido por la caldera también se extraerá del total de resultados para ser comparado directamente con el consumo del escenario de referencia. Para el modelo debe tenerse en cuenta que la caldera funciona con gas natural y que tiene un rendimiento del 30%.

Adicional a la caldera, se ha decidido aprovechar el calor residual de los gases de escape y el emitido por el sistema de refrigeración del generador. Para introducir esta opción en el programa se ha fijado el parámetro de recuperación del calor (Heat Recovery Ratio) en un valor del 15%. Este valor ha sido elegido como un valor orientativo, pero dependerá del modelo de generador, de la eficiencia del intercambiador de calor, etc. El generador como tal no será usado para la generación directa de energía técnica, luego esta carga no afectará para el dimensionamiento del generador.

Por último, para aprovechar el exceso de electricidad que produzca el sistema, se ha añadido al modelo un controlador de carga térmica (TLC: Thermal Load Controller). Para este elemento se han utilizado los costes de instalación, de reemplazamiento, y de operación y mantenimiento sugeridos por el programa.

3.2.2.3 Combustibles

Uno de los principales componentes a tener en cuenta a la hora de diseñar una micro-red es el combustible a usar y su precio.

En primer lugar, se planteó la posibilidad de utilizar combustibles renovables como hidrógeno y pellets para el estudio. Sin embargo, en este caso estas opciones no son viables. En primer lugar, el hidrógeno es aún una tecnología en vías de investigación por lo que la implantación sería costosa y el periodo de retorno del proyecto demasiado largo. Por otro lado, los pellets no son viables en el presente caso ya que es necesario un espacio adicional para almacenarlos y en la escuela objeto de estudio este no existe por el hecho de que las calderas están situadas en el techo. Los pellets son una opción adecuada cuando previamente existiese una caldera de carbón.

Por estos motivos, la generación de electricidad fotovoltaica será completada con un generador eléctrico. Dado que se prevé que el consumo de combustible pueda ser alto, se estudiará también la posibilidad de utilizar gas natural como combustible del generador. La principal motivación de este planteamiento surge como consecuencia del suministro de gas natural para la caldera. Este suministro necesita una canalización de la que la escuela ya dispone en el caso de partida. Por tanto, si el generador funcionase también con gas natural, el funcionamiento diario de la micro-red se vería simplificado al depender de un único proveedor energético.

Por ello, en este caso se van a contemplar las siguientes opciones:

1. Al funcionar la caldera de la escuela con gas natural, se ha planteado aprovechar ese suministro también para el generador.
2. La segunda opción se basa en utilizar un generador diésel en el diseño de la micro-red, aunque la caldera siga funcionando con gas natural.
3. Utilizar dos generadores de pequeño tamaño. Uno funcionando con diésel y otro con gas natural. Dado que los precios de diésel tienen una variación al año mucho mayor que el precio del gas natural, se podría decidir qué generador poner más horas en funcionamiento, dependiendo de qué combustible sea más barato. Ambos generadores cubrirían juntos la demanda pico, pero su funcionamiento conjunto no es necesario durante todas las horas del año pues la carga es muy irregular, por ese motivo, esta es una opción plausible.

Para los grupos electrógenos se debe utilizar gasóleo B. Este tipo de gasóleo también se conoce como gasóleo agrícola y forma parte de los gasóleos bonificados por el Estado, solo utilizable en maquinaria agrícola o en motores estáticos, tal y como es el caso. Para el gas natural, en principio se han usado los datos del precio del suministro para la caldera. Los precios (incluyendo el 18% y 21% de IVA para gas natural y gasóleo B respectivamente) se muestran en la siguiente tabla:

	Ene-12	Mar-12	Ago-12	Nov-12	Feb-13	Jun-13	Sep-13	Nov-13	Abr-14	Jun-14	Oct-14	Dic-14
Gasóleo B	0,863	0,958	0,907	0,959	0,952	0,889	0,919	0,929	0,89	0,885	0,86	0,740
Gas Natural	0,699	0,732	0,742	0,779	0,729	0,800	0,719	0,729	SD	SD	0,682	0,650

Tabla 3.1 Datos históricos de las medias mensuales del precio del Gasóleo B y del gas Natural

Tal y como se puede observar, los precios de gas natural son menores que los de gasóleo B y muestran una tendencia constante. El precio del gasóleo B está sujeto a mayores fluctuaciones, teniendo períodos críticos en los que puede llegar a alcanzar el precio de 1€/L y otros, como el que ha habido en 2016 donde el precio se encontraba a 0,55 €/L. La variación de los precios del Gasóleo B a lo largo del año de 2015 y durante los dos primeros trimestres de 2016 queda recogida en la tabla 3.2.

Por ello, el objetivo es diseñar una micro-red lo suficientemente robusta, desde el punto de vista económico, como para que su implantación sea viable tanto en las mejores como en las peores épocas del suministro de combustible.

Abr-15	Jul-15	Oct-15	Ene-16	Abr-16	Jun-16
0,739	0,687	0,635	0,609	0,515	0,580

Tabla 3.2. Datos históricos de las medias mensuales del precio del Gasóleo B

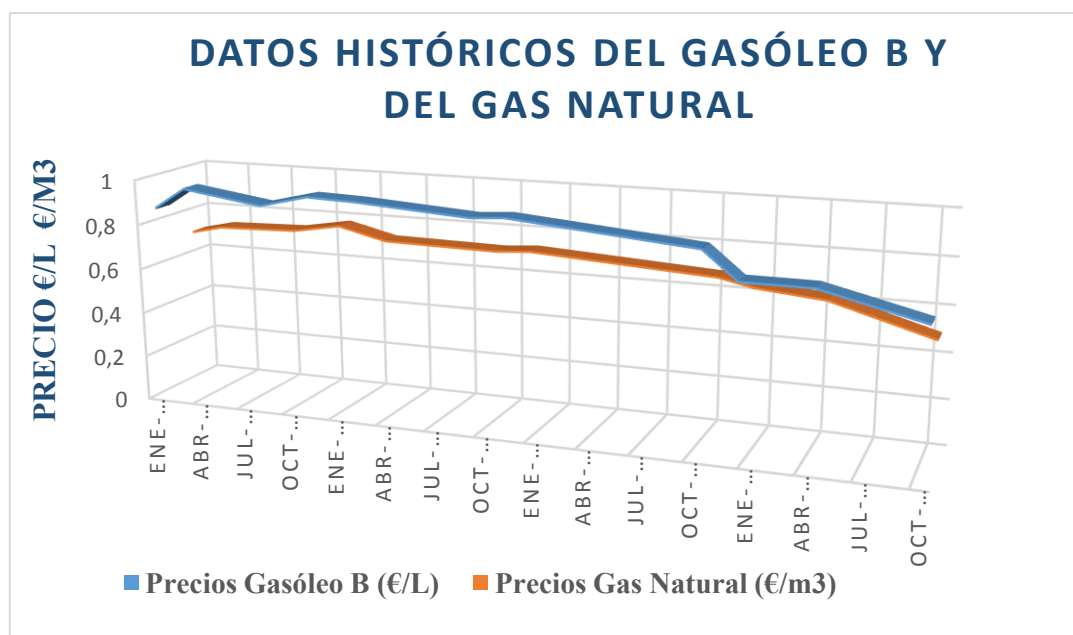


Diagrama 1: Datos históricos del precio del Gas natural y del Gasóleo B. Fuente: Elaboración propia

3.2.2.4 Generadores

Se han elaborado varios modelos con diferentes generadores considerados en cada uno: generador diésel, sistema híbrido de generador diésel y gas, microturbinas y pilas de combustible.

Entre las ventajas presentadas por el sistema con generador a gas destaca que el suministro de gas natural es continuo (salvo interrupciones de la red), lo que permitiría al generador funcionar sin interrupciones. Así mismo, tal y como se ha visto en el apartado anterior, el gas natural tiene un precio más estable, las emisiones son menores y no es necesario disponer de espacio para su almacenamiento. En contraposición, los costes de capital son mayores.

Para introducir los parámetros necesarios en el modelo, se han consultado generadores de distintas marcas conocidas como Deutz y MTU. Con los datos suministrados por los proveedores se ha elaborado una tabla de costes para distintos tamaños. HOMER interpola los valores recogidos en dicha tabla de forma que, aunque el precio del tamaño necesitado por el programa no esté recogido en dicha tabla, se tenga un precio orientativo del tamaño de generador en cuestión. Los costes de capital incluyen el precio del generador, los costes de instalación, así como el coste de la insonorización del generador. (Importantísimo considerar en una instalación de este tipo en un edificio cerrado la insonorización del equipo) Con los datos recogidos se ha elaborado la tabla 3.2 con los costes de capital y de reemplazamiento de los generadores diésel y de gas natural.

Diésel			
Capacidad (kW)	Capital (€)	Reemplazamiento (€)	O&M (€/h)
119	25.895	23.656	2,13
348	58.189	55.950	6,23
364	63.442	61.203	6,52
400	66.459	64.220	7,16
Gas natural			
Capacidad (kW)	Capital (€)	Reemplazamiento (€)	O&M (€/h)
300	73.092	70.852	1,53
450	118.327	116.087	2,03
500	220.860	218.620	2,19

Tabla 3.3 Comparación de precios de generadores diésel y de gas natural. Fuente: Anexo 4

Se puede observar que los precios de los generadores de gas son prácticamente el doble de los generadores diésel. No obstante, se debe tener en cuenta que las horas de funcionamiento de los generadores de gas que han sido especificadas por el fabricante, ascienden a las 160.000 horas, mientras que el proveedor de los generadores diésel

especifica que el límite máximo es de 50.000 horas de funcionamiento. Ambos enfatizan que estas horas solo son alcanzables con el correcto seguimiento del esquema de mantenimiento y reparaciones. A partir del esquema de mantenimiento ofrecido por el fabricante, se han introducido los costes de mantenimiento O&M (Operation and Maintenance en la cuarta columna de la tabla). En este coste se incluyen los cambios de aceite, cambios del filtro de aceite, el reemplazamiento de la bobina de encendido, el reemplazamiento de la correa del alternador, del cable de alta tensión, del refrigerante, así como de distintos componentes a lo largo de la vida útil del generador.

El consumo de combustible se ha modelado a través de las curvas de combustible. Es destacable, que los modelos de mayor capacidad tienen un consumo específico menor, lo cual será relevante a la hora de comparar entre una instalación con un único generador grande o dos generadores de menor tamaño.

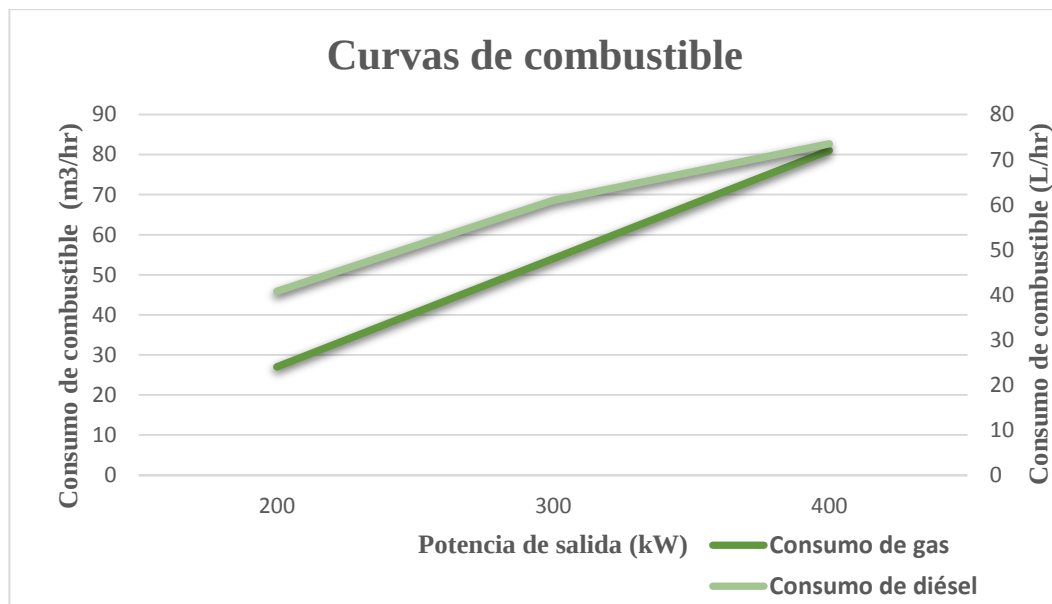


Diagrama 2: Curvas de combustible. Fuente: Elaboración propia

El programa permite también introducir penalizaciones por la emisión de gases contaminantes. En 2015, que es el año que se ha utilizado para establecer el caso de referencia, el precio del derecho de emisión de CO₂ osciló entre 6,80€ y 8,51€ con una media anual de 7,68€ que es el dato que va a ser tenido en consideración para utilizar una concordancia con los precios del combustible y de la tarifa utilizada.^[40] Nótese que el precio por tonelada de CO₂ emitida tiene una tendencia decreciente y el valor actual se encuentra en torno a 4€/tCO₂. (Dato que se ha usado en el análisis de sensibilidad).

Por último, no se han establecido restricciones al horario de funcionamiento de los generadores, permitiendo que HOMER decida libremente como operarlos.

En lo referente a la pila de combustible, el modelo que se ha usado de referencia ha sido el modelo Pure Cell 400 de la compañía Doosan.^[44] Los costes de capital (compra

e instalación) se han establecido, también gracias a los valores de referencia de HOMER, en un total de 3000€/kW.

Por último, el modelo de microturbina elegido ha sido el C200 comercializado por la empresa Capstone.^[45] Los costes de compra e instalación se han estimado en un valor final de 2000€/kW con la ayuda de los valores de referencia del software, así como con información recibida de otras fuentes.^[15]

3.2.2.5 Inversor DC/AC

Dado que los paneles fotovoltaicos producen electricidad en corriente continua (DC) y la carga a alimentar funciona en corriente alterna, el inversor es un elemento fundamental de la micro-red. El modelado del inversor en el programa es relativamente sencillo pues solo es necesario introducir los costes, los rendimientos y la vida útil del componente. El programa tiene incorporados unos costes por defecto que han sido contrastados con diversos productos en el mercado. Como referencia se va a usar el modelo de inversor Vacon 8000 Solar 125-1500 kW cuyas especificaciones incluyen una eficiencia del 98,6% y una vida útil de 20 años.^[43] Se trata de un inversor específico para instalaciones fotovoltaicas que incluye un MPPT (Maximum Power Point Tracker). Este dispositivo es un convertidor DC-DC que permite optimizar la generación fotovoltaica pues adapta el voltaje del vector de módulos fotovoltaicos para maximizar la potencia de salida. En las simulaciones en las que se ha incluido un inversor por no estar incluido dentro del sistema de almacenamiento, se ha tomado como precio de referencia el establecido en HOMER, siendo de un valor de 400€/kW.

3.2.2.6 Paneles fotovoltaicos

Para poder calcular la potencia obtenida HOMER necesita dos recursos (ambos explicados en el primer apartado de este capítulo). En primer lugar, HOMER necesita la radiación global incidente en el plano horizontal. Por otro lado, también es posible contemplar la evolución de la temperatura en la zona especificada y añadirla al modelo. Para obtener un modelo lo más fiel a la realidad posible es necesario añadir la temperatura ya que la potencia suministrada por los paneles fotovoltaicos disminuye con la misma. Considerando que el estudio se realiza en Madrid, donde hay fuertes picos de temperatura (de hasta 40°) en verano, y que la temperatura a la que se ha medido la eficiencia de los paneles es $T_{STC}=25^{\circ}\text{C}$, no es un factor que pueda ser ignorado. No obstante, no se dispone de datos exactos de la evolución de la temperatura en Madrid, solo de las medias diarias mensuales. A pesar de este factor, se ha considerado el efecto de la temperatura en el análisis.

El modelo de referencia elegido es el LNSF 305P, de la empresa Luxen Solar Energy Co.^[46] con 305W de potencia pico. Se ha elegido este modelo ya que las características son comparables a las de los módulos recomendados por el software y a

que presenta un precio competitivo de 0.353 €/Wp. Este precio se atribuye únicamente a los costes de compra del módulo, no obstante, en el modelo deben incluirse los costes de instalación juntos al precio del componente para configurar el coste del capital completo.

El software presenta inicialmente un coste de capital referencia de 0,6€/Wp. Tras consultar con diversas fuentes, el precio del kWp ronda actualmente el euro para instalaciones de menos de 10kW. Dado que la instalación objeto de estudio es de 50kW se van a tomar como coste total de capital valores entre 0,953€/Wp y 1,6 €/Wp, dependiendo del rendimiento que se escoja, pues en el mercado existen paneles con una gama de rendimiento de entre el 14% hasta incluso el 18%.

Al igual que en otros componentes de la micro-red, HOMER solicita que se introduzca el espacio de búsqueda de la potencia suministrada por la instalación fotovoltaica. Para el presente modelo se ha seleccionado un valor máximo de 50,63 kW pico. Este valor se ha estimado gracias al software PV*SOL® Premium con el que se ha realizado un estudio de la superficie disponible en el tejado del edificio en cuestión. Así mismo, se ha realizado un estudio de sombras a lo largo del año para eliminar aquellos módulos cuya instalación no sería rentable por contar con demasiadas horas de sombra. La explicación del dimensionamiento de la instalación fotovoltaica se muestra en el Anexo 2 situado en el Capítulo 7 de este documento.

Por último, acorde con las especificaciones del proveedor se ha seleccionado una vida útil de los paneles de 25 años y un factor de reducción del 80%. El factor de reducción sirve para incluir factores como la suciedad, la temperatura, la ventilación del módulo, etc. en el modelo. Números típicos de este factor suelen rodear el 90%-80%. Dado que el factor de reducción comparte definición con el Performance Ratio, se ha incluido la tabla 3.1 para clarificar este concepto. En el presente modelo se ha utilizado un factor del 80%.

Performance Ratio PR	Descripción
0.85	Instalación excepcional, muy buena ventilación posterior, sin sombra, poca suciedad
0.8	Muy buena instalación, buena ventilación posterior, sin sombra
0.75	Instalación de calidad media
0.7	Instalación de calidad media con pequeñas pérdidas debidas a sombras o a una mala ventilación posterior
0.6	Mala instalación con grandes pérdidas debidas a sombras, suciedad o averías
0.5	Muy mala instalación con grandes sombras y defectos

Tabla 3.4 Descripción de los distintos valores del Performance Ratio en una instalación fotovoltaica. Fuente: [42]

3.2.2.8 Recursos

Para el diseño de la micro-red, van a ser necesarios dos recursos: la temperatura y la radiación global incidente en el plano horizontal. Esto se debe principalmente a que la única tecnología renovable que va a ser usada son los paneles fotovoltaicos planos (no concentrados, en este último caso se debería tener en cuenta únicamente la radiación directa, no la global).

Cabe matizar que el uso de la tecnología fotovoltaica es particularmente interesante en este caso pues la carga con la que se cuenta es principalmente diurna, luego la electricidad generada por los paneles sería aprovechada directamente para satisfacer la demanda de la carga.

La **radiación global incidente en el plano horizontal** puede ser introducida por medio de un archivo de texto con los datos medidos en el lugar en cuestión. HOMER también ofrece la posibilidad de descargar los datos meteorológicos desde su página web. Estos datos, que son los que han sido utilizados en este proyecto, recogen los valores medios mensuales ($\text{kWh/m}^2/\text{día}$) del lugar seleccionado. Con estos valores, HOMER genera un archivo de 8760 entradas, asignándole pues un valor de radiación a cada una de las horas del año. Para realizar esta tarea HOMER utiliza el algoritmo de Graham. ^[38]

La siguiente imagen muestra los valores medios mensuales de la radiación incidente en el lugar de estudio.

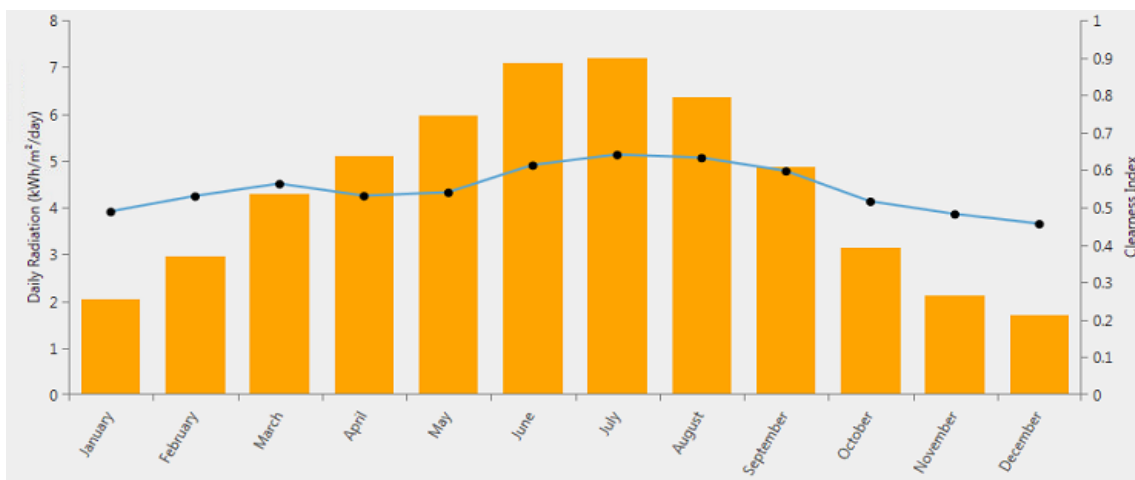


Ilustración 5: Valores medios mensuales de la Radiación Global Horizontal en Madrid. Fuente: NASA a través de HOMER

En segundo lugar, HOMER permite descargar los datos de la **temperatura** desde su base de datos. Los valores presentes en el archivo son las medias térmicas mensuales. Al igual que en el caso de la radiación, HOMER, genera un archivo con 8760 entradas, pero no utiliza un algoritmo que simule la variación de la temperatura por horas, sino que asume que la temperatura es constante a lo largo del mes.^[38] Esta asunción puede inducir a error en aquellos emplazamientos con temperaturas extremas pues no modelaría adecuadamente el efecto de la temperatura en los módulos. Por ello, se va a realizar la simulación teniendo en cuenta los efectos de la temperatura y sin ellos.

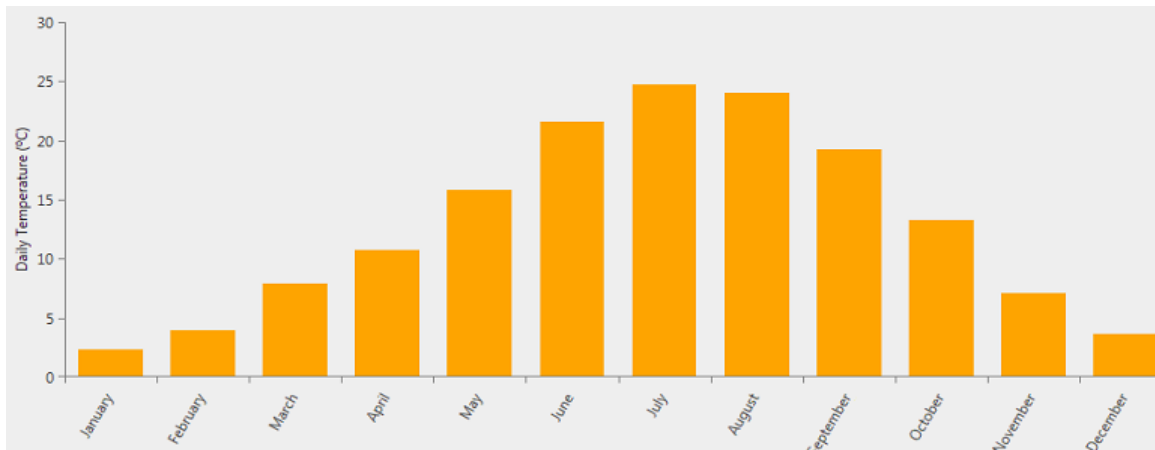


Ilustración 6: Valores medios de la temperatura en Madrid. Fuente: HOMER

3.2.2.8 Almacenamiento

Los componentes de almacenamiento cumplen la misión de asegurar la estabilidad de la micro-red. La estabilidad del sistema puede verse comprometida cuando existe una alta penetración de las energías renovables, como por ejemplo en los días despejados de verano, en los que gracias a las buenas condiciones climatológicas la radiación incidente en los módulos solares es máxima e ininterrumpida. Para evitar la desestabilización es primordial asegurar que:

- Hay suficientes baterías para almacenar la energía producida
- Las baterías tienen suficiente autonomía. En este modelo se les ha concedido a las baterías una autonomía mínima de 1h

HOMER ofrece múltiples opciones para el almacenamiento de energía: baterías, súper-condensadores, volantes de inercia y sistemas de bombeo hidráulico, entre otras. Acorde con lo que se ha desarrollado en el capítulo 2 de este documento, los elementos más viables acorde con el tipo de instalación fueron desde el comienzo del proyecto las baterías. No obstante, distintas opciones fueron evaluadas. En primer lugar, fueron las baterías de ácido-plomo las primeras candidatas para constituir el almacenamiento de la micro-red. Sin embargo, al llevar a cabo la simulación, y a pesar de ser una solución a priori económicamente viable, fueron descartadas por dos motivos: el espacio ocupado

era excesivo y debido a su relativamente corta vida útil implicaban unos costes de reemplazamiento e impacto ambiental que se prefería evitar.

Por ello, se decidió reemplazar las baterías de ácido-plomo por una batería de flujo. A pesar de unos costes de capital significativamente mayores a los correspondientes a las baterías de estado sólido, la larga vida útil de 20 años y el formato compacto del componente, suponen importantes ventajas para la operación diaria de la micro-red. El modelo elegido, Cell Cube 200-400, incluye además el convertidor del sistema, simplificando la compra e instalación de los componentes. Esta opción no es la más barata del mercado puesto que para las mismas dimensiones otras empresas están comercializando baterías con precios específicos de \$250/kWh. El precio específico del modelo está en torno a los \$900/kWh. Este precio es compartido por otras compañías tales como Redflow, la cual comercializa baterías de flujo ZnBr y que al tener una mayor capac

3.2.2.9 Datos generales del sistema

La simulación ha sido realizada con los precios de combustible correspondientes a abril 2015. El período de vida de la micro-red considerado es de 20 años. Para el cálculo del valor actual neto son necesarios dos parámetros: la tasa de descuento y la tasa de inflación. Dado que ambos parámetros son variables se ha elegido el valor de la tasa de descuento de un 6% y la tasa de inflación del 2%.

3.2.2.10 Parámetros económicos

Los siguientes parámetros económicos serán empleados para analizar los resultados de la simulación.

El valor actual neto (VAN), (net present value o NPV en inglés), es el valor total que engloba todos los costes de instalación y operación de un componente a lo largo de su vida útil.

El período de reembolso equivale al número de años en los que la inversión es recuperada. Como se ha explicado anteriormente, en este estudio los beneficios equivaldrán al ahorro anual en la factura de la electricidad. El período de reembolso será calculado con y sin el factor de descuento.

$$\text{Factor de descuento} = \frac{1}{(1 + i)^n}$$

donde i representa la tasa de interés.

El retorno de la inversión, return on investment (ROI) será finalmente utilizado como soporte económico de la conclusión final, siempre y cuando el balance de fondos sea positivo dentro de los 20 años de vida del proyecto.

$$ROI = \frac{\textit{Beneficios totales descontados} - \textit{Costes totales descontados}}{\textit{Costes totales descontados}}$$

CAPÍTULO 4: RESULTADOS



CAPÍTULO 4: RESULTADOS

4.1 Resultados de la simulación y análisis

4.1.1 Resultados

Se han realizado varias simulaciones diferentes presentadas en orden cronológico, cuyos resultados se expondrán y compararán a continuación.

Simulación 1: La simulación 1 recoge el caso de partida en el que se consideró la generación híbrida con generador diésel, tecnología fotovoltaica y la caldera de gas natural. En este diseño básico se utilizaron baterías de ácido-plomo para obtener una idea básica del orden de magnitud de los componentes necesarios. El sistema óptimo recoge los siguientes componentes:

- Instalación fotovoltaica de módulos planos no concentrados con una potencia pico de 50,6kW (Módulo LNSF 305P)
- Generador diésel CTI 600kW
- Baterías: 8 hileras de 30 baterías Trojan IND29-4V
- Thermal Load Controller 100kW
- Inversor 133 kW
- Caldera (Gas natural)

La siguiente tabla presenta el **valor actual neto del sistema** particularizado para cada uno de los componentes que lo constituyen. La tabla también especifica los distintos costes relacionados con cada componente, siendo estos: capital (inversión inicial: compra del componente y costes de instalación), reemplazamiento, costes de operación, combustible, valor del rescate y coste total por componente.

COMPONENTE	CAPITAL (€)	REEMPLAZAMIENTO (€)	O&M (€)	COMBUSTIBLE (€)	VALOR DEL RESCATE(€)	TOTAL (€)
PV	48.250,00	0,00	3,122	0,00	(3.064,00)	48.652,00
GENSET DIESEL 600KW	83.220,00	50.295,00	592.152,00	2.805.433,00	(14.438,00)	3.516.662,00
BATERÍAS	318.960,00	184.132,00	32.845,00	0,00	(88.629,00)	434.369,00
TLC	20.000,00	0,00	2.735,00	0,00	0,00	22.735,00
INVERSOR	53.333,00	0,00	0,00	0,00	0,00	53.333,00
CALDERA	0,00	0,00	0,00	658.998,00	0,00	658.998,00
EMISIONES	0,00	0,00	92.540,00	0,00	0,00	92.540,00
SISTEMA	523.763,00	234.427,00	723.738,00	3.464.431,00	(106.131,00)	4.480.228,00

Tabla 4.1: Resultados económicos del escenario 1

Por otro lado, los costes de cada componente también pueden ser estudiados desde el punto de vista de los costes anualizados. El **coste anualizado** es aquel que si ocurriese

equitativamente a lo largo de la vida del proyecto, daría el mismo valor neto que el flujo de fondos actual.^[HOMER help] El valor anualizado del escenario 1 es de 353.683,35, siendo el coste de la electricidad de 0.1939€/kWh.

Esta simulación presenta dos inconvenientes fundamentales. En primer lugar, el consumo de gasóleo B en este escenario ascendería a un total de 277.399 litros, con una media de 760 litros de combustible al día. Este valor además de contradecir los principios de sostenibilidad relacionados con las micro-redes aumenta la vulnerabilidad de la micro-red, pasando a ser un sistema altamente dependiente de un combustible con un precio muy variable y dependiente de la coyuntura geopolítica. También debe considerarse que para poder abastecer al generador se deberían tener almacenados como mínimo 800L de gasóleo B. Este almacenaje conlleva unos costes adicionales que no han sido considerados en la simulación, pero que es necesario tener en cuenta si se desea profundizar en esta opción en estudios futuros.

Por otro lado, el alto número de baterías, el espacio ocupado, y la necesidad de reemplazamiento de las mismas, sugiere la necesidad de utilizar otro tipo de batería, acorde con la limitación de espacio que caracteriza a la localización de esta micro-red.

Simulación 2: Como consecuencia del suministro existente de gas natural y a raíz de la imposibilidad de instalar una mayor potencia de generación renovable, se decidió hacer uso de este combustible fósil por ser el más “limpio” al tener un menor porcentaje de carbono. También se tuvo en cuenta que el pico de la carga eléctrica no ocurre todos los días del año, sino especialmente en verano con el funcionamiento de la refrigeración. Por ello, supondría un mayor ahorro y una mayor vida útil de los generadores el utilizar conjuntamente dos generadores de distintos tamaños que pudiesen alternar su funcionamiento de acuerdo con la demanda eléctrica. En este caso, los generadores de gas han sido considerados, puesto que su larga vida útil, costes de mantenimiento moderados y ventajas de combustible, compensan los altos costes de inversión. Como se explicó en el capítulo 3, además simplificarían la operación diaria de la micro-red por implicar a un único proveedor, y eliminar el problema del almacenamiento de combustible.

En esta simulación, también se han incluido dos variaciones con respecto a la anterior. En primer lugar, se ha sustituido el modelo de módulo fotovoltaico por otro con un rendimiento menos conservativo (16,16%). También se ha introducido en el modelo la batería de flujo Cell Cube 200-400 descrita en la sección de almacenamiento del capítulo anterior. El sistema óptimo recoge los siguientes componentes:

- Instalación fotovoltaica de módulos planos no concentrados con una potencia pico de 50,6kW (Módulo LNSF 305P)
- Generador gas natural MTU 400kW
- Generador gas natural Deutz 200kW
- Batería de flujo de Vanadio Cell Cube
- Thermal Load Controller 20kW
- Inversor (Incluido en Cell Cube)
- Caldera (Gas natural)

COMPONENTE	CAPITAL (€)	REEMPLAZAMIENTO (€)	O&M (€)	COMBUSTIBLE (€)	VALOR DEL RESCATE(€)	TOTAL (€)
PV	52.371,00	0,00	3.462,36	0,00	0,00	55.833,36
GEN GAS NATURAL 400KW	103.248,67	0,00	91.468,84	2.916.323,44	(25.815,99)	3.085.224,96
GEN GAS NATURAL 200KW	42.935,53	0,00	34.259,89	778.641,95	(10.966,17)	844.871,00
CELL CUBE FB 200-400	500.000,00	0,00	4.105,56	0,00	0,00	504.105,56
TLC	4.000,00	0,00	336,63	0,00	0,00	4.336,63
INVERSOR	-	-	-	-	-	-
CALDERA	0,00	0,00	0,00	429.004,27	0,00	429.004,27
EMISIONES	0,00	0,00	98.549,73	0,00	0,00	98.549,73
SISTEMA	702.555,00	0,00	232.183,00	4.123.969,66	(36.782,16)	5,021,925,51

Tabla 4.2: Resultados económicos del escenario 2. Valor actual neto

El coste anualizado correspondiente a esta simulación es de 366.960,28, siendo el coste de la energía 0.2027 €/kWh.

Este sistema presenta dos ventajas con respecto al anterior. En primer lugar, los componentes tienen una vida útil más larga y menores costes de mantenimiento. Este hecho implica, no obstante, mayores costes en la inversión inicial, por lo que ambos sistemas tendrían un tiempo de retorno bastante similar. Sin embargo, el sistema 2 presenta un gran inconveniente comparado con el primero. Tal y como se puede observar, el sistema dos tiene un mayor gasto de combustible, y, por tanto, libera un mayor número de emisiones. Dado que el sistema funciona con gas, se esperaría que las emisiones fuesen menores. El motivo de que no lo sean es principalmente la capacidad de almacenamiento del sistema. En la primera simulación se dejó elegir al programa el número óptimo de baterías, que resultó ser 240 batería de 9kWh. Siendo la capacidad de almacenamiento total 2160kWh. La capacidad total del modelo de Cell Cube elegido es de 576kWh. No obstante, no interesa ampliar dicha capacidad por problemas de espacio y porque la inserción en otro módulo no reduciría proporcionalmente las emisiones. Por estos motivos, se llegó a la simulación 3.

Simulación 3: La tercera simulación se ha desarrollado incluyendo tecnologías alternativas de generación de gas natural. Esta opción es la que mejor utiliza el potencial del módulo de cogeneración del software puesto que los dos componentes considerados poseen una alta eficiencia térmica, y por ello, global. En este caso se han obtenido dos soluciones viables y atractivas, que suponen una opción más limpia a las anteriormente mencionadas.

La primera opción contempla un sistema formado por:

- Instalación fotovoltaica de módulos planos no concentrados con una potencia pico de 50,6kW (Módulo LNSF 305P)

- Generador de gas natural Deutz 200kW
- 2xMicroturbina de gas natural de 200kW
- Batería de flujo ZnBr REDFLOW LSB
- Controlador del sistema: estrategia de carga Cycle Charging
- Thermal Load Controller 50kW
- Convertidor del sistema 100 kW
- Caldera (Gas natural)

COMPONENTE	CAPITAL (€)	REEMPLAZAMIENTO (€)	O&M (€)	COMBUSTIBLE (€)	VALOR DEL RESCATE(€)	TOTAL (€)
PV	53.282,00	0,00	3.462,00	0,00	(3.062,00)	53.682,00
GENSET GAS 200KW	42.935,00	20.162,00	89.695,00	1.026.050,00	(17.056,00)	1.161.785,00
MICROTURBINA GAS 400KW	800.000,00	374.314,00	178.510,00	2.224.066,00	(102.719,00)	3.474.171,00
TLC	10.000,00	0,00	842,00	0,00	0,00	10.842,00
CALDERA	0,00	0,00	0,00	65.170,00	0,00	65.170,00
CONTROLADOR DEL SISTEMA CC	500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	500,00
BATERÍA RED FLOW LSB	550.000,00	0,00	0,00	0,00	(217.674,00)	332.326,00
CONVERTIDOR	40.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00
EMISIONES	0,00	0,00	79.231,00	0,00	0,00	79.231,00
SISTEMA	1.496.217,00	394.476,00	351.740,00	3.315.386	(340.512,00)	5.217.206,00

Tabla 4.3: Resultados económicos del escenario 3. Opción 1

El coste anualizado correspondiente al escenario 3 es de 381.230,00 euros al año. El coste de la energía es de 0.212€/kWh. El sistema presenta una mayor inversión inicial, pero la reducción del combustible y de las emisiones es considerable. Así mismo, debe observarse que el consumo de la caldera es el 15% de la simulación anterior.

La segunda opción que ha surgido en esta simulación es la más interesante en lo que a la introducción de tecnologías alternativas se refiere, si bien los costes de capital son los más altos y presenta el inconveniente del espacio disponible para los componentes.

- Pila de combustible de gas natural 400kW
- Microturbina de gas natural de 200kW
- Batería de flujo ZnBr REDFLOW LSB
- Controlador del sistema. Estrategia de carga: Cycle Charging
- Convertidor del sistema 100 kW
- Caldera (Gas natural)

Este sistema no incluye controlador de carga térmica puesto que el excedente de energía eléctrica para ser transformado en energía térmica se considera despreciable y el programa no considera necesaria la inversión en el controlador de carga térmica.

COMPONENTE	CAPITAL (€)	REEMPLAZAMIENTO (€)	O&M (€)	COMBUSTIBLE (€)	VALOR DEL RESCATE(€)	TOTAL (€)
PV	53.282,00	0,00	3.462,00	0,00	(3.062,00)	53.682,00
PILA DE COMBUSTIBLE 400KW	1.000.000,00	0,00	132.856,00	1.843.246,00	(13.529,00)	3.162.573,00
MICROTURBINA A GAS 200KW	400.000,00	411.643,00	164.086,00	1.219.068,00	(347,00)	2.194.449,00
CALDERA	0,00	0,00	0,00	17.618,00	0,00	17.618,00
CONTROLADOR DEL SISTEMA CC	500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	500,00
BATERÍA RED FLOW LSB	550.000,00	0,00	0,00	0,00	(112.351,00)	437.649,00
CONVERTIDOR	40.000,00	0,00	0,00	0,00	0,00	40.000,00
EMISIONES	0,00	0,00	73.636,00	0,00	0,00	73.636,00
SISTEMA	2.243.782,00	411.643,00	374.040,00	3.079.931,00	(129.290,00)	5.979.606,00

Tabla 4.4: Resultados económicos del escenario 3. Opción 2

Esta opción afronta los costes de inversión más altos pero a la vez el menor gasto de combustible y las emisiones más reducidas. En el siguiente apartado se evaluarán los parámetros económicos que ayudarán a determinar si realmente la implantación de la micro-red es económicamente viable. El coste anualizado es de 436.940 euros, y el coste de la electricidad 0,250€/kWh.

4.1.2 Análisis económico de los resultados

El escenario base del que se parte y con el que se compararán los resultados obtenidos es aquel en el que la carga eléctrica es abastecida completamente por la red de distribución eléctrica general, y la carga térmica es abastecida por la caldera de gas.

Cada uno de los distintos escenarios obtenidos a partir de la simulación con HOMER se evaluarán comparándose con el escenario de referencia. Al ser el objeto de estudio una microrred completamente aislada, para evaluar la inversión se utilizarán dos parámetros: el plazo de recuperación de la inversión y la tasa de retorno de la inversión teniendo en cuenta que al no existir la posibilidad de vender el excedente de energía eléctrica a la red (por motivos de diseño y del panorama regulatorio español actual), el único beneficio será el ahorro respecto al escenario base.

Para instalaciones que facturan en alta tensión, en 6 períodos y cuya potencia es mayor de 145kW existen las tarifas 6.1.a, 6.1b, 6.2 y 6.3. La aplicación de estas tarifas depende de la tensión de alimentación. Además el mercado eléctrico se encuentra liberalizado, luego el precio final depende de las comercializadoras, que pueden adaptar la factura a las condiciones particulares del cliente. Los precios que se muestran a continuación son precios orientativos del valor de la factura eléctrica para la instalación objeto de estudio. La tarifa particular que aplica al caso es la 6.1.a. Para calcular el precio final de la factura acorde con las siguientes tarifas se han incluido los peajes de potencia, el pago por la energía activa, el pago por la energía reactiva, el impuesto especial sobre

la electricidad y el IVA, utilizando como referencia los datos de la tabla 4.5. Al desconocer el coste particular del alquiler del contador, no se ha introducido este dato, pero es necesario para realizar un balance preciso. La cifra presentada corresponde a la factura anual de la carga eléctrica para la que se han utilizado datos de la facturación de energía activa y reactiva para cada uno de los 6 períodos, pero que por motivos de confidencialidad no se van a presentar explícitamente.

Tarifa 6.1A	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Peajes de potencia (€/kW año)	39,139427	19,5866	14,3341	14,334178	14,334178	6,540177
Peajes de energía* (€/kWh)	0,074674	0,0679	0,055615	0,04328	0,039411	0,037137
Pago por Reactiva (€/kVarh)	0,041554	0,041554	0,041554	0,041554	0,041554	0,041554
IVA	21%					
Impuesto sobre la electricidad	5,11%					

Tabla 4.5 Composición de la tarifa eléctrica y precios utilizados para el cálculo de la factura. * Los peajes de la energía incluyen tanto los costes de producción como el peaje de acceso a la energía. Fuente: [47 y 48]

Con estos datos se ha estimado que la factura anual de la carga una vez sumados los seis períodos es de :

Componente de la factura anual	Precio anual total (€)
Peaje de potencia	54.124,54
Pago por energía activa consumida	70.999,81
Pago por energía reactiva consumida	4.244,85
Total al año sin impuestos	125.124,3
5,11% sobre la electricidad	6.397,23
21% IVA	26.276,11
Total(€)	157.797,7

Tabla 4.6 Factura anual del escenario base

Por otro lado, es necesario contar con que al usar el módulo de CHP (Combined Heat and Power) el consumo de gas de la caldera se ve reducido y, por tanto, el ahorro en la factura de gas (únicamente destinada a abastecer la carga térmica) del escenario base, también cuenta como beneficio.

De acuerdo con los datos obtenidos, la factura anual de gas de la caldera asciende a un total de: 44.649,69€/año sin IVA. Con este impuesto, el total es de 52.686,63€. Este dato junto con la factura eléctrica hacen un total de **201.484,33€ anuales**, que constituyen

el ahorro que se considerarán como los “beneficios” de la micro-red para el análisis económico.

Dado que las simulaciones presentan entre sí un orden de magnitud similar, se va a realizar el análisis económico detallado de las dos últimas opciones por ser aquellas que presentan la menor cantidad de emisiones y la mayor tasa de recuperación térmica. Las otras dos opciones tendrán un resultado económico similar, pero por los motivos medioambientales ya expuestos quedan automáticamente descartadas.

El análisis del flujo de fondos de la primera opción de la simulación 3 (sistema formado por las dos microturbinas y el generador) se muestra a continuación. La tabla 4.7 recoge el análisis del flujo de fondos de los 5 primeros años de vida del sistema, que es completado para toda la vida del proyecto en el diagrama 4.1.

Año	0	1	2	3	4	5
Factor de descuento (r=6%)	1	0,943396	0,889996	0,839619	0,792093	0,747258
Ahorro anual (€)		201.484,33	201.484,33	201.484,33	201.484,33	201.484,33
Ahorro anual descontado (€)	0	198.570,1226	187.330,3044	176.726,7022	166.723,304	157.286,1359
Costes descontados (€)	1.496.217,00	257.844,00	248.114,00	238.751,00	229.742,00	221.072,00
Ahorros descontados- Costes descontados (€)	-1.496.217	-1.555.490	-1.616.274	-1.678.298	-1.741.317	-1.805.103

Tabla 4.7 Flujo de fondos de los 5 primeros años del sistema generador de gas-Turbina de gas

Año	0	1	2	3	4	5
Factor de descuento (r=6%)	1	0,943396	0,889996	0,839619	0,792093	0,747258
Ahorro anual (€)	-	201.484,33	201.484,33	201.484,33	201.484,33	201.484,33
Ahorro anual descontado (€)	-	198.570,1226	187.330,3044	176.726,7022	166.723,304	157.286,1359
Costes descontados (€)	2.243.282,00	242.863,00	233.699,00	224.880,00	216.394,00	208.228,00
Ahorros descontados- Costes descontados (€)	-2.243.282,00	-2.296.065,44	-2.350.444,11	-2.406.153,98	-2.462.953,52	-2.520.620,70

Tabla 4.8 Flujo de fondos de los 5 primeros años del sistema Pila de combustible-Turbina de gas

A la vista de ambas tablas, puede observarse que ninguno de los sistemas es viable. Esto se debe principalmente al alto gasto en combustible, así como a los elevados costes

de inversión. La ilustración 7 muestra la relación entre la magnitud de cada uno de los tipos de costes para la micro-red con generador de gas y microturbinas.

Examinando ambos sistemas a lo largo de su vida útil, se observa que la inversión no es recuperable.

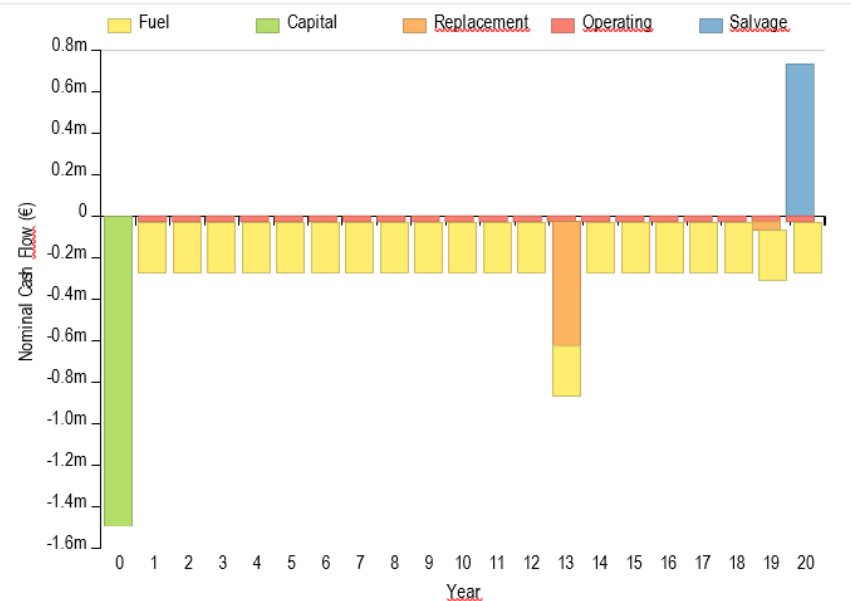


Ilustración 7: Flujo de fondos especificado por el tipo de componente para la opción 1 de la simulación 3. Fuente: Elaboración propia a través de HOMER

El principal motivo de la inviabilidad económica de todas las opciones es la falta de superficie para instalar energía fotovoltaica que complemente la generación fósil así como los elevados precios de los componentes. También a la vista de las distintas simulaciones se puede observar que los costes son similares, luego no tendría sentido implantar ninguno de los sistemas. Si bien, es importante observar que, el ahorro anual está próximo a los costes de mantenimiento y de operación, luego lo ideal sería un sistema donde dichos costes fuesen los mínimos posible, es decir, un sistema con el mínimo consumo de combustible. Aun así, notese que los costes de inversión solo serían recuperables si el sistema no necesitase apenas mantenimiento y reemplazamiento de componentes a lo largo de su vida útil.

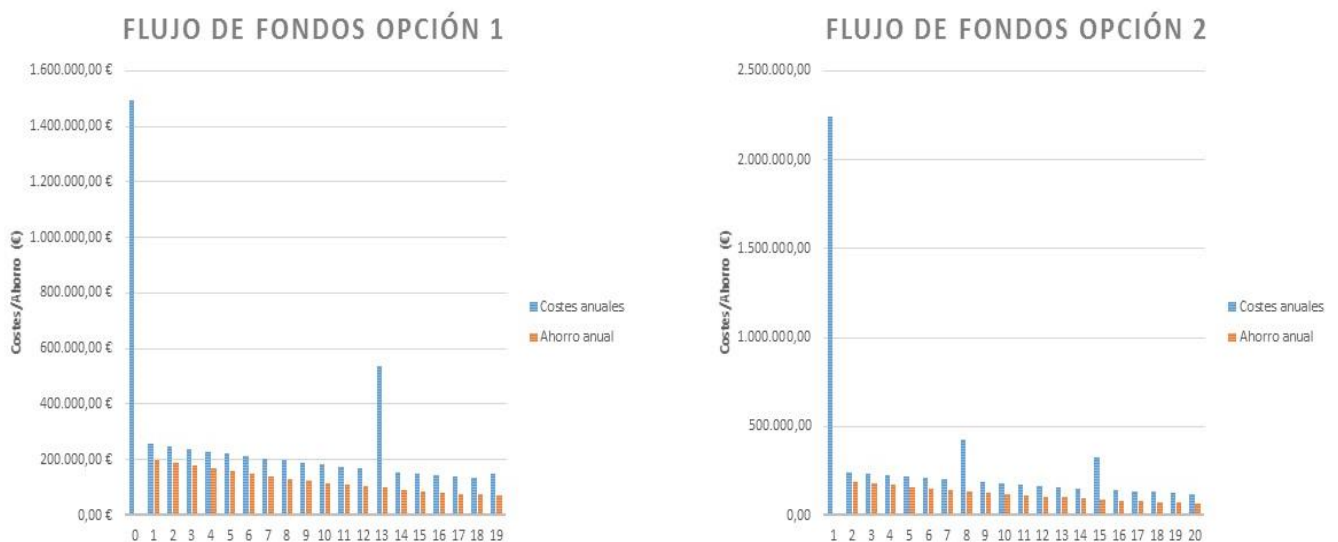


Diagrama 4.1: Flujo de fondos a lo largo de la vida útil de la opción 1 y la opción 2 de la simulación 3

4.2 Análisis de sensibilidad

De acuerdo con los resultados obtenidos en la sección anterior, la implantación de la micro-red resultaría inviable independientemente de la opción elegida. Además, debido a los grandes costes de inversión, cambios en la tarifa o en el precio de los combustibles, no tendrían un efecto significativo en el resultado obtenido.

Como se ha mencionado anteriormente, lo ideal sería un sistema en el que los costes de operación fuesen los mínimos posibles, esto es posible aumentando la capacidad de generación de la instalación fotovoltaica en un supuesto de que el rendimiento de los paneles aumentase considerablemente, así como la potencia pico de cada módulo.

Partiendo de la hipótesis de que dentro de un futuro próximo el desarrollo tecnológico permitirá aumentar la capacidad fotovoltaica instalada, se ha construido el siguiente modelo donde se ha tratado de maximizar la generación fotovoltaica. Así mismo, se ha considerado una reducción en el precio de la batería y en el coste de las emisiones de CO₂ resultando el siguiente sistema:

- Microturbina de gas natural de 200kW
- Instalación solar fotovoltaica 300kW
- Batería de flujo de Vanadio Cell Cube 200-400 (incluye inversor)
- Controlador del sistema. Estrategia de carga: Cycle Charging
- Caldera (Gas natural)

COMPONENTE	CAPITAL (€)	REEMPLAZAMIENTO (€)	O&M (€)	COMBUSTIBLE (€)	VALOR DEL RESCATE(€)	TOTAL (€)
PV 300KW	315.900,00	0,00	20.527,82	0,00	(18.153,09)	318.274,73
MICROTURBINA A GAS 200KW	400.000,00	362.387,00	121.688,82	1.880.991,07	(108.001,16)	2.657.066,00
CALDERA	0,00	0,00	0,00	150.430,63	0,00	150.430,63
CONTROLADOR DEL SISTEMA CC	500,00	0,00	0,00	0,00	0,00	500,00
BATERÍA CELL CUBE FB 200-400	250.000,00	0,00	8.211,14	0,00	(112.351,00)	258.211,14
EMISIONES	0,00	0,00	25.275,17	0,00	0,00	25.275,17
SISTEMA	966.400,00	362.387,27	175.702,94	2.031.421,70	(126.154,25)	3.409.757,66

Tabla 4.9: Resultados económicos del análisis de sensibilidad

El presente sistema posee unos costes de inversión considerablemente menores a los planteados en las opciones anteriores. Así mismo, el consumo de combustible también ha experimentado una reducción visible. Las emisiones del sistema también son menores, no obstante, el dato económico de la tabla no sirve de referencia pues para este sistema se ha cambiado el coste del derecho de emisión de CO₂.

Al hacer el análisis del flujo de fondos, se observa que la inversión es recuperable en el año 19, al final del ciclo de vida del sistema. Cabe destacar que, para esa fecha, los

módulos solares, adecuadamente mantenidos, aún tendrían una vida útil de entre 5 y 10 años más, luego si se deseara se podría reemplazar la batería (inversión que sería recuperada en 1.18 años) y obtener beneficios a partir de ese punto temporal. Aun así, 20 años es un plazo excesivamente largo dada la rapidez a la que están evolucionando los componentes y sus precios como para considerar la inversión.

La tasa de recuperación de la inversión definida en el último punto del capítulo 3 presenta para el sistema un valor del 20%. Por tanto, este sistema sería viable económicamente, además de ceñirse a unos estándares medioambientales. Su implantación sería viable también en lo que al factor espacio se refiere, si bien debe tenerse en cuenta que se trata de un sistema hipotético que solo puede darse en caso de que la capacidad de generación de las placas se viese triplicada, manteniendo el precio actual. También, las baterías deberían reducir sus costes para que este escenario fuese plausible.

Por último, destacar que el plazo de retorno de la inversión está condicionado por costes variables como el precio de la tarifa, el precio del gas natural o los costes de mantenimiento, que pueden incrementar como resultado de averías no previstas.

Para concluir, cabe señalar que el estándar mínimo para que la implantación de la micro-red se considerase viable es el que presenta este sistema puesto que:

- Se recuperaría la inversión dentro del ciclo de vida de la micro-red
- Los componentes tienen un período de vida relativamente largo (a excepción de la micro-turbina)
- Liberan pocas emisiones
- Se utiliza la cogeneración, limitando el uso de la caldera a una pequeña parte de los meses más fríos.
- Existiría espacio real disponible para emplazar la batería y la micro-turbina.
- Al existir suministro continuo de gas natural se evitaría utilizar espacio adicional para el almacenamiento de combustible.

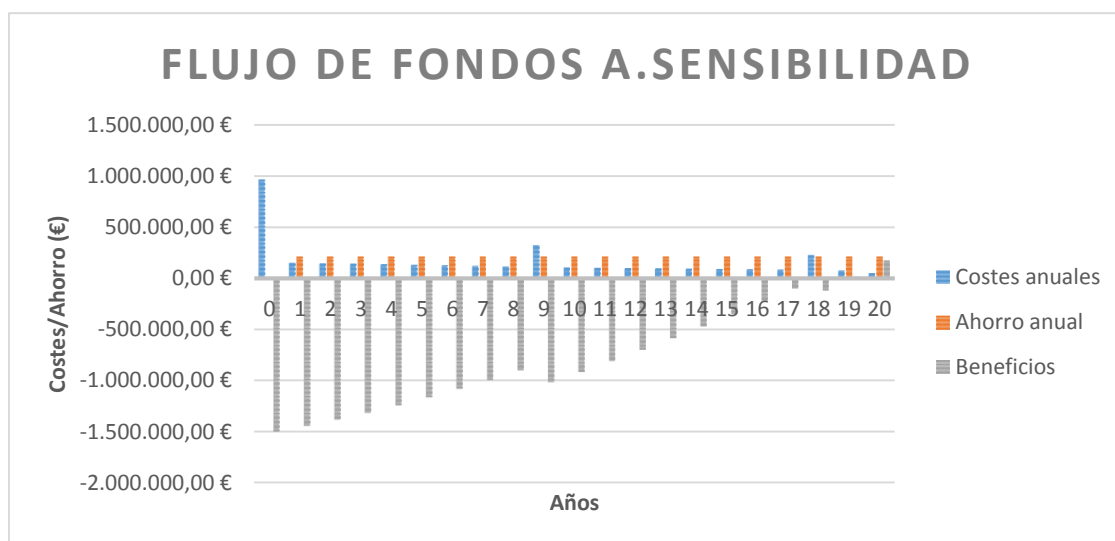


Diagrama 4.2: Balance de fondos del análisis de sensibilidad

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES



CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES

5.1 Conclusiones sobre la metodología

La metodología usada ha sido determinada por los factores de tiempo y lugar en los que se ha realizado el proyecto. Las estimaciones han sido realizadas teniendo en cuenta el mayor número de datos disponibles, intentando utilizar el máximo número de parámetros con el fin de obtener resultados acordes con la realidad.

En primer lugar, es importante destacar que el mayor inconveniente para el diseño de la micro-red ha sido el hecho de que la carga haya sido estimada. El modelo habría tenido mayor precisión si el perfil se hubiera obtenido directamente por medio de un analizador de redes. En este proyecto habría sido necesario colocar el dispositivo a la salida del transformador de MT/BT. También habría sido posible colocar aparatos de medida en los distintos subcircuitos eléctricos. En el mercado existen dispositivos para uso no profesional que permiten monitorizar el consumo de la instalación a tiempo real y se pueden utilizar fácilmente desde el ordenador.

No obstante, la realización del inventario y de la estimación del perfil de carga presenta las siguientes ventajas. En primer lugar, permite conocer el consumo particular aproximado de cada uno de los sectores de la escuela. Estos datos son interesantes de cara a realizar estudios sobre la eficiencia del edificio, ofreciendo la posibilidad de ahorro energético por medio de la sustitución de componentes por otros de menos consumo, además de ser información útil para aplicaciones de gestión de la escuela. También permite escalar la carga en caso de que un aula de ordenadores sea eliminada y sustituida por un aula normal, o algún componente con un consumo alto sea sustituido. En contraposición, la estimación de la carga no permite conocer el consumo aislado de laboratorios como el de fluidos, el de máquinas eléctricas o el de electrotecnia. Estas aulas poseen una utilización que no es constante y que además depende del cuatrimestre en el que se imparta la materia. Otros laboratorios además de depender del cuatrimestre solo se realizan en días particulares y durante cortos períodos de tiempo, constituyendo picos de consumo que, si bien son muy importantes de cara al dimensionamiento de los componentes de la micro-red, no lo son tanto en la energía media consumida al mes. Por ello, aunque no han sido considerados, se considera que la carga estimada se encuentra dentro del orden de magnitud de la carga real, al menos en valores medios.

Los datos han sido comprobados a partir de los datos de las medias mensuales de energía consumida por la escuela. Por ello, el presente proyecto constituye un punto de referencia a partir del cual realizar un estudio más exacto.

Respecto a la metodología utilizada en la simulación del modelo, cabe destacar que la mayoría de los precios han sido confirmados por distribuidores de los componentes y en los casos en los que esta información no ha estado disponible se han realizado extrapolaciones a partir de productos similares. La mayor dificultad ha sido estimar los costes de mantenimiento de cada componente. En componentes tales como los

generadores, los esquemas de mantenimiento son especificados por el fabricante y, por tanto, son fáciles de estimar, mientras que en aquellos componentes en los que esta información no ha estado disponible se ha usado la bibliografía y la comparación con el mantenimiento de componentes conocidos para determinar unos costes orientativos. El presente proyecto no ha pretendido elaborar un presupuesto estricto del coste de los componentes del sistema, pues durante un período tal y como pueden ser 20 años, hay una multitud de variables que pueden alterar el funcionamiento y costes previstos. Por ejemplo, un mantenimiento incorrecto de un generador por parte del factor humano puede implicar mayores costes en la reposición de los elementos del generador o incluso una vida útil menor, y por ello, mayores costes de reemplazamiento.

También debe considerarse que, aunque los costes de los distintos componentes son relativamente estándar, el precio último depende del fabricante al que se le encargue el modelo particular.

A pesar de que todos estos factores pueden alterar el valor actual neto de la micro-red, el estudio de la viabilidad económica no se vería comprometido de forma significativa puesto que los costes de combustible son los más llamativos y, dado que el gas natural presenta una tendencia constante en la evolución de los precios, no se espera que las variaciones afecten en gran medida a los resultados del estudio.

5.2 Conclusiones sobre los resultados

El principal objetivo del presente proyecto consistía en encontrar una solución económicamente viable a la instalación de la micro-red en el edificio de la universidad descrito. A la luz de los resultados se demuestra que este objetivo no ha sido cumplido con éxito por los siguientes motivos.

En primer lugar, la inversión no es recuperable, siendo los costes de capital, operación y mantenimiento mucho mayores al ahorro o “beneficios” que supondría la implantación de la micro-red. Además, a lo largo de la revisión de la literatura relacionada recogida en el capítulo 2, es destacable que uno de los principales fundamentos de las micro-redes es conseguir una mayor penetración de las energías renovables y una reducción del uso de los combustibles fósiles. A la vista de los resultados puede observarse que en el caso de estudio no se han conseguido dichos objetivos por ser los medios de generación dependientes del gas natural.

Debido a las características técnicas del edificio únicamente es posible la colocación de una instalación fotovoltaica con una potencia máxima de 50,6kWp. Esta instalación puede abastecer únicamente el 4% de la carga eléctrica anual, siendo necesaria la utilización de generadores de gas natural o diésel para cubrir la demanda. No obstante, es posible a través de una correcta operación del sistema reducir el consumo de combustible y las emisiones de carbono, pero para ello debe incrementarse la inversión inicial.

Con el mismo objetivo de reducir las emisiones se han preferido los escenarios con generación de gas natural a los escenarios de generación diésel. Ello se debe, en primer lugar, al espacio que se debe tener disponible para el almacenamiento del combustible. En segundo lugar, es el combustible más costoso y arriesgado. Por último, las micro-redes tienen la misión de ayudar a reducir la emisión de gases de efecto invernadero. Para una escuela de ingeniería es particularmente interesante la aplicación de tecnologías encaminadas a esta causa. Los generadores de gas natural no tienen una implantación tan alta como los grupos electrógenos diésel, pero constituyen una opción más limpia debido a la menor concentración de partículas de carbono en el gas natural.

Finalmente, cabe concluir que una micro-red totalmente aislada, pero con una dependencia tan alta de los combustibles fósiles es una micro-red vulnerable y con fuerte dependencia a la situación geo-política que condiciona el suministro de combustibles fósiles a nuestro país.

Por estos motivos, incluso si el proyecto hubiese resultado económicamente viable, la implantación de la micro-red en el presente caso sería precipitada. Se espera, que en unos pocos años las tecnologías de almacenamiento y las fotovoltaicas permitan la utilización de mayores densidades de energía a más bajos precios, dando luz verde a la posibilidad de micro-redes aisladas viables económica y medioambientalmente.

5.3 Recomendaciones para futuros estudios

Existen distintas opciones para salvar los inconvenientes presentados en los puntos anteriores.

Debido a la tendencia decreciente en los precios de las instalaciones fotovoltaicas y el aumento de la potencia generada, sería posible que, en los próximos años, el espacio disponible para la instalación fotovoltaica fuera suficiente para suministrar aproximadamente 40%-50% de la carga eléctrica, siendo una alternativa viable, sostenible y acorde a los principios sociales y medioambientales descritos en el capítulo 2. La universidad podría incluso considerar la instalación de módulos transparentes en fachada en la cara sur del edificio.

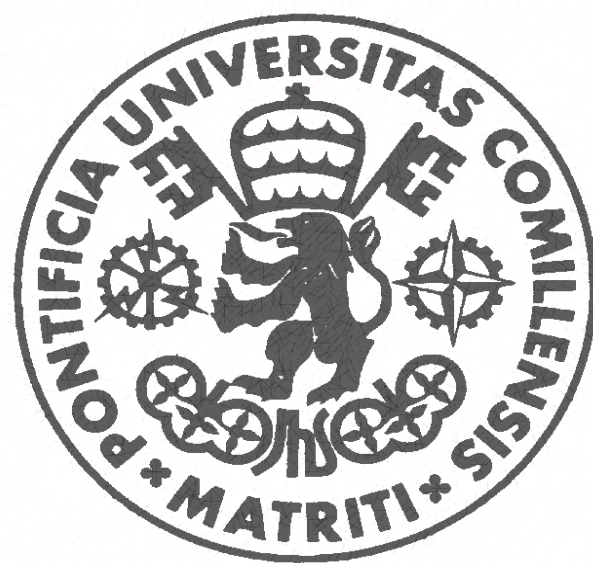
En segundo lugar, también es interesante el planteamiento de introducir una micro-red de forma progresiva. De acuerdo con la regulación analizada en el capítulo 2, la instalación de autoconsumo estaría exenta siempre y cuando dicha instalación no estuviera conectada ni tuviese posibilidad de conexión. Por ello, se podría aislar una planta, o un sub-circuito eléctrico de forma que el resto de la instalación siguiese conectado a la red, pero esa zona estuviese completamente aislada y funcionando con tecnologías renovables. Progresivamente, con el desarrollo de las tecnologías se podrían ir añadiendo secciones del edificio hasta completar la instalación de la micro-red en varios años. De esta forma, se reduciría la inversión inicial en la micro-red y el riesgo asociado a la incertidumbre actual sobre la evolución del mercado energético. Además, al desconectar una sección del edificio, el término de potencia de la factura eléctrica se vería reducido. Téngase en cuenta que hay zonas de la escuela que no tienen un consumo diario, pero que cuando funcionan suponen picos importantes en la demanda para los que la

potencia debe estar contratada previamente. Aislar estas secciones y abastecerlas con generación fotovoltaica puede ayudar a reducir la factura.

Otra opción se centraría en la integración de la micro-red en varios de los edificios. Dado que el principal problema es el espacio para la colocación de componentes y de la instalación fotovoltaica si se considerasen los dos edificios juntos (ICAI e ICADE) se podría aprovechar la escalabilidad de los módulos para instalar una potencia mayor. Esta solución es la más compleja de todas pues implicaría un estudio más a fondo de la legislación y la compra de la canalización pública que conecta el suministro de ambos edificios. A pesar de ello, es una posibilidad que podría ser estudiada.

Por último, una solución recurrente por empresas que han decidido utilizar las renovables para potenciar el autoconsumo, no parte de utilizar grandes instalaciones de generación, sino de reducir el consumo por medio de distintas técnicas: aprovechar la luz natural junto con la utilización de bombillas LED regulables, mejorar el aislamiento del edificio, construirlo con una orientación idónea para la colocación de módulos fotovoltaicos, etc.

CAPÍTULO 6: REFERENCIAS **BIBLIOGRÁFICAS**



CAPÍTULO 6: REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Martí Perez I. Análisis de la situación actual y perspectivas de las energías renovables, Jornada Fenacore 2012, CENER
- [2] Paterson M. Future Grid Forum. CSIRO Energy Flagship. <http://www.csiro.au>
- [3] Parise G; Martirano, L; Parise, L. Eco Design of Ever Net-Load Microgrids, 2012. ISBN 0197-2618
- [4] Hatziargyriou N; European Perspective on Microgrid Resilience, 2015, IEEE
- [5] Tolón Martín T.I., Operación y gestión de microrredes energéticas urbanas en un entorno de sostenibilidad energética y ambiental, Universidad Politécnica de Cataluña. Junio 2013
- [6] Introducción a la generación distribuida. Presentación Escuela ENDESA. <http://www.escuelaendesa.com/>
- [7] Microgrids and distributed energy resource management software. Saviva Research Review. April 2013
- [8] Micro-redes: Una vieja idea con potencial. Documento Oficial S&C Electric Company. Marzo 2013
- [9] Mejores prácticas para el autoconsumo de energías renovables. Comisaría europea de Unión Energética. Julio 2015
- [10] Mendoza Araya P. A, Caminando hacia redes inteligentes y sustentables. Revista Electroindustria. Agosto 2015
- [11] Villafáfila Robles, R. Microrredes: Sistema energético futuro. CITCEA-UPC tekno CEA. Jornada monográfica sobre Smart Grids. Mayo 2013.
- [12] Technology innovation prospectus. Electric Power Research Institute. 2014.
- [13] Barreras F., Lozano A. Hidrógeno. Pilas de combustible tipo PEM. LITEC. CSIC Universidad de Zaragoza. 2012
- [14] Alaminos J., Alcor E., Asensio M.; Estudio sobre las micro-redes y su aplicación a proyectos de electrificación de zonas rurales aisladas. Energía sin fronteras. Agosto 2014
- [15] Capehart Barney L.; Microturbines. College of Engineering. University of Florida. Whole Building Design Guide a program of the National Institute of Building Science. [Online] Abril 2014
- [16] Sabihddin S., Kiprakis A., Mueller M.; A Numerical and Graphical review of Energy Storage Technologies. Energies ISSN 1996-1073. S8, páginas 172-216. 2015
- [17] International Electrotechnical Commission (IEC) Electrical energy storage. White paper. 2011

- [18] Luo X., Wang J., Dooner M., Clarke J.; Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. Elsevier. Septiembre de 2014
- [19] Energy Storage Association. <http://energystorage.org/> [Online 2016]
- [20] Clemente Jul, C.; Montes Ponce de León M., Fúnez Guerra, C.; Comparación de tecnologías de almacenamiento energético provenientes de energías renovables. Anales de la Real Academia de Doctores de España, Vol 16, nº1 2012
- [21] Asociación Española de Biogás <http://www.aebig.org/> [Online 2016]
- [22] Informe eléctrico de la Asociación Española de la Industria Eléctrica (Unesa) 2014
- [23] Montes, E.; El sector eléctrico español y las consecuencias de la reforma. Presentación. Universidad Francisco de Vitoria. Unesa. Abril 2014
- [24] Lorient, H; Usos residenciales de la energía solar fotovoltaica en el marco legislativo actual. Presentación Cenifer. FENERCOM. Junio 2016.
- [25] Real decreto 900/2015, 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. BOE nº243 Sec 1. Pág 94874
- [26] Maitra A., Rogers L., Olearczyk M. Program on Technology Innovation: Microgrid Implementation: Literature Review. Electrical Power Research Institute (EPRI) Enero 2016
- [27] Borhanazad H., Mekhilef S., Ganapathy G. V., Modiri-Delshad M., Mirtaheeri A., Optimization of micro-grid using MOPSO. Renewable Energy Elsevier 2014.
- [28] Hueichapan D., Cárdenas Dobson R., Espina E., Hernández Aracena R. Diseño de micro-redes para Comunidades Mapuche. Universidad de Chile. Octubre 2015
- [29] Phrakonkham S., Le Chenadec J., Demba D., Remy G., Marchand C., Reviews on microgrid configuration and dedicated hybrid system optimization software tools: application to Laos. Engineering Journal Vol 14, issue 3. July 2010
- [30] Observatorio Industrial del Sector de la Electrónica, Tecnologías de la Información y Telecomunicaciones. Smart grids y la evolución de la red eléctrica. Mayo 2011 <http://www.minetur.gob.es/>
- [31] Chinarro D. Estudio de la viabilidad para implementar energías renovables a través de micro-redes en pueblos del Pirineo. Escuela Politécnica Superior de la Universidad de San Jorge. RURALGRID. Noviembre 2013
- [32] Ponencias de las IV Jornadas Provinciales sobre Sostenibilidad Local. Rambla del Agua, Valle del Zalabí. Agencia Provincial de la Energía. Julio 2012
- [33] Bose S., Russell M., Smart Micro-Grid Energy Management and Volt Var Controls. General Electric & MAGTFTC MCAGCC PWD Twenty-Nine Palms. ESTCP Julio 2012

- [34] Innovus Power. Case Studies of Microgrids. <http://www.innovus-power.com> [Online 2016]
- [35] Louie, H.; Daenhauer, P.; Wilson, M.; MUTALE, J., “Eternal light: Ingredients for sustainable off-grid energy development”, Power and Energy Magazine IEEE, vol. 12, no. 4, pp. 70, 78, July-Aug 2014
- [36] Microgridknowledge website <https://microgridknowledge.com> [Online 2016]
- [37] Off grid world website <https://offgridworld.com> [Online 2016]
- [38] Shelbe, G., “Off the grid! Off the grid!: Last One Off Pays Stranded Costs! [In my view]”, Power and Energy Magazine, IEEE, vol. 11, no. 1, pp. 88, 88, Jan.-Feb, 2013.
- [39] Rocky Mountain Institute website <http://www.rmi.org/> [Online 2016]
- [40] Sistema europeo de negociación de CO₂ <http://www.sendeco2.com/> [Online] Agosto 2016
- [41] HOMER (The Hybrid Optimization Model for Electric Renewables) <http://www.homerenergy.com> [Online 2016]
- [42] Kohlenbach, P. Solartechnik Anwendung und Simulation. Apuntes de la asignatura. Beuth Hochschule für Technik Berlin
- [43] Vacon 800 Solar disponible en <http://www.vacon.com/> [Online 2016]
- [44] Doosan Fuel Cell Model 400 disponible en <http://www.doosanfuelcell.com> [Online 2016]
- [45] Capstone Microturbine C200 disponible <http://www.capstoneturbine.com/> [Online 2016]
- [46] Luxen Solar LNSF 305P disponible en <http://www.luxensolar.com> [Online 2016]
- [47] Iberdrola. Tríptico de tarifas. Precios regulados 2015 Electricidad y Gas.
- [48] Operador del mercado Ibérico de la energía <http://www.omie.es/> [Online 2016]
- [49] Catálogo OTIS Gen 2. Tabla de consumos orientativa. Página 11
- [50] Catálogo PORTIS. Puertas correderas cristal DIVA
- [51] Anexo II. Evaluación de demanda energética. Estudio de evaluación conjunta de impacto ambiental de la revisión de las N.S.P.M. de Lemoa. Auma. Enero de 2005.
- [52] Guía sobre gestión de la demanda energética del edificio. FENERCOM 2014
- [53] PV*SOL Premium. Valentin Software <http://www.valentin-software.com> [Online 2016]

CAPÍTULO 7: ANEXOS



CAPÍTULO 7: ANEXOS

En este capítulo están recogidos los cuatro anexos a los que se ha hecho mención a lo largo del presente documento.

El primero de los anexos recoge la metodología seguida para la estimación de la carga. La descripción de la metodología es completada por las gráficas de los perfiles horarios y tablas que recogen el inventario de los aparatos eléctricos (y su consumo) que constituyen la carga eléctrica del edificio. Por último, también se recoge el consumo de gas de la caldera utilizado para el ACS (Agua Caliente Sanitaria), y para la calefacción de los espacios.

El segundo anexo introduce el software PV*SOL® Premium que ha sido utilizado para calcular el número y la distribución de los módulos de la instalación fotovoltaica.

El tercer anexo muestra el presupuesto de elaboración del proyecto.

Por último, se recogen las hojas de características de los componentes que han sido utilizados para diseñar la micro-red.

ANEXO 1: CARACTERIZACIÓN DE LA CARGA

Tal y como se ha presentado a lo largo del documento, la carga a la que debe abastecer la microrred se trata de la escuela de ingeniería de una universidad en el centro de Madrid.

A continuación, se presentará, en primer lugar, el inventario y la estimación del perfil horario de la carga eléctrica. La estimación de los perfiles horarios se ha realizado por partes, agrupando aquellas instalaciones o salas cuyo perfil horario es similar o idéntico. Los grupos que se han tenido en cuenta para estimar la carga eléctrica son los siguientes:

- Aulas
- Despachos
- Zonas de tránsito
- Aseos
- Salas de estudio/Bibliotecas
- Ascensores y puertas automáticas
- Laboratorios
- Cafetería y reprografía
- Refrigeración

En segundo lugar, a partir de los datos de la caldera se ha realizado la estimación del perfil horario de la carga térmica.

Para simplificar la estimación se ha considerado un consumo idéntico para todos los días laborables y otro consumo diferente para los fines de semana. La diferencia estacional en el perfil eléctrico está marcada por la refrigeración del edificio.

A1.1. Aulas

La instalación dispone de aulas en la 1ª, 3ª y la 4ª planta. En este grupo se incluyen únicamente las aulas normales en las que se imparten las clases (aulas con un ordenador y un proyector). La siguiente tabla recoge el total de los aparatos eléctricos y su consumo.

<i>Componente</i>	<i>Número</i>	<i>Consumo (W)</i>	<i>Total (W)</i>
<i>Tubo fluorescente</i>	1.170	28	32.760
<i>Proyector HITACHI CP-X3021WN</i>	31	310	9.610
<i>Ordenador genérico</i>	29	200	5.800

Tabla 7.1.1 Consumo eléctrico de las aulas

Para estimar el perfil, se ha considerado que por las mañanas (8:00-14:00) están las aulas completas al 90%. A partir de esa hora se estima que solo el 40% de las aulas

funciona a pleno rendimiento. En este 40% incluimos las clases que se imparten por las tardes más las aulas que queden abiertas y que los alumnos usan para estudiar, hacer trabajos en grupo, etc. También se ha hecho la estimación de que solo el 80% del profesorado hace uso del ordenador y del proyector durante sus clases.

Los fines de semanas las aulas normales están cerradas. Por lo tanto, no hay consumo por parte de la iluminación. Por otro lado, se estima que si los ordenadores y los proyectores son dejados en Stand by el consumo por hora es de 60W en total. Este pequeño consumo residual también existe entre las 21:00 y las 7:00 horas en los días laborables.

El siguiente gráfico recoge el perfil horario resultante:



Diagrama 3: Perfil horario de las Aulas. Fuente: Elaboración propia

A1.2. Despachos

Las oficinas o despachos del profesorado se encuentran repartidos a lo largo de las cinco plantas principales. El inventario de elementos que se han tenido en cuenta para calcular el consumo se presenta a continuación.

<i>Componente</i>	<i>Número</i>	<i>Consumo (W)</i>	<i>Total por componente (W)</i>
<i>Tubo fluorescente</i>	180	28	5.040
<i>Bombillas BC</i>	764	26	19.864
<i>Ordenador genérico</i>	93	200	18.600
<i>Impresoras</i>	75	7 (21W,72W,150W)	747
<i>Puesto de trabajo</i>	94	150	14.100

Tabla 7.1.2 Consumo eléctrico de los despachos

Se ha considerado en cada despacho un consumo de 7W que correspondería al modo preparado de una impresora pequeña estándar como la que se encuentra en la mayoría de los despachos. También se ha incluido en este apartado de la tabla el consumo

en modo preparado de dos impresoras y una fotocopidora más potentes (21W y 72W para las impresoras grandes y 150W para la fotocopidora).

La última fila de la tabla recoge los 150 W que se han añadido por puesto de trabajo. Este número es necesario considerarlo en caso de que algún profesor decida conectar equipos adicionales como lámparas, ordenadores portátiles, etc.

Para elaborar el perfil de los despachos de la 1ª, 2ª, 3ª y 4ª planta se han planteado dos turnos de profesorado:

- 1) En el primer turno, los profesores llegan a las 8:00h y se van a las 17:00h.
- 2) En el segundo, llegan a las 11:00h y se van a las 20:00h.

La mayoría de los profesores se encuentran en su despacho entre clase y clase. Cuando no lo están se ha estimado que un 60% dejan las luces y los ordenadores encendidos ya que se encuentran cerca o consideran que el tiempo en el que se van a ausentar es corto. Por último, de 20:00 a 22:00h se estima que pueda quedar un 5% de los profesores en los despachos por diversos motivos. A partir de dicha hora no queda ningún profesor en los despachos, se ha atribuido un 0.5% al modo reposo de los distintos aparatos eléctricos. Esto deja 5 franjas horarias con los siguientes factores de carga:

Franja horaria	8:00-11:00h	11:00-17:00h	17:00-20:00h	20:00-22:00h	22:00h-8:00h
Porcentaje de utilización	30%	60%	30%	5%	0.5%
Consumo total (W)	12.628,80	25.257,60	12.628,80	2104,80	210,48

Tabla 7.1.3 Porcentaje de utilización en las distintas franjas horarias de los despachos (1ª-4ª)

Las oficinas de la 5ª planta tienen un patrón diferente por lo que se han considerado aparte. En primer lugar, la iluminación y los equipos están funcionando al 100% desde las 9:00h hasta las 18:00h. A partir de esa hora se ha estimado que sigue habiendo personal, pero la utilización de la sala se reduce de un 30% a un 5%. De 8:00 a 9:00 también se ha usado un 5%. De 23:00 a 8:00h se estima un 1%. El diagrama 7.1.2 recoge el perfil horario de los despachos. Los fines de semana se ha despreciado el consumo.

Franja horaria	8:00-9:00h	9:00-18:00h	18:00-19:00h	19:00-20:00h	20:00-23:00h	23:00-8:00h
Porcentaje de utilización	5%	100%	30%	20%	10-5%	1%
Consumo total (W)	775,55	15.511	4.653,3	3.102,2	1.551,1	155,11

Tabla 7.1.4 Porcentaje de utilización en las distintas franjas horarias de los despachos (5ª)

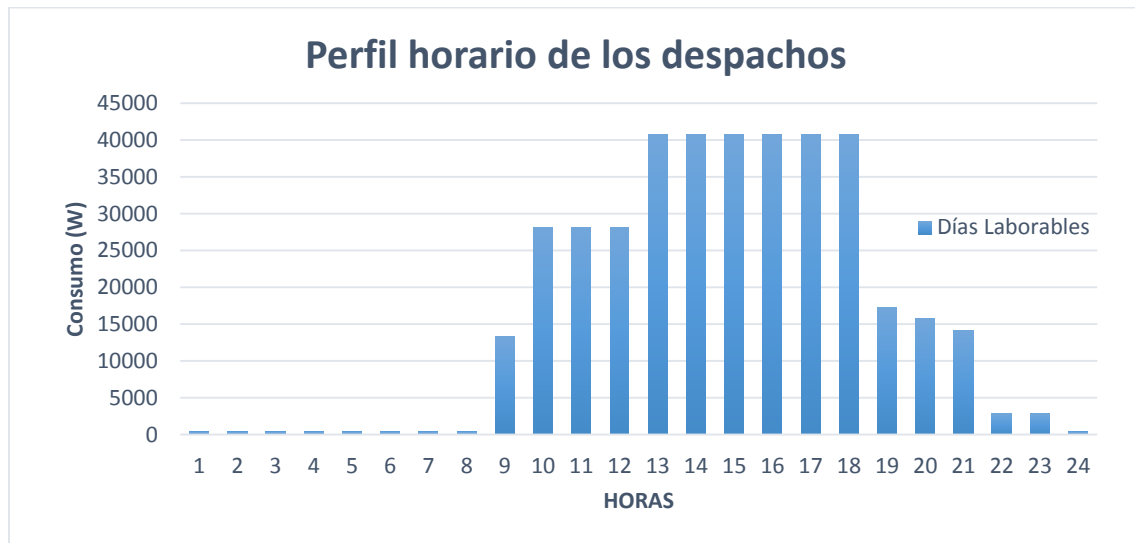


Diagrama 4: Perfil horario de los Despachos. Fuente: Elaboración propia

A1.3. Zonas de tránsito

Bajo el grupo “Zonas de tránsito” se recogen aquellos espacios tales como pasillos, las escaleras, el patio, las dos entradas y las “peceras” (salas situadas en las entradas y donde tiene su base de operaciones el personal de conserjería).

La siguiente tabla recoge el inventario de los consumos eléctricos de estas áreas:

<i>Componente</i>	<i>Número</i>	<i>Consumo (W)</i>	<i>Total por componente (W)</i>
<i>Tubo fluorescente</i>	778	28	21784
<i>Bombillas BC</i>	25	26	650
<i>Iluminación escalera</i>	36	40	1440
<i>Televisores</i>	3	150	450
<i>Iluminación Patio</i>	7	60	420

Tabla 7.1.3 Consumo eléctrico de las zonas de tránsito

Los pasillos permanecen iluminados prácticamente las 24h. Esto se debe a que hay dos turnos de limpieza, uno de ellos nocturno. Se va a considerar que este turno de limpieza solo sucede de lunes a viernes, por lo que los fines de semana se considerará un residual 5% procedente de la iluminación de los pasillos.

Los fines de semana hay que considerar las áreas de tránsito hacia la biblioteca, que supone el rellano de la biblioteca y el 33% de la iluminación total de las escaleras del edificio. Así mismo, solo una de las entradas está en funcionamiento.

La estimación realizada se centra únicamente en la iluminación, a excepción de los tres televisores situados en las entradas. Debido a que este grupo presenta mayor variedad en la morfología de las áreas y a que el consumo es distinto los días laborables de los festivos, las tablas 7.1.4 y 7.1.5 muestran los porcentajes de iluminación de cada una de las áreas que se han considerado en funcionamiento para cada una de las franjas horarias siendo la primera tabla correspondiente a los días laborables y la segunda a los fines de semana.

Por último, estos datos se han ordenado en el siguiente diagrama para poder presentar el perfil horario de este grupo:

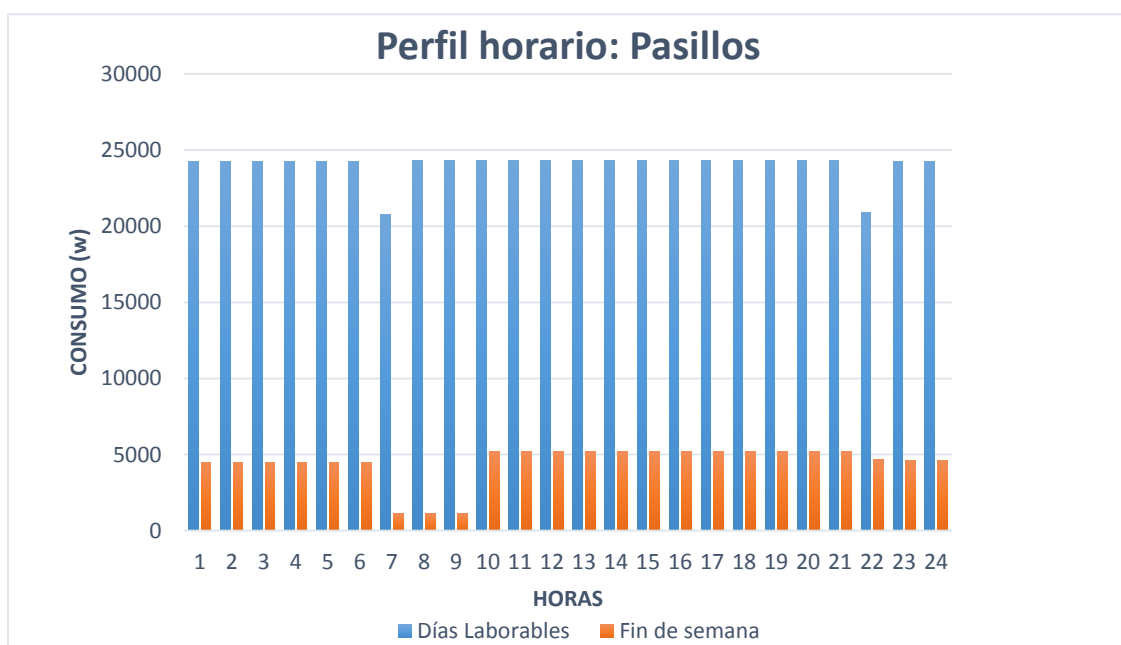


Diagrama 5: Perfil horario de las Zonas de tránsito. Fuente: Elaboración propia

		<i>Franja horaria</i>			
<i>Áreas</i>	<i>Suma iluminación(W)</i>	<i>23:00-7:00h</i>	<i>7:00-8:00h</i>	<i>8:00-22:00h</i>	<i>22:00-23:00h</i>
Entrada 1	2240	100%	100%	100%	100%
Entrada 2	2092	100%	100%	100%	100%
Pasillos 0	3000	100%	100%	100%	100%
Pasillos 1	3672	80%	80%	100%	80%
Pasillos 2	2576	80%	80%	100%	80%
Pasillos 3	2632	80%	80%	100%	80%
Pasillos 4	2632	80%	80%	100%	80%
Pasillos 5	2284	80%	80%	100%	80%
Pasillos 6	1232	80%	80%	100%	80%
Escaleras	1092	100%	100%	100%	100%
Patio	420	100%	0%	20%	100%
Pecera	336	100%	100%	100%	10%
Teles hall	450	0%	0%	100%	0%
Total (W)		21.202,40	20.782,40	24.322,00	20.900,00

Tabla 7.1.4a Porcentaje de utilización para las distintas áreas del grupo pasillos. Días laborables

		<i>Franja horaria</i>			
<i>Áreas</i>	<i>Suma iluminación(W)</i>	<i>23:00-7:00h</i>	<i>7:00-8:00h</i>	<i>8:00-22:00h</i>	<i>22:00-23:00h</i>
Entrada 1	2240	50%	5%	5%	5%
Entrada 2	2092	50%	5%	100%	100%
Pasillos 0	3000	25%	5%	5%	5%
Pasillos 1	3672	5%	5%	50%	25%
Pasillos 2	2576	5%	5%	5%	5%
Pasillos 3	2632	5%	5%	5%	5%
Pasillos 4	2632	5%	5%	5%	5%
Pasillos 5	2284	5%	5%	5%	5%
Pasillos 6	1232	5%	5%	5%	5%
Escaleras	1092	5%	5%	33%	33%
Patio	420	100%	0%	20%	100%
Pecera	336	100%	0%	0%	10%
Teles hall	450	0%	0%	0%	0%
Total (W)		4478,00	1172,60	5202,16	4653,76

Tabla 7.1.4b Porcentaje de utilización para las distintas áreas del grupo pasillos. Fin de semana

A1.4. Aseos

Para la estimación del perfil de los aseos se debe considerar tanto la iluminación como los secadores de manos. El recuento que se ha hecho en los aseos de toda la escuela es el siguiente:

<i>Componente</i>	<i>Número</i>	<i>Consumo (W)</i>	<i>Total por componente (W)</i>
<i>Bombillas BC</i>	748	13	9724
<i>Extractores</i>	24	15	360
<i>Secadores</i>	6	2250	13500

Tabla 7.1.5 Consumo eléctrico de los aseos

La iluminación de los aseos no está permanentemente encendida, sino que es activada por un sensor de movimiento, por tanto, el consumo eléctrico por parte de la iluminación será determinado por el número de personas que haya en el edificio en cada franja horaria. Los porcentajes de la tabla 7.1.6 recogen las estimaciones de la ocupación del edificio, y, por tanto, de la actividad de los sensores de luz

Además de la iluminación, en los aseos se encuentran dos consumos eléctricos adicionales. Para los extractores se ha estimado un consumo continuo de 15W por hora en cada uno de los aseos. La estimación del consumo de los secadores es ligeramente más compleja puesto que los secadores no funcionan en continuo, sino que suponen picos de consumo.

Cada planta (1ª a 4ª) tiene 7 aulas con una media de 40 alumnos en cada una. Si se considera que en los descansos salen al servicio un 40% de los alumnos y que se reparten entre los 4 aseos que hay en cada planta, son 28 personas las que entran al baño por hora.

Solo hay secadores en la mitad de los baños, luego por hora y planta solo usan el secador 58 personas. Si el secador está funcionando durante 10 segundos, el tiempo que está encendido es de 580 segundos, lo que equivale al 16,11% de una hora. Para la planta baja se ha considerado el mismo número.

En la 5ª planta los porcentajes son distintos. Los dos aseos situados junto a la biblioteca no utilizan secadores. Por tanto, en esta planta solo deben considerarse los aseos situados junto a las oficinas. A cada servicio se estima que entran 10 personas, lo que supone un porcentaje final del 2,77%.

		<i>Franja horaria</i>				
<i>Áreas</i>	<i>Suma consumos(W)</i>	<i>22:00-7:00h</i>	<i>7:00-8:00h</i>	<i>8:00-15:00h</i>	<i>15:00-20:00h</i>	<i>20:00-22:00h</i>
Planta Baja	2.240	5%	40%	90%	70%	40%
Planta 1	2.092	0%	40%	90%	70%	40%
Planta 2	3.000	0%	40%	90%	70%	40%
Planta 3	3.672	0%	40%	90%	70%	40%
Planta 4	2.576	0%	40%	90%	70%	40%
Planta 5	2.632	0%	40%	90%	70%	40%
Biblioteca	2.632	0%	40%	90%	70%	40%
Total (W)		49,65	2.921,70	6.573,85	5.170,98	2.921,70

Tabla 7.1.6a Porcentaje de utilización para las distintas áreas del grupo aseos. Días laborables

		<i>Franja horaria</i>	
<i>Áreas</i>	<i>Suma consumos(W)</i>	<i>22:00-10:00h</i>	<i>10:00-22:00h</i>
Planta Baja	2.240	5%	0%
Planta 1	2.092	0%	40%
Planta 2	3.000	0%	10%
Planta 3	3.672	0%	10%
Planta 4	2.576	0%	20%
Planta 5	2.632	0%	0%
Biblioteca	2.632	0%	80%
Total (W)		49,65	1.338,36

Tabla 7.1.6b Porcentaje de utilización para las distintas áreas del grupo aseos. Fin de semana

Como los fines de semana solo están abiertas la biblioteca de la quinta planta y dos salas de ordenadores de la primera planta, el perfil cambia siendo consideradas únicamente dos franjas horarias tal y como muestra la tabla 7.1.7. Estas franjas vienen determinadas por el horario de apertura de los recintos mencionados. Por último, al igual

que en apartados anteriores, a continuación, se muestra el diagrama del perfil horario de los aseos.

Nota: La cifra mostrada en la columna “Suma Consumos” incluye la suma del consumo de la iluminación, los secadores, y el porcentaje de funcionamiento de los secadores de los 4 aseos de cada planta por hora.

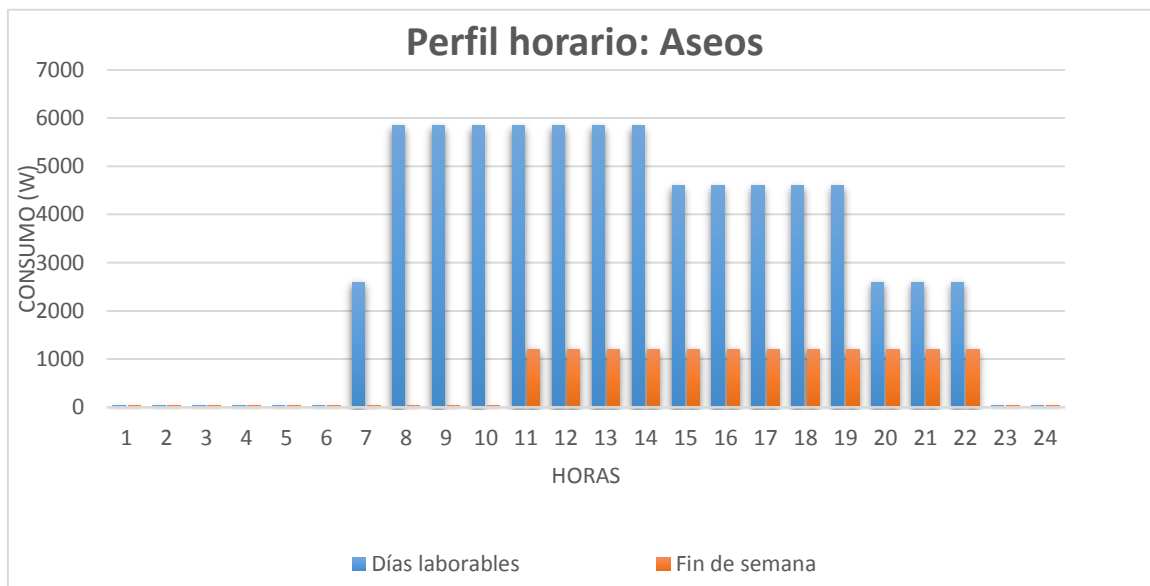


Diagrama 6: Perfil horario de los Aseos. Fuente: Elaboración propia

A1.5. Salas de estudio/Biblioteca

En este apartado se recoge únicamente el funcionamiento de las tres salas principales de estudio: sala de trabajo en grupo, sala de estudio y biblioteca.

Los dos consumos principales que se han considerado en estas salas son los de la iluminación y 150 W adicionales por enchufe para los distintos usos que los estudiantes puedan darle (ordenadores portátiles y otros de equipos electrónicos). Además, en la sala de estudio y en la biblioteca hay oficinas con ordenadores e impresoras que también se han tenido en cuenta.

El recuento total de los consumos de las salas de estudio es el siguiente:

<i>Componente</i>	<i>Número</i>	<i>Consumo (W)</i>	<i>Total por componente (W)</i>
<i>Tubo fluorescente</i>	661	28	18.508,00
<i>Bombillas BC</i>	2	26	19.864,00
<i>Focos</i>	72	28	2.016,00
<i>Puestos de trabajo</i>	94	150	14.100,00

Ordenador genérico	12	200	2.400,00
Impresoras	5	7	35,00

Tabla 7.1.7 Consumo eléctrico de las salas de estudio

Para elaborar el perfil se ha tenido en cuenta únicamente el horario de apertura de dichos recintos. Siendo el consumo fuera de ese horario totalmente nulo. En la práctica, habría que considerar un consumo residual debido a que algunas de las impresoras y de los ordenadores pueden quedar en reposo teniendo un consumo que varía entre 1 y 7 W por unidad. Dado que el número de ordenadores e impresoras es bajo en este grupo, se ha decidido considerarlo un consumo despreciable.

Los horarios de apertura, los cuales se muestran a continuación, no son los mismos para las tres salas y varían entre días laborables y fines de semana, lo que hace que el perfil tenga una forma asimétrica. La iluminación está encendida al 100% en las tres salas durante el horario de apertura, mientras que el uso de los enchufes depende de la afluencia de estudiantes a estos recintos.

En la siguiente tabla, se presentan los horarios de apertura junto con los porcentajes de carga para cada franja horaria:

Franja horaria	8:00-10:00h	10:00-12:00h	12:00-14:00h	15:00-20:00h	20:00-21:00h	21:00-22:00h
PC Iluminación sala de trabajo en grupo	100%	100%	100%	100%	100%	100%
PC Tomas de corriente sala de trabajo en grupo	40%	60%	80%	90%	30%	30%
PC Iluminación biblioteca	100%	100%	100%	100%	100%	0%
PC Tomas de corriente biblioteca	40%	70%	90%	90%	30%	0%
PC Iluminación Sala de estudio	100%	100%	100%	100%	100%	0%

Tabla 7.1.8 Porcentaje de utilización en las distintas franjas horarias de las salas de estudio.
Días laborables

Durante los fines de semana, solo está abierta la biblioteca de la quinta planta con un horario distinto al de los días laborables. Este horario implica un funcionamiento de la biblioteca de 12 horas los sábados y domingos. Durante este intervalo la iluminación funciona al 100%. El uso de las tomas de corriente varía según la proximidad de los períodos de exámenes. Como se mencionó al comienzo de este anexo, a excepción de la refrigeración, la estimación de la carga eléctrica se está realizando para un mes genérico, luego se considerarán unos porcentajes de carga medios para la siguiente tabla.

<i>Franja horaria</i>	10:00-12:00h	12:00-19:00h	19:00-22:00h
<i>PC Iluminación de la biblioteca</i>	100%	100%	100%
<i>PC Tomas de corriente de la biblioteca</i>	60%	80%	30%

Tabla 7.1.9 Porcentaje de utilización en la biblioteca. Fin de semana

Como en apartados anteriores, se muestra a continuación el perfil horario de este grupo de salas.

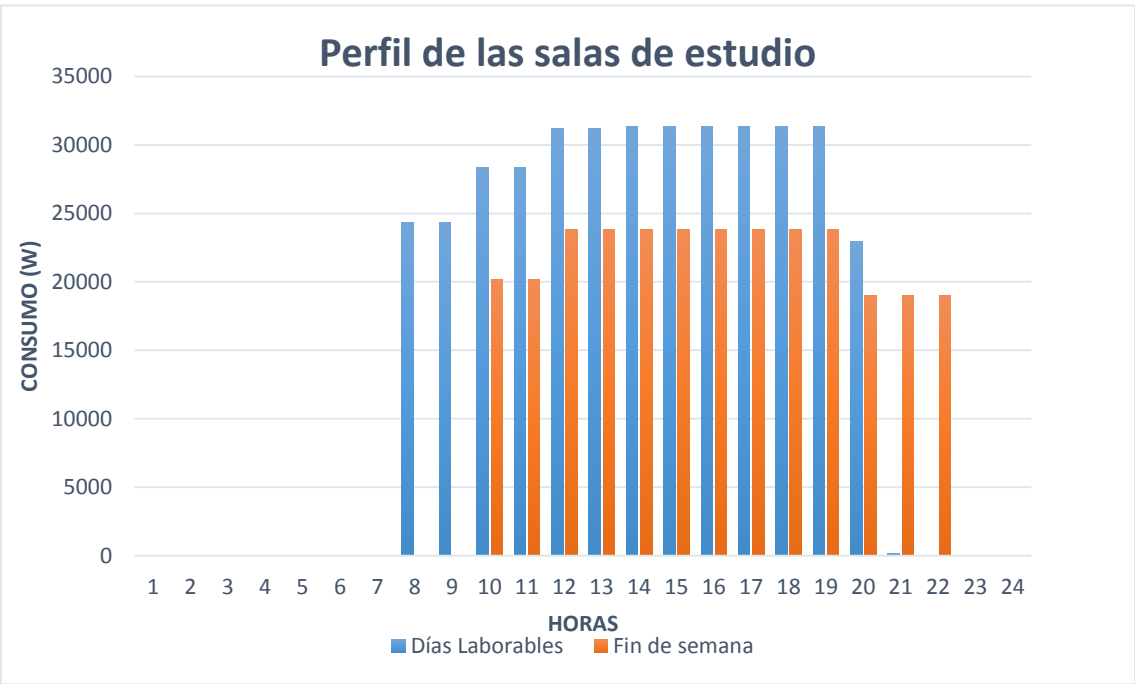


Diagrama 7: Perfil horario de las Salas de estudio. Fuente: Elaboración propia

A1.6. Ascensores/Puertas automáticas

La escuela tiene un total de 6 ascensores de la marca OTIS. (Cinco con capacidad para 8 personas y uno para 6). Según el catálogo de esta marca, un ascensor del modelo OTIS 450, tiene capacidad para 6 personas y consume una potencia de 16 kW. Un ascensor OTIS 630 tiene capacidad para 8 personas y consume una potencia de 20,5kW.^[49]

El perfil horario de los ascensores se ha estimado de acuerdo con las siguientes consideraciones:

- El ascensor de la entrada principal y los dos situados junto a la capilla, tienen un uso continuado durante la semana. Especialmente entre las 8:00 y las 16:00
- Los de la entrada secundaria se usan tanto durante la semana como los fines de semana desde que la biblioteca está abierta hasta que cierra por la noche.
- El existe un ascensor que sube de la 2ª a la 5ª planta. Dicho ascensor se usa sobre todo entre semana, pero no tan a menudo como los anteriores puesto que no está en una zona muy transitada de la escuela.

Cada viaje supone una potencia máxima de 20,5kW. La luz en cabina tiene un consumo de 100W a la hora. Se ha calculado que en la biblioteca caben aproximadamente 500 personas, de las cuales suben a pie el 30%. Lo que nos deja 350 personas a la hora, dividiendo entre 8 personas son 44 viajes a la hora. Por último, hay que considerar el tiempo medio que dura un ascenso. Considerando que la velocidad del ascensor es de 0,7m/s, y una altura de tres metros por planta, cada viaje a la biblioteca significa 15 metros de ascenso en 21,42 segundos por viaje. A la hora multiplicando por los 44 viajes estimados hacen un total de 942.857 segundos (15,71 min), que es el 26.2 % de una hora. Se concluye, por tanto, que el consumo de un ascensor por hora es de 4,2 kW. Para simplificar, se ha aplicado este porcentaje a todos los ascensores. En la franja horaria de 21:00-22:00 se ha reducido el porcentaje en un 60% pues el número de personas que quedan en la escuela a esa hora es bastante bajo.

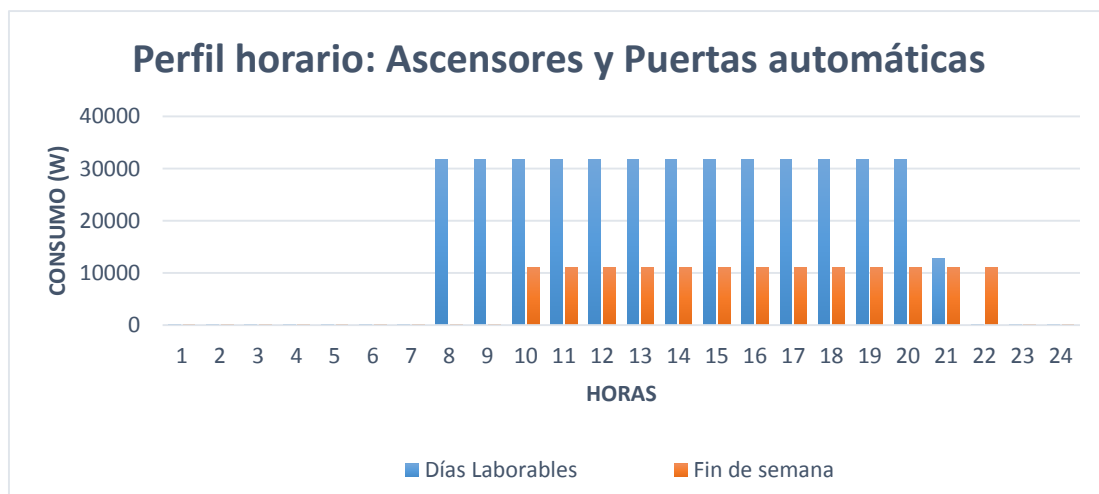


Diagrama 8: Perfil horario de los Ascensores y las puertas automáticas

Los fines de semana se debe tener en cuenta que solo dos de los 6 ascensores están en funcionamiento, por lo que el perfil es nuevamente distinto y con un consumo inferior que el de los días laborables.

Por último, las puertas automáticas también se han integrado en este perfil horario. Por simplicidad, se han usado los datos del fabricante, el cual especifica que la potencia media absorbida es de 40W por hora. La escuela posee dos puertas automáticas que funcionan entre las 8:00-22:00 los días laborables, y entre las 10:00-22:00 los fines de semana. ^[50]

A1.7. Laboratorios

Los laboratorios suponen la parte más compleja de la estimación ya que son un grupo muy variado de salas, con horarios de funcionamiento complejos y con equipos que consumen una gran cantidad de potencia durante intervalos cortos de tiempo y aleatorios.

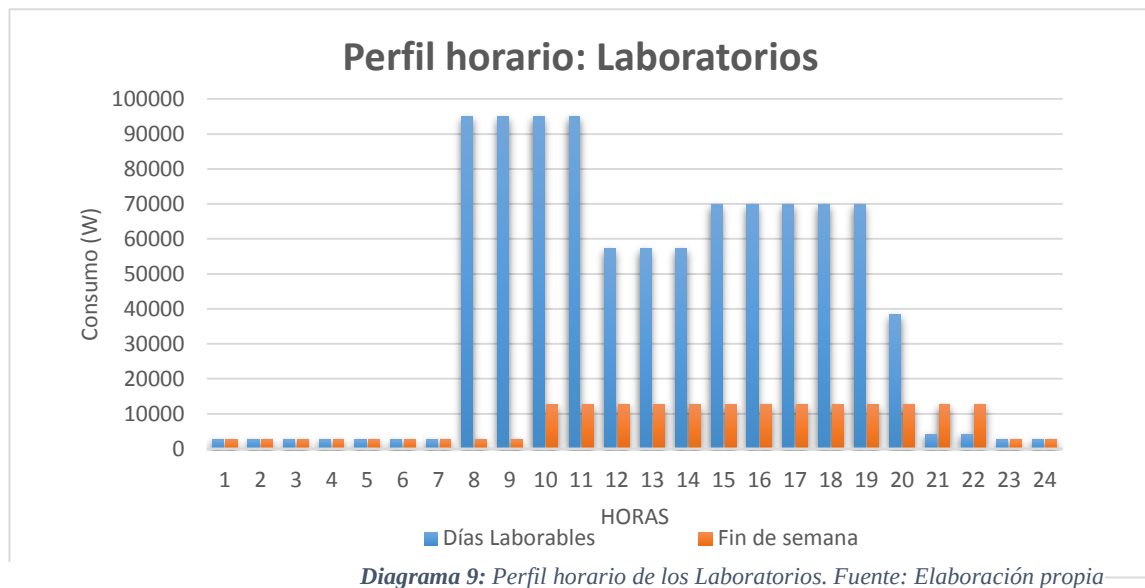
Por tanto, se ha estimado con mayor profundidad las salas de ordenadores debido a que tienen un funcionamiento significativamente regular. El resto de laboratorios han sido incluidos únicamente en la iluminación y elementos como ordenadores, proyectores, neveras, etc. que tengan un consumo continuo.

La tabla 7.1.11 muestra la recopilación de todos los consumos eléctricos de los laboratorios que han sido considerados.

<i>Componente</i>	<i>Número</i>	<i>Consumo (W)</i>	<i>Total por componente (W)</i>
<i>Tubo fluorescente</i>	968	28	27.104
<i>Ordenador genérico</i>	307	200	61.400
<i>Impresora</i>	4	7	28
<i>Proyector</i>	16	310	4960
<i>Nevera</i>	4	30	120
<i>Congelador</i>	1	60	60
<i>Orbital Shaker</i>	1	160	160
<i>Incubator</i>			
<i>Televisor</i>	1	7	150

Tabla 7.1.10 Consumo eléctrico de los laboratorios

Se ha estimado que el porcentaje de utilización de las salas de ordenadores es de un 90% de 8:00-12:00h, 30% de 12:00-15:00h y, finalmente, de 15:00-20:00h es del 50%. Los fines de semanas solo están abiertas dos salas de ordenadores con un total de 70 ordenadores en funcionamiento entre las 10 de la mañana y las 22:00h.



El resto de laboratorios se han añadido al perfil por medio de bloques. En primer lugar, se han introducido aquellas cargas que están funcionando durante las 24 horas del día. Como pueden ser los armarios frigoríficos, el orbital shaker incubador, etc. Posteriormente, se han introducido aquellos consumos continuos de 8:00 a 21:00h relacionados con el funcionamiento ordinario de los laboratorios en lo referente al uso de iluminación, ordenadores y proyectores.

En este apartado, es muy importante resaltar que el consumo principal de los laboratorios es muy distinto puesto que la tecnología usada consume una gran cantidad de energía durante breves periodos de tiempo y de forma aleatoria (según las clases programadas, investigaciones particulares del profesorado, etc.) Dada la complejidad del cálculo y la imposibilidad de obtener los datos necesarios para conocer este consumo, no se ha incluido en la estimación. Sin embargo, debe tenerse presente que, para obtener un diseño completamente válido, deberían conocerse los picos de demanda originados por los laboratorios.

A1.8. Cafetería y reprografía

Para elaborar el perfil eléctrico horario de la cafetería se han tenido en cuenta qué electrodomésticos están funcionando y durante qué intervalo de tiempo. En este caso, la tabla 7.1.12 muestra tanto los distintos electrodomésticos, su consumo, y el intervalo de tiempo en el que son utilizados.

<i>Componente</i>	<i>Número</i>	<i>Consumo (W)</i>	<i>Total por componente (W)</i>	<i>Franja horaria</i>
<i>Tubo fluorescente</i>	8	28	224	7:00-21:00
<i>Bombilla Bajo consumo</i>	71	26	1.846	7:00-21:00
<i>Ordenador genérico</i>	2	200	400	7:00-21:00
<i>Armarios frigoríficos</i>	2	620	1.240	24h
<i>Máquinas expendedoras</i>	5	630	4960	24h
<i>Cafetera industrial</i>	1	2600	2600	7:00-18:00
<i>Pela-patatas industrial mediano</i>	1	750	750	11:00-13:00
<i>Freidora “Jenny”</i>	2	2200	440	11:00-13:00
<i>Baño María</i>	1	1200	1200	11:00-16:00
<i>Horno de convección</i>	1	3120	3120	11:00-15:00
<i>Lavavajillas</i>	1	6000	6000	11:00-16:00

Tabla 7.1.11 Consumo eléctrico de la cafetería

Nota: Es posible que los electrodomésticos recogidos en la tabla también sean usados fuera de las franjas horarias mencionadas. Sin embargo, estas franjas horarias se han usado de forma orientativa para mostrar el tiempo total de funcionamiento al día de estos elementos. La cafetera es el único elemento al que se le ha aplicado toda la franja horaria real de funcionamiento. No obstante, para la estimación del perfil se ha tenido en cuenta que cada hora la cafetera funciona durante el 40% de la misma.

Por último, respecto a la sala de reprografía, se ha considerado que todos los elementos funcionan el 70% del tiempo a excepción de la iluminación, que es del 100% durante las horas de apertura (9:00-20:00) solo en días laborables.

Los elementos con los que cuenta la reprografía de la escuela se muestran en la siguiente tabla:

<i>Componente</i>	<i>Número</i>	<i>Consumo (W)</i>	<i>Total por componente (W)</i>
<i>Tubo fluorescente</i>	12	28	336
<i>Ordenador genérico</i>	2	200	400
<i>Impresora</i>	2	600	1200
<i>Fotocopiadora</i>	4	1000	4000

Tabla 7.1.12 Consumo eléctrico de la reprografía

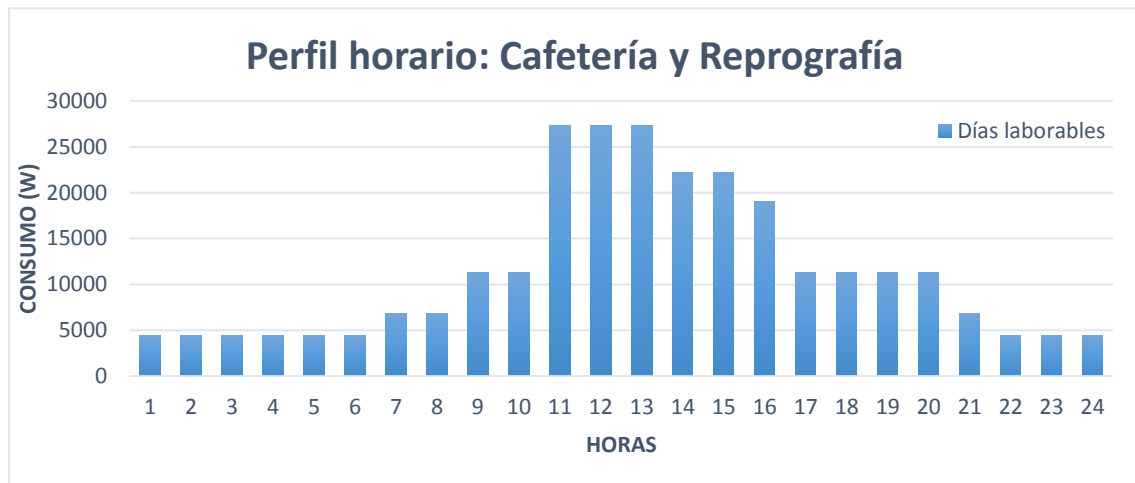


Diagrama 10: Perfil horario de la Cafetería y Reprografía. Fuente: Elaboración Propia

A1.9. Refrigeración

Aunque la refrigeración de un edificio forma parte de la carga térmica, el sistema refrigerador con el que cuenta las instalaciones en consideración, es un sistema eléctrico. Por ello, se va a incluir el perfil horario de refrigeración dentro del perfil horario eléctrico total, haciendo posible la diferenciación del perfil para los distintos meses del año.

La demanda energética del edificio destinada a refrigeración ha sido calculada a partir de la superficie útil de la escuela. En el caso de estudio, esta superficie útil es de 12.103,11 m². Se ha considerado la escuela como una zona comercial con una demanda térmica de 82kWh/m²a.

La refrigeración solo va a ser considerada entre los meses de abril y septiembre. Abril y septiembre son meses de cambio estacional, ya que en este mes sigue habiendo consumo por calefacción. Agosto será considerado también un mes de cambio estacional ya que la escuela está abierta únicamente los últimos 12 días del mes.

Tabla 2.2 Factores de potencia y demanda térmica para calefacción			
Sector	Factor de potencia	Factor de demanda	Factor de simultaneidad
Residencial	110 W/m ²	31,3 KWh/m ² ·a	0,75
Comercial	100 W/m ²	60 KWh/m ² ·a	0,995
Industrial	110 W/m ²	55 KWh/m ² ·a	0,8

Tabla 2.3 Factores de potencia y demanda térmica para refrigeración			
Sector	Factor de potencia	Factor de demanda	Factor de simultaneidad
Residencial	116 W/m ²	10 KWh/m ² ·a	0,4
Comercial	110 W/m ²	82 KWh/m ² ·a	0,987
Industrial	95 W/m ²	100 KWh/m ² ·a	0,85

Ilustración 8: Factores de potencia y demanda térmica para el cálculo de la demanda por refrigeración.
Fuente [51]

El procedimiento que se ha seguido para calcular el perfil horario de la refrigeración es el siguiente:

- En primer lugar se ha calculado la media mensual:

$$82/12 = 6,833 \text{ kWh/m}^2\text{mes}$$

- A continuación, se ha multiplicado por la superficie útil de la escuela:

$$6,833 \cdot 12.103,11 = 82.704,59 \text{ kWh/mes}$$

- Tal y como se ha mencionado antes, existe una diferencia entre los meses de abril, septiembre y agosto, y los de mayo, junio y julio. Para diferenciarlos se ha constituido el siguiente sistema de ecuaciones lineales, donde X_{ver} representa los meses de mayo, junio y julio, y X_{prim} representa los meses de abril, agosto y septiembre. Se ha puesto como condición que $X_{\text{ver}} = 2X_{\text{prim}}$ ya que en los meses denominados como meses de cambio estacional, solo está encendida la refrigeración alrededor del 50% del mes.

$$82.704,585 = \frac{3X_{\text{ver}} + 3X_{\text{prim}}}{6}$$

- Con estas condiciones, se obtiene que la energía media consumida en los meses de cambio estacional es de 55.136,39 kWh/mes y de 110.272,78 kWh/mes en los meses de verano.

Por último, se debe diferenciar también entre los días laborables y los fines de semana. Durante los fines de semana solo el 10% de las instalaciones están en funcionamiento, luego: $X_{\text{FS}} = 0,1 \cdot X_{\text{LV}}$

Días laborables		Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre
	KWh/ mes	74222,06	148444,13	148444,13	148444,13	74222,06	74222,06
Hora	kWh/d	2474,07	4948,14	4948,14	4948,14	2474,07	2474,07
	kWhpromedio	103,09	206,17	206,17	206,17	103,09	103,09
0	5%	5,15	10,31	10,31	10,31	5,15	5,15
1	5%	5,15	10,31	10,31	10,31	5,15	5,15
2	5%	5,15	10,31	10,31	10,31	5,15	5,15
3	5%	5,15	10,31	10,31	10,31	5,15	5,15
4	5%	5,15	10,31	10,31	10,31	5,15	5,15
5	5%	5,15	10,31	10,31	10,31	5,15	5,15
6	5%	5,15	10,31	10,31	10,31	5,15	5,15
7	155%	159,78	319,57	319,57	319,57	159,78	159,78
8	185%	190,71	381,42	381,42	381,42	190,71	190,71
9	185%	190,71	381,42	381,42	381,42	190,71	190,71
10	195%	201,02	402,04	402,04	402,04	201,02	201,02
11	211%	217,51	435,02	435,02	435,02	217,51	217,51
12	211%	217,51	435,02	435,02	435,02	217,51	217,51
13	211%	217,51	435,02	435,02	435,02	217,51	217,51
14	211%	217,51	435,02	435,02	435,02	217,51	217,51
15	211%	217,51	435,02	435,02	435,02	217,51	217,51
16	180%	185,56	371,11	371,11	371,11	185,56	185,56
17	150%	154,63	309,26	309,26	309,26	154,63	154,63
18	110%	113,39	226,79	226,79	226,79	113,39	113,39
19	60%	61,85	123,70	123,70	123,70	61,85	61,85
20	50%	51,54	103,09	103,09	103,09	51,54	51,54
21	30%	30,93	61,85	61,85	61,85	30,93	30,93
22	5%	5,15	10,31	10,31	10,31	5,15	5,15
23	5%	5,15	10,31	10,31	10,31	5,15	5,15

Tabla 7.1.13 Porcentaje de utilización de la refrigeración para los meses de verano y de cambio estacional.
Días laborables

Finalmente se obtiene que durante los meses de cambio estacional, la energía media consumida durante los días laborables es de 74.222,06 kWh/mes y de 7.422,20 kWh/mes los fines de semana. Para los meses de verano estos resultados son de 148.444,13 kWh/mes para los días laborables y de 14.844,41 para los fines de semana. La tabla 7.1.12 muestra como se ha elaborado el perfil de los días laborables. Los porcentajes se han usado de manera análoga para el perfil de los fines de semana.

A1.10. Perfil horario de la carga eléctrica

Tras una puesta en común de cada uno de los perfiles horarios creados para la carga eléctrica de cada sector, se obtiene el diagrama 12, en el cual están incluidos todos los perfiles horarios exceptuando el de la refrigeración del edificio.

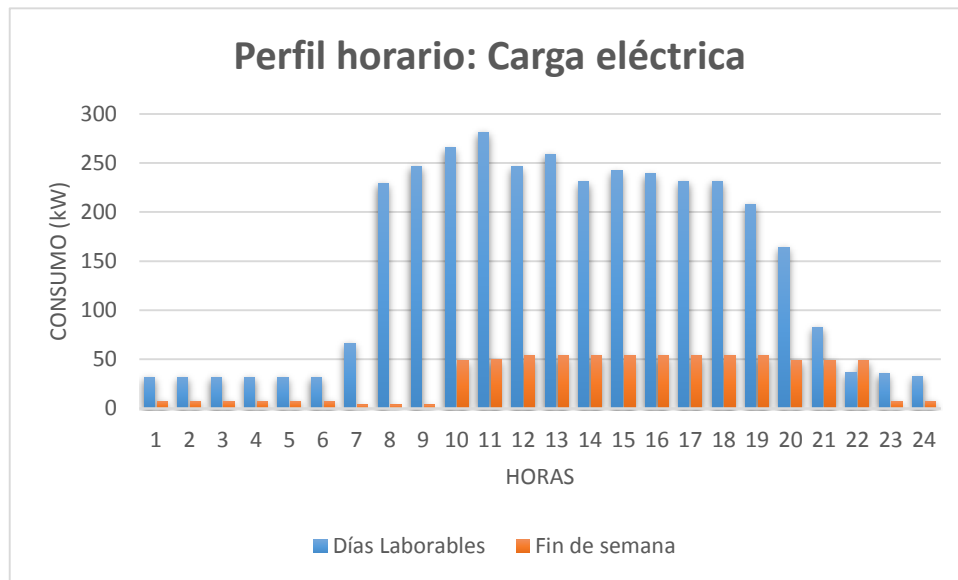


Diagrama 11: Perfil horario de la carga eléctrica. Fuente: Elaboración propia

Los siguientes dos gráficos en tres dimensiones, muestran el perfil horario de la carga eléctrica ampliado a todos los meses del año para los dos tipos de días que se han considerado a la semana: laborables y fin de semana.

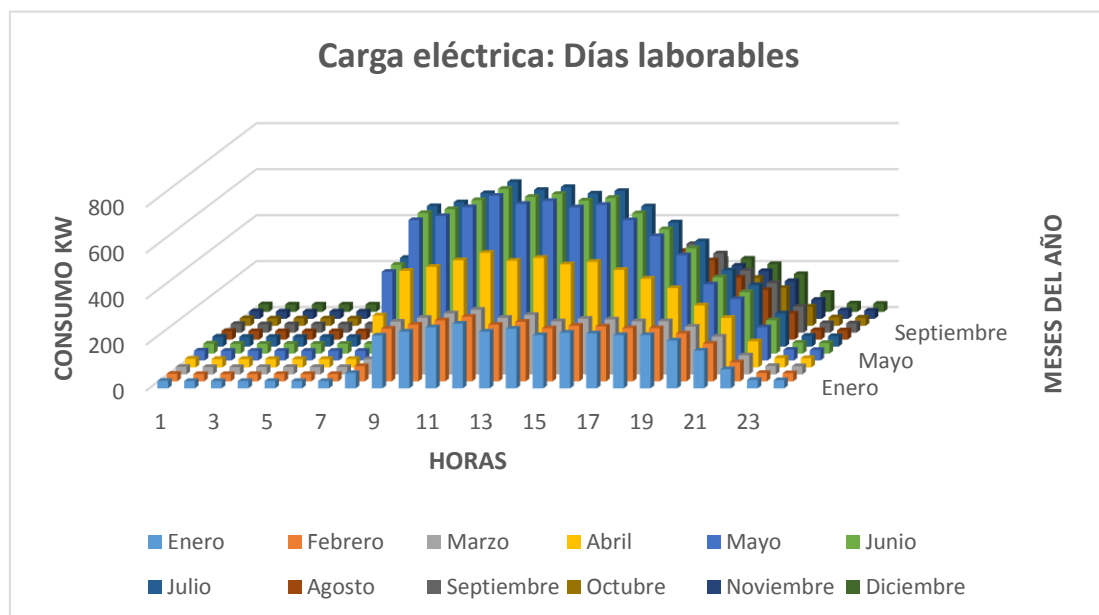


Diagrama 12: Perfil horario completo de la carga eléctrica. Días laborables. Fuente: Elaboración propia

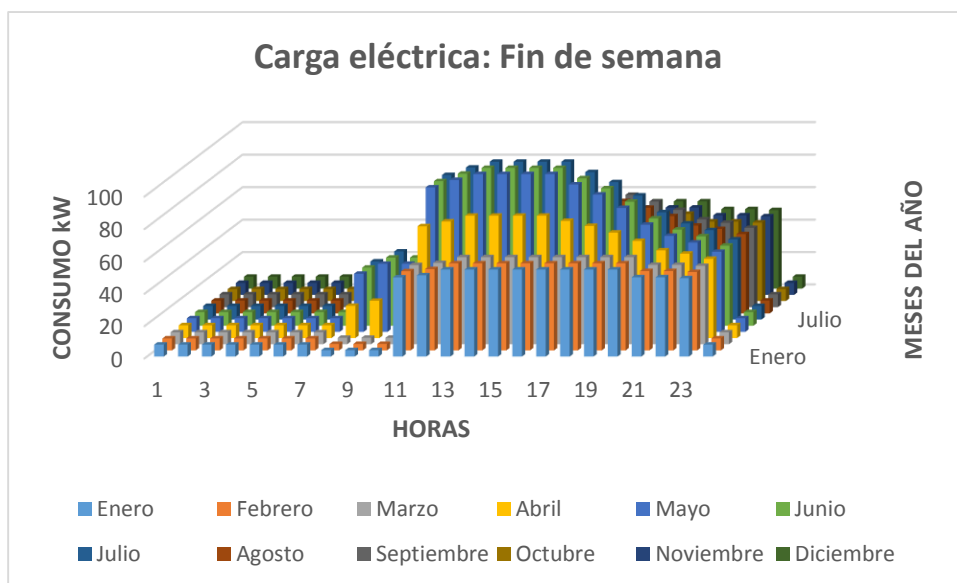


Diagrama 13: Perfil horario de la carga eléctrica completa. Fines de semana. Fuente: Elaboración propia

Por último, se muestra la estimación de MWh/mes. Este último gráfico es particularmente interesante pues permite comparar si la estimación que se ha realizado se ajusta a la realidad. Por motivos de confidencialidad no se pueden publicar en este documento los datos que sirven para la comparación. El resultado de la comparación tiene un consumo de energía promedio de 121,6 MWh/mes, siendo entre un 1,17% y un 8,23% inferior del consumo de energía promedio recogido en los datos. Este porcentaje puede atribuirse a las cargas pico de los laboratorios que han sido ignoradas para la simplificación del modelo.

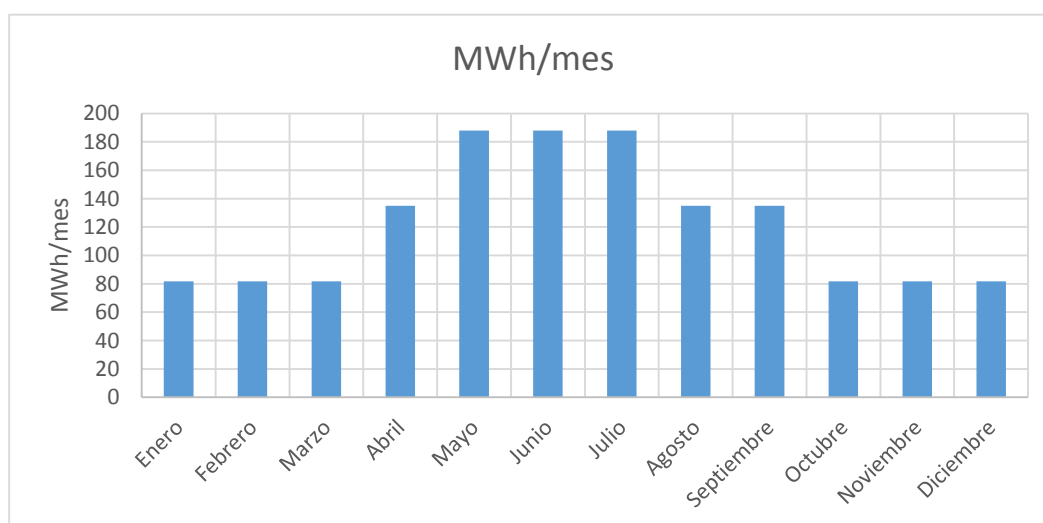


Diagrama 14: Demanda mensual promedio. Fuente: Elaboración propia

A1.11. Carga térmica. Calefacción y ACS

La elaboración del perfil horario de la carga térmica, compuesta principalmente por la calefacción del edificio y el consumo de ACS (Agua Caliente Sanitaria), ha sido más sencilla y exacta ya que se dispone de los datos de facturación de la caldera de gas de la escuela.

A partir de estos datos, se ha elaborado un perfil típico compuesto por dos partes fundamentales: el consumo de la cafetería y de los laboratorios, y el resto del edificio. El resto del edificio no tiene consumo térmico entre los meses de mayo y agosto, mientras que en la cafetería y los laboratorios el consumo es constante a lo largo del año, aunque inexistente durante los fines de semana.

A partir del dato de kWh/mes se ha calculado el kW promedio por cada hora (diferente para los días laborables y para los fines de semana) y con él se ha elaborado un perfil típico cuyo consumo medio de las 24h sea el dato de partida.

Dado que los fines de semana solo está abierta el 10% de la escuela, tal y como se ha estimado en apartados anteriores, se deberá ajustar la energía mensual promedio para elaborar dos perfiles distintos, uno para los días laborables y otro para los fines de semana. Estos datos se han calculado con la asunción de que $X_f = 0,1X_d$ y la siguiente fórmula:

$$E\left(\frac{kWh}{mes}\right) = \frac{5 * X_d + 2 * X_f}{7}$$

X_d = Energía promedio para los días laborables

X_f = Energía promedio para los fines de semana

Por motivos de confidencialidad de datos no es posible publicar los consumos de la caldera, por lo que se van a presentar directamente las gráficas de los perfiles horarios obtenidas.

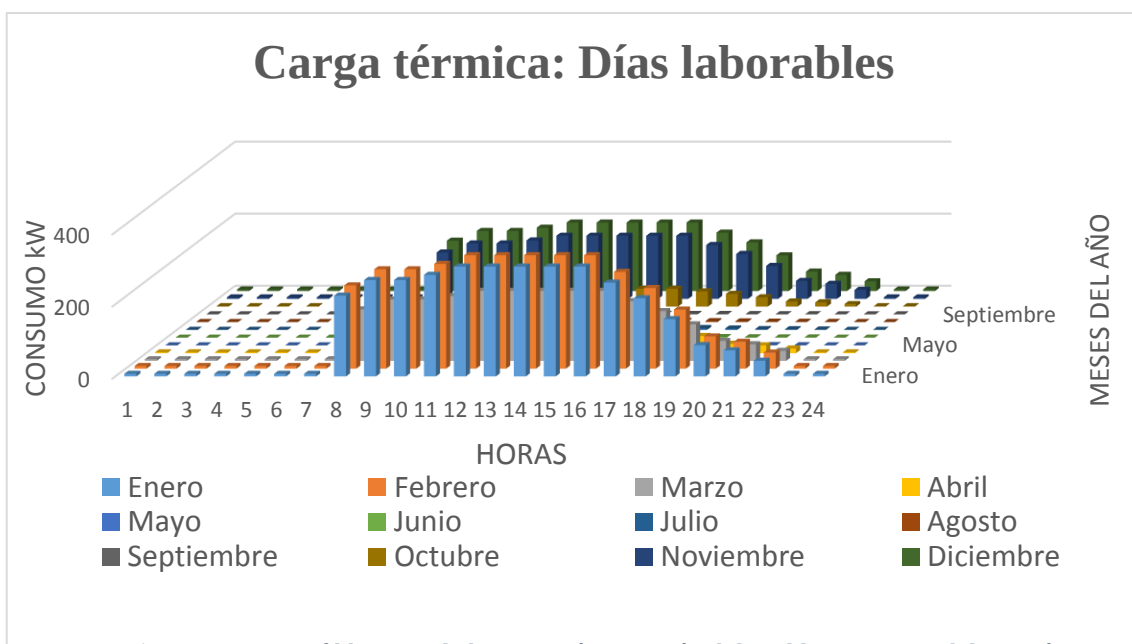


Diagrama 15: Perfil horario de la carga térmica. Días laborables. Fuente: Elaboración propia

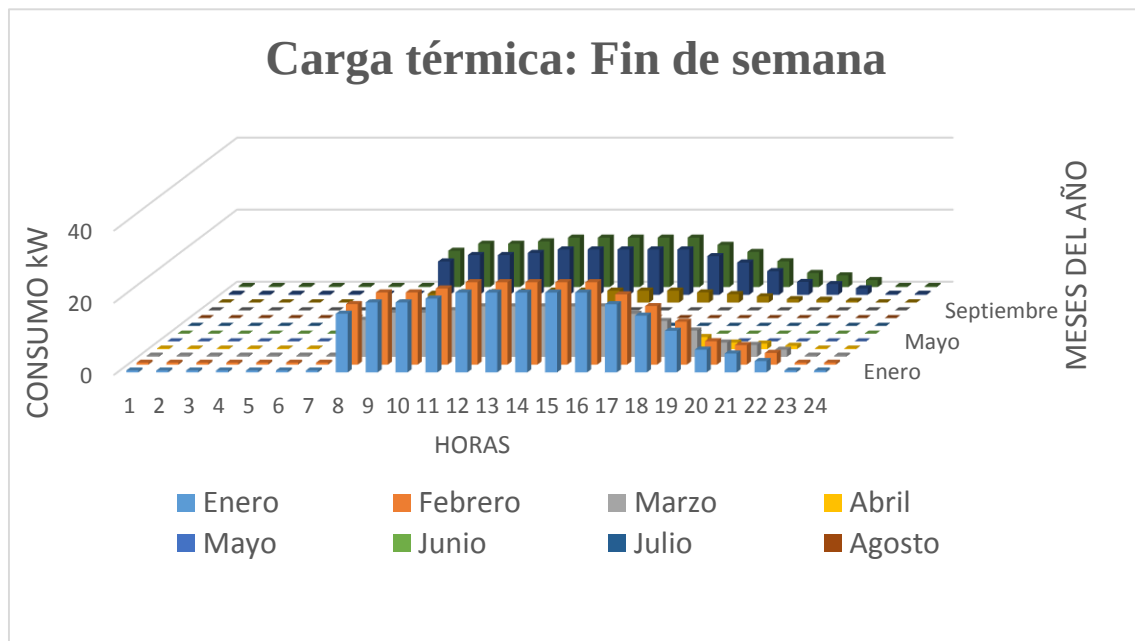


Diagrama 16: Perfil horario de la carga térmica. Fin de semana. Fuente: Elaboración propia.

Para finalizar este anexo, cabe mencionar que se ha intentado realizar la estimación de la forma más fiel posible a la realidad dada la información disponible, pero como se ha mencionado a lo largo de todo el documento es una estimación, luego los resultados no son exactamente el consumo de la escuela objeto de estudio.

ANEXO 2: PLANIFICACIÓN DEL NÚMERO DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS Y SU LOCALIZACIÓN

A2.1. Introducción del software utilizado y planteamiento

Para la planificación del número de módulos fotovoltaicos que es posible disponer en la superficie de la instalación objeto de estudio se ha utilizado el software PV*SOL en su versión Premium.

PV*SOL® Premium ^[53] es un producto de la empresa alemana Valentin Software. Este programa permite diseñar instalaciones fotovoltaicas tanto conectadas a la red como en isla. El programa permite así mismo realizar un estudio económico, pero sin realizar una optimización económica, por lo que se ha usado como software complementario a HOMER y no como programa principal. PV*SOL facilita el diseño, la simulación dinámica y el cálculo de rendimientos de la instalación fotovoltaica. El programa también permite importar perfiles de carga, así como calcular pérdidas en el cableado del inversor.

En este proyecto se ha utilizado para el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica. Para ello, se ha utilizado una de las herramientas especiales de la versión Premium. Esta herramienta permite a partir de una vista aérea del edificio en cuestión, su extrusión en 3D. También pueden modelarse aquellos objetos que vayan a sombrear la instalación. Los módulos fotovoltaicos pueden distribuirse de forma automática o manual. Por último, puede realizarse un estudio de sombras para determinar qué módulos no serán rentables al ser bloqueada la luz solar por los objetos circundantes durante un porcentaje determinado del año.

La instalación donde se realiza el estudio de la micro-red es un complejo formado por cuatro edificios de los cuales solo uno posee, las características adecuadas para acoger los módulos. A continuación, se mostrará la distribución de los paneles fotovoltaicos en cada uno de los edificios, así como las consideraciones y estimaciones que se han tenido en cuenta para ajustar el número final de módulos. Por último, se calculará la potencia pico total que será utilizada para la optimización económica de la micro-red a través de HOMER.

La imagen de la derecha muestra una vista aérea en 3D de la carga. El edificio en el que se estudiará la distribución de los módulos está situado en la parte este del complejo.



Ilustración 9: Vista aérea de la carga en 3D. Fuente: Google Earth

A2.2. Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica y distribución de los módulos

PV*SOL® Premium dispone de una biblioteca con una amplia gama de marcas de módulos fotovoltaicos. Para el presente proyecto se ha optado por la compañía Luxen Solar Energy Co., en particular por el modelo LNSF 305 con 305W de potencia pico por módulo.

Modelo	Dimensiones
LNSF 305-P	992x40x1956 mm

A2.2.1. Características técnicas del edificio en consideración

El edificio que se ha considerado para el posicionamiento de los módulos fotovoltaicos es el edificio más alto de la instalación, situado en la parte este del complejo y con disponibilidad de la mayor parte de la superficie del tejado, motivos por los que se ha elegido.

Se trata de un edificio de 21 metros de alto y tejado plano. Los únicos objetos que pueden causar sombra a los módulos son los conductos de ventilación (modelados en el programa como muros de 1,5 metros de alto). El tejado tiene un área de acceso al mismo que debe ser ignorada de cara a la instalación por los numerosos elementos que pueden dificultar, o incluso impedir, el montaje y funcionamiento de los módulos. El resto de la superficie está libre y no se trata de una zona transitada por lo que la instalación de los módulos no impedirá el desarrollo de la rutina habitual del edificio y viceversa.

Así mismo, debido a la altura del edificio no hay sombras provocadas por objetos circundantes (árboles, la chimenea industrial, etc). El único elemento que podría causar cierta sombra es la elevación del sistema de ventilación del edificio situado en la cara sur del complejo. Sin embargo, se ha despreciado la sombra ya que, aunque esta existirá y disminuirá el rendimiento de los paneles, no lo hará de forma que estos no resulten rentables. Cabe matizar que el presente proyecto se trata de un estudio de la viabilidad económica y que realizar un estudio completo de la dinámica de la instalación fotovoltaica añadiría mayor fiabilidad a los resultados. Por desgracia, no se disponen de los datos necesarios para realizar este estudio de manera exhaustiva. Por ello, se ha decidido dimensionar la instalación de acuerdo con la superficie disponible, eliminando los módulos cuyo funcionamiento claramente no sería eficiente. El criterio que se ha elegido para eliminar los módulos es despreciar aquellos cuyo porcentaje de sombra al año es mayor del 10%.

A2.2.2. Distribución de los módulos en el edificio

El número de módulos que puede ser distribuido en la superficie del tejado es fijado automáticamente por el programa una vez se han impuesto todas las condiciones de espacio necesarias. La *Ilustración 2* muestra la distribución de los paneles fotovoltaicos en el edificio. Inicialmente, el programa instaló un total de 129 módulos, pero, como se ha mencionado anteriormente, se han eliminado aquellos que estaban en zonas de difícil acceso, o donde el funcionamiento del módulo no sería eficiente.

El número final de módulos que pueden disponerse cómodamente en la superficie del edificio 1 es de 146, lo que supone una potencia total de 44,530 kW.



Ilustración 10: Vista aérea de la colocación de los módulos en el edificio principal.
Fuente: Elaboración propia a través de PV*SOL® Premium

A2.2.2. Ampliación 1

A continuación, se muestra la posibilidad de ampliar la instalación fotovoltaica, ya que cuanto mayor sea la parte de generación solar los costes de la microrred se reducirán al bajar el consumo de combustible. La siguiente imagen muestra una pequeña terraza con espacio suficiente para 20 módulos. Esta ampliación elevaría la potencia total de la instalación a 50,63kW.

La terraza se encuentra a la altura de la tercera planta y aunque está rodeada de edificios más altos presenta una orientación idónea para la colocación de los módulos al estar orientada hacia el sur. En la *Ilustración 11* se muestra la disposición de los paneles con el estudio de sombras realizado con el software PV*SOL® Premium.



Ilustración 11: Vista aérea en 3D de la ampliación 1. Fuente: Google Earth

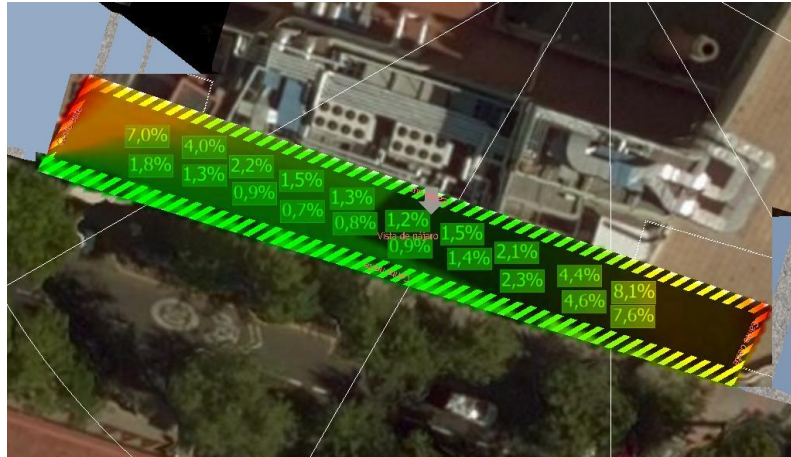


Ilustración 12: Vista aérea de la colocación de los módulos en la ampliación 1: Fuente: Elaboración propia

2.1.4 Ampliación 2: Módulos en fachada

Uno de los principales objetivos de la implantación de una micro-red es cubrir toda, o al menos, la mayor parte de su demanda por medio de tecnologías renovables para reducir el consumo de combustibles fósiles.

En los apartados anteriores se ha observado que la máxima potencia que se puede obtener es de 50kW, teniendo la escuela picos de 500kW. Por ello, se ha planteado considerar la opción de ampliar la instalación fotovoltaica por medio de la colocación de módulos en la fachada del edificio sur ya que este es el único edificio que dispone de la orientación adecuada y no recibe mucha sombra de elementos cercanos.

En este caso, la estimación no se ha efectuado con el software PV*SOL® Premium, sino que se ha estimado a partir de las medidas de los paneles y de la fachada. El resultado obtenido implicaría una ampliación de solo 25kW de módulos solares. Esta ampliación no se va a considerar para este estudio, aunque la posibilidad de colocar módulos en fachada debería tenerse en cuenta en futuros estudios donde la capacidad de los módulos sea mayor.

ANEXO 3: PRESUPUESTO

En este último anexo se muestran los cálculos relativos al coste de la realización de este proyecto. En la sección 1 se detallan los costes de mano de obra. En la sección 2 los gastos relativos al software. En la sección 3 se calculan los costes del hardware utilizado. La última sección calcula el coste total del proyecto.

A5.1. Coste de la mano de obra

La duración aproximada de la realización del presente proyecto ha sido de 360 horas. El coste que cobra un ingeniero por hora es de 45€. Por tanto, el coste de la mano de obra es de 16.200€.

A5.2. Coste del software

Para la realización de este proyecto se han utilizado los siguientes programas informáticos con sus correspondientes costes de licencia:

- PV*SOL Premium: licencia de prueba gratuita
- Microsoft Office Word: 650€
- HOMER Pro: licencia académica completa 60€/mes durante tres meses

El coste total del software es de 2450€.

A5.3. Coste del hardware

El proyecto se ha realizado con un ordenador portátil común cuyo sistema operativo es Windows 7. El precio del portátil es de 700€, lo que supone el coste total del hardware.

A5.4. Coste total del proyecto

El coste total del proyecto constituye la suma de los tres componentes anteriores equivaliendo a un total de:

$$\text{Coste}_{\text{Mano de obra}} + \text{Coste}_{\text{Software}} + \text{Coste}_{\text{Hardware}} = 19.350\text{€}$$

ANEXO 4: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

En este anexo se muestran las hojas de especificaciones y el presupuesto de los grupos electrógenos que han sido facilitados por los proveedores. Los precios de los grupos electrógenos de diésel corresponden al fabricante Deutz, mientras que los de gas corresponden tanto a Deutz como a MTU y han sido facilitados por la empresa Amico.



ESTANDAR TRIFASICO-400 V

1500 RPM LIQUIDO

Código	Modelo	Motor	Continua Emergencia	Dimensiones Largo/Ancho/Alto	Peso Aprox	P.V.P. (€)			
						Cuadro Manual	Cuadro Fallo de red	Comutación para FTR	
92327516	CTDW-80 L	BF4M2012 C	72/80	2000/800/1700	1250	13.225	13.525	125A	886
92327522	CTDW-110 L	BF4M1013 ECG	100/110	2000/800/1800	1340	15.518	15.790	160A	950
92327528	CTDW-145 L	BF4M1013 FC	130/145	2400/1050/1500	1475	17.170	17.420	200A	1.160
92327532	CTDW-165 L	BF6M1013 EC	149/165	2600/995/1600	1640	19.030	19.340	250A	1.288
92327533	CTDW-200 L	BF6M1013 FCP	180/198	2600/995/1600	1700	23.070	23.370	315A	1.450
92327534	CTDW-220 L	BF6M1013FCP2	198/220	2600/995/1600	1750	24.186	24.495	315A	1.450
92327536	CTDW-275 L	TCD2013LO64V	250/275	2700/1100/1800	2250	28.550	28.860	400A	1.780
92327540	CTDW-330 L	BF6M1015 C	314/350	3000/1000/2300	2980	36.297	36.525	630A	2.500
92327542	CTDW-385 L	BF6M1015 C2	350/390	3000/1000/2300	3100	41.642	41.895	630A	2.500
92327543	CTDW-415 L	BF6M1015 CP	370/411	3000/1000/2300	3300	45.285	45.550	630A	2.500
92327545	CTDW-475 L	BF8M1015 C	430/475	3000/1000/2300	3750	49.104	49.750	800A	4.175
92327548	CTDW-500 L	BF8M1015 C2	450/500	3000/1000/2500	3860	53.592	53.830	800A	4.175
92327550	CTDW-550 L	BF8M1015 CP	495/550	3000/1000/2500	4100	57.950	58.250	800A	4.175



INSONORIZADO TRIFASICO-400 V

1500 RPM LIQUIDO

Código	Modelo	Motor	Continua Emergencia	Dimensiones Largo/Ancho/Alto	Peso Aprox	P.V.P. (€)			
						Cuadro Manual	Cuadro Fallo de red	Comutación para FTR	
92328415	CTDW-80 LI	BF4M2012 C	72/80	2500/980/1500	1505	16.251	16.490	125A	886
92328422	CTDW-110 LI	BF4M1013 ECG	100/110	2800/1100/1550	1650	18.898	19.125	160A	950
92328428	CTDW-145 LI	BF4M1013 FC	130/145	3000/1100/1550	2150	19.875	20.145	200A	1.160
92328432	CTDW-165 LI	BF6M1013 EC	149/165	3000/1100/1550	2375	23.656	23.895	250A	1.288
92328433	CTDW-200 LI	BF6M1013 FCP	180/198	3500/1100/1550	2675	27.831	28.065	315A	1.450
92328434	CTDW-220 LI	BF6M1013FCP2	198/220	3500/1400/2100	3150	29.195	29.340	315A	1.450
92328436	CTDW-275 LI	TCD2013LO64V	250/275	3500/1400/2100	3360	35.098	35.325	400A	1.780
92328440	CTDW-330 LI	BF6M1015 C	314/350	4500/1560/2300	4400	43.332	43.580	630A	2.500
92328442	CTDW-385 LI	BF6M1015 C2	350/390	4500/1910/2300	4600	47.169	47.340	630A	2.500
92328443	CTDW-415 LI	BF6M1015 CP	370/411	4500/1560/2300	4650	52.050	52.300	630A	2.500
92328445	CTDW-475 LI	BF8M1015 C	430/475	4500/1560/2300	5975	55.950	56.225	800A	4.175
92328448	CTDW-500 LI	BF8M1015 C2	450/500	4800/1800/2600	6200	61.203	61.475	800A	4.175
92328450	CTDW-550 LI	BF8M1015 CP	495/550	4800/1800/2600	6450	64.220	64.495	800A	4.175



- ⊕ **USO CONTINUO: 198 kVA**
- ⊕ **EMERGENCIA: 220 kVA**
- ⊕ **50 Hz – 1.500 r.p.m.**
- ⊕ **TRIFÁSICO – 400V**
- ⊕ **REFRIGERADO POR AGUA**
- ⊕ **DIESEL**
- ⊕ **INSONORIZADO**

BANCADA

Bancada de electrosoldada en chapa plegada de acero, sostenida en patas de apoyo tipo omega para apoyo e izado. Tanque de combustible metálico integrado en bancada, con aforador, boca de llenado con respiradero y llave en el exterior del grupo, Tacos antivibratorios para aislar las vibraciones lineales del conjunto motor-generator.

CARROCERÍA

Carrocería autoportante en chapa plegada y electrosoldada, con tratamiento de fosfatado, imprimación y pintura al polvo, que garantiza una gran durabilidad en ambientes con humedad elevada, atmósferas agresivas y presencia de contaminantes habituales. La cabina va insonorizada mediante lana de vidrio ignífuga de alta densidad, grado M0, según norma UNE-EN13162:2002. Puertas de acceso para mantenimiento e inspección con cierre de presión con llave. Incluye cáncamo central de izado.

MOTOR

Motor DEUTZ, diesel de 4 tiempos con regulación electrónica e inyección directa, 6 cilindros en línea, aspiración turbo intercooler, refrigerado por líquido (refrigerante al 50% de etilenglicol) con radiador protegido, regulado a 1.500 r.p.m.

ADMISIÓN

Filtro de aire de tipo seco, radial, con indicador óptico de filtro de aire sucio.

ESCAPE

Silencioso de escape de alta atenuación tipo residencial integrado en el interior de la carrocería. Terminal de salida del silencioso protegido por tapa superior antilluvia. Canalización de evacuación de gases de respiradero a través de ventilador.

ALTERNADOR

Alternador sin escobillas, autoexcitado, con 4 polos, con precisión de tensión de $\pm 1,5\%$ en régimen de carga constante, a cualquier factor de potencia con una variación de velocidad de entre el 5 y el 30% respecto a su velocidad nominal.

CUADRO ELÉCTRICO

Cuadro accesible a través de puerta con cerradura bajo llave. Bornas de salida de potencia protegidas mediante placa de metacrilato. Tarjeta de control con indicación de parámetros, configuraciones y alarmas de aviso y parada en display. Protección diferencial mediante relé electrónico. Protección contra sobrecargas mediante interruptor magnetotérmico.

CTDW – 220 LI

DATOS TECNICOS DEL MOTOR		
Fabricante		DEUTZ
Modelo		BF6M1013 FC P2
Potencia nominal en emergencia (kW)	kW	201,0
Potencia nominal en emergencia (H.P.)	H.P.	273
Potencias según NORMA		ISO 14396
Régimen de velocidad	r.p.m.	1.500
Cilindrada	Litros	7,15
Cilindros, nº y configuración		6 en línea
Diámetro x Carrera	mm	108 x 130
Relación de compresión		17:1
SISTEMA DE REFRIGERACION		
Tipo de refrigeración		Líquido
Temperatura ambiente máxima para radiador	°C	50
Caudal de aire para refrigeración a 50°C	m³/h	11520
Volumen de refrigerante en bloque motor	litros	9,8
Volumen refrigerante motor+radiador	litros	27,3
Calor emitido al refrigerante	kW	96,1
Calor emitido al postenfriador	kW	42,0
Calor emitido por las superficies del motor	kW	20,0
SISTEMA DE ADMISION		
Tipo de aspiración		Turbo postenfriado
Tipo de filtro de aire		Radial
Caudal de aire de admisión (aire 1,2 kg/m³)	m³/h	745,6
Postenfriador aire de carga / agua		Sí
SISTEMA DE LUBRICACION		
Cantidad máxima de aceite en carter con filtro	litros	20
Intervalo cambio aceite	horas	500
Especificaciones mínimas del aceite		TR0199-99-1217
Viscosidad del aceite de fábrica		15W40
SISTEMA DE COMBUSTIBLE		
Tipo de inyección y regulación		Electrónica
Consumo a 100% de carga	l/h	50,8
Consumo a 75% de carga	l/h	37,7
Consumo a 50% de carga	l/h	25,3
SISTEMA DE ESCAPE		
Temperatura del gas de escape	°C	530
Caudal de gas de escape	m³/h	2112
Maxima restricción (contrapresión) del escape	mbar	25
SISTEMA ELECTRICO		
Sistema de carga		Alternador 55A
Especificaciones de baterías	V/Ah/CCA	2x24/140/900

CTDW – 220 LI

DATOS TÉCNICOS DEL ALTERNADOR 50Hz		Unidades
Fabricante	CONSULTAR	MECCALTE
Modelo		ECO38-2S/4
Frecuencia	Hz	50
Tensión nominal	V	400
Tipo de conexión		Estrella-serie
Nº de fases		3
Nº Polos		4
Potencia $\Delta T = 125\text{ }^{\circ}\text{C}$, 40°C en CONTINUO	kVA	200
Potencia $\Delta T = 163\text{ }^{\circ}\text{C}$, 27°C en STANDBY	kVA	220
Factor de potencia		0,8
Clase de aislamiento / ΔT		H / H
Grado de protección		IP21
Corriente de cortocircuito (durante 20seg)		3 In
Regulador de tensión		Electronico AVR

Nota: Fabricante y modelo de alternador por defecto. El fabricante y modelo del alternador pueden variar según disponibilidad, entre Meccalte y Marelli, siempre con prestaciones y características similares.

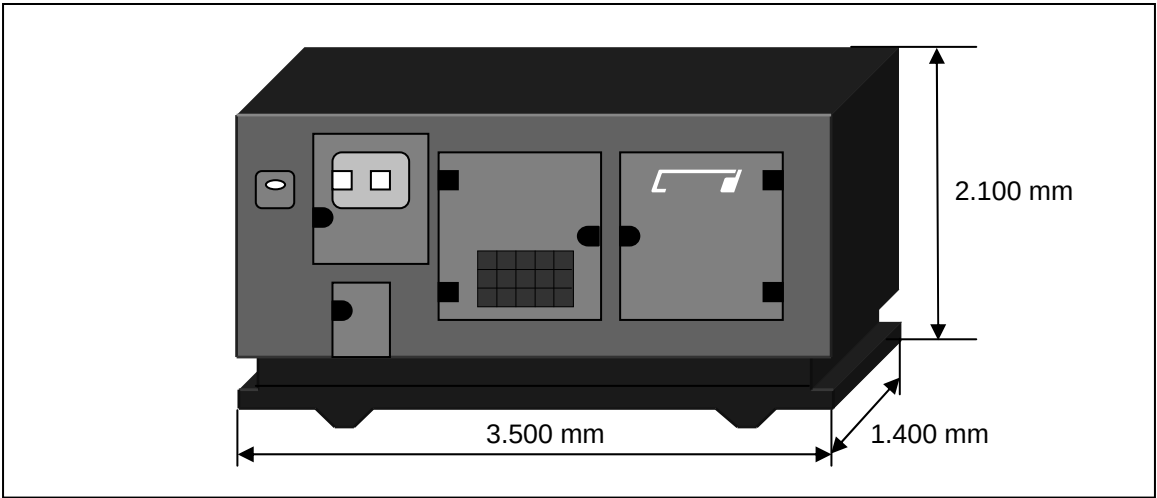
DATOS TECNICOS TARJETA DE CONTROL DE GRUPO	
Modelo	COMAP MRS15
PARÁMETROS VISUALIZADOS EN PANTALLA	
Parámetros de generador	U1-U3, I1-I3, Hz, kW, kVAr, kVArh, kWh
Tensión de baterías	☒
Horas de funcionamiento del grupo	☒
Presion analogica de aceite	☒
Temperatura de refrigerante motor	☒
Velocidad de giro del motor	☒
Nivel de combustible	☒
MENSAJES	
Configuración de parámetros y programación de tiempos	☒
Alarmas	☒
ALARMAS	
Fallo arranque (Parada)	☒
Baja presión de aceite (Parada)	☒
Sobrettemperatura agua (Parada)	☒
Sobrevolucion (Parada)	☒
Pulsador parada de emergencia accionado (Parada)	☒
Sobrecarga generador (Parada)	☒
Cortocircuito generador (Parada)	☒
Tensión generador fuera de límites (Parada)	☒
Frecuencia de generador fuera de límites (Parada)	☒
Rotura correas o fallo del alternador carga batería (Parada)	☒
Bajo nivel combustible. (Aviso)	☒
Baja tensión batería. (Aviso)	☒
Alarma opcional (Aviso/Parada)	☒
Asimetría de tensiones (Parada)	☒
Asimetría de corrientes (Parada)	☒

CTDW – 220 LI

MANIOBRA, PROTECCIÓN E INDICACIÓN EN CUADRO ELÉCTRICO	
Protección contra sobrecorrientes	Magnetotérmico + Controladora
Protección diferencial	Relé electrónico
Contactador de control salida grupo	Opcional
Pulsador seta parada de emergencia	Incluido

INFORMACIÓN LOGÍSTICA		
Peso aprox. con líquidos en radiador y carter	kg	3.150
Volumen de combustible en depósito	litros	420

DIMENSIONES



Otras opciones de configuración y equipamiento: CONSULTAR.



- ⊞ **USO CONTINUO: 370
kVA**
- ⊞ **EMERGENCIA: 411 kVA**
- ⊞ **50 Hz – 1.500 r.p.m.**
- ⊞ **TRIFÁSICO – 400V**
- ⊞ **REFRIGERADO POR
AGUA**
- ⊞ **DIESEL**

BANCADA

Bancada de electrosoldada en chapa plegada de acero, con tratamiento de fosfatado, imprimación y pintura al polvo, que garantiza una gran durabilidad en ambientes con humedad elevada, atmósferas agresivas y presencia de contaminantes habituales. Se monta sobre patas de apoyo tipo omega para apoyo e izado. Tacos antivibratorios para aislar las vibraciones lineales del conjunto motor-generator. Tanque de combustible metálico integrado en bancada, con boca de llenado que incluye respiradero y bloqueo con llave. Se equipa con aforador para indicación de nivel.

MOTOR

Motor diesel de 4 tiempos con regulación electrónica e inyección directa, aspiración turbo intercooler, refrigerado por líquido (refrigerante al 50% de etilenglicol) con radiador protegido, regulado a 1.500 r.p.m.

ADMISIÓN

Filtro de aire de tipo seco, radial, con indicador óptico de filtro de aire sucio.

ESCAPE

Se suministra con silencioso industrial para montaje aparte. Canalización de evacuación de gases de respiradero hacia el suelo.

ALTERNADOR

Alternador sin escobillas, autoexcitado, con 4 polos, con precisión de tensión de $\pm 1,5\%$ en régimen de carga constante, a cualquier factor de potencia con una variación de velocidad de entre el 5 y el 30% respecto a su velocidad nominal.

CUADRO ELÉCTRICO

Cuadro instalado en caja de chapa plegada de acero, montada sobre patas metálicas sujetas a la bancada, ambos con tratamiento de fosfatado, imprimación y pintura al polvo. Tarjeta de control con indicación de parámetros, configuraciones y alarmas de aviso y parada en display. Protección diferencial mediante relé electrónico. Protección contra sobrecorrientes mediante interruptor magnetotérmico.

CTDW-415 L-LI

DATOS TECNICOS DEL MOTOR		
Fabricante		DEUTZ
Modelo		BF6M1015 CP
Potencia	HP/kW	489.47/365
Potencias según NORMA		ISO 8528
Régimen de velocidad	r.p.m.	1.500
Cilindrada	Litros	15,874
Cilindros, nº y configuración		8 en V
Diámetro x Carrera	mm	132 x 145
Relación de compresión		15.5:1
SISTEMA DE REFRIGERACION		
Tipo de refrigeración		Liquide
Temperatura ambiente máxima para radiador	°C	50
Volumen de aire para refrigeración a 50°C	m³/h	38850
Volumen de refrigerante en bloque motor	litros	21
Volumen de refrigerante en sistema completo	litros	102
Calor emitido al refrigerante	kW	230
Calor emitido al postenfriador	kW	125
Calor emitido por radiación superficies motor	kW	60
SISTEMA DE ADMISION		
Tipo de aspiración		Turbo post-refroidisseur
Tipo de filtro de aire		Radial
Caudal de aire de admisión (aire 1,2 kg/m³)	m³/min	2402
Postenfriador aire de carga / agua		Sí
SISTEMA DE LUBRICACION		
Capacidad de aceite máxima en carter con filtro	Litros	33
Horas de intervalo de cambio de aceite	Horas	500
Especificaciones mínimas del aceite		ACEA E3-96/E5-02//API CG-4
Viscosidad del aceite de fábrica		15W40
SISTEMA DE COMBUSTIBLE		
Tipo de inyección y regulación		Electronique
Consumo de combustible a 100% carga continua	l/h	94.3
Consumo de combustible a 75% carga continua	l/h	68.1
Consumo de combustible a 50% carga continua	l/h	45.2
SISTEMA DE ESCAPE		
Temperatura máxima del gas de escape	°C	555
Caudal de gas de escape	m³/h	7195
Máxima restricción (contrapresión) escape	mbar	50
SISTEMA ELECTRICO		
Sistema de carga		Alternateur 80A
Especificaciones de baterías	V/Amperios CCA	2x24/143/1200

DATOS TECNICOS TARJETA DE CONTROL DE GRUPO	
Modelo	COMAP MRS15
PARÁMETROS VISUALIZADOS EN PANTALLA	
Parámetros de generador	U1-U3, I1-I3, Hz, kW, kVAr, kVArh, kWh
Tensión de baterías	☒
Horas de funcionamiento del grupo	☒
Presion analogica de aceite	☒
Temperatura de refrigerante motor	☒
Velocidad de giro del motor	☒
Nivel de combustible	☒
MENSAJES	
Configuración de parámetros y programación de tiempos	☒
Alarmas	☒
ALARMAS	
Fallo arranque (Parada)	☒
Baja presión de aceite (Parada)	☒
Sobret temperatura agua (Parada)	☒
Sobrevelocidad (Parada)	☒
Pulsador parada de emergencia accionado (Parada)	☒
Sobrecarga generador (Parada)	☒
Cortocircuito generador (Parada)	☒
Tensión generador fuera de límites (Parada)	☒
Frecuencia de generador fuera de límites (Parada)	☒
Rotura correas o fallo del alternador carga batería (Parada)	☒
Bajo nivel combustible. (Aviso)	☒
Baja tensión batería. (Aviso)	☒
Alarma opcional (Aviso/Parada)	☒
Asimetria de tensiones (Parada)	☒
Asimetria de corrientes (Parada)	☒

MANIOBRA, PROTECCIÓN E INDICACIÓN EN CUADRO ELÉCTRICO	
Protección contra sobrecorrientes	Magnetotérmico + controladora
Protección diferencial	Relé diferencial electrónico
Pulsador seta parada de emergencia	Incluido
Disyuntor motorizado (consultar posibilidad de contactor)	Opcional. Incluido en versión "Paralelo"

EQUIPAMIENTO PARA EMERGENCIA (VERSION "EMERGENCIA-FALLO DE RED (FTR)")	
Cargador de baterías	Versión EMERGENCIA (FTR)
Resistencia de caldeo refrigerante	Versión EMERGENCIA (FTR)
Armario de conmutación GRUPO-RED	Opcional

EQUIPO CONEXION PARALELO (VERSION "PARALELO")	COMAP IntelliCompact NT MINT
Optimización de la cantidad de motores en marcha según carga	☒
Sincronización automática y reparto de cargas	☒
Control de la tensión y del factor de potencia (AVR)	☒
Distribución de potencia activa y reactiva	☒

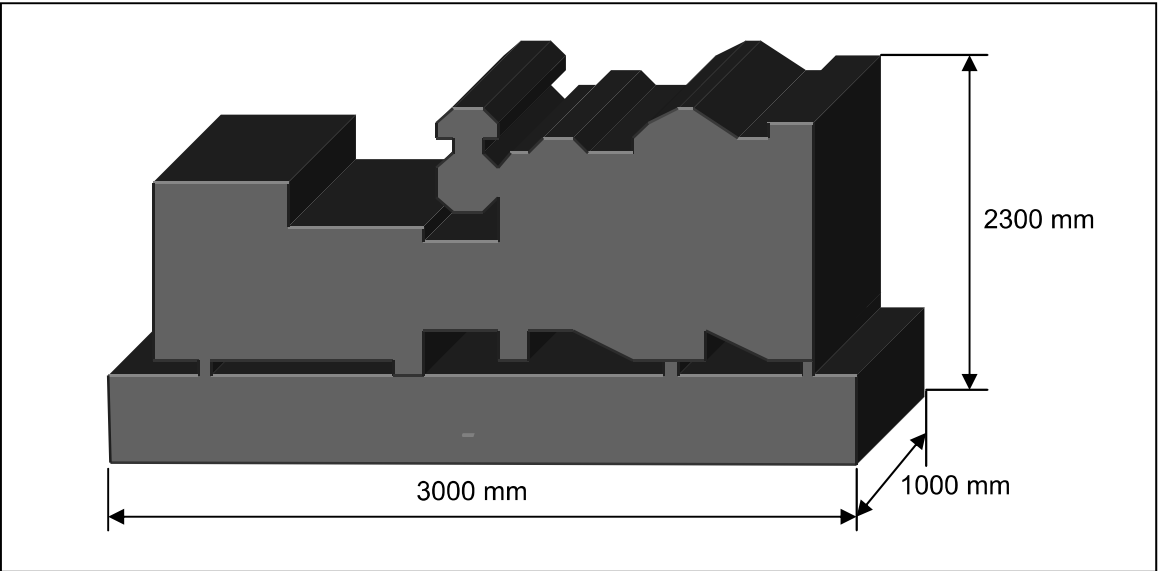
CTDW-415 L-LI

DATOS TÉCNICOS DEL ALTERNADOR 50Hz		Unidades
Fabricante	CONSULTAR	MECCALTE
Modelo		ECO40-1S/4
Frecuencia	Hz	50
Tensión nominal	V	400
Tipo de conexión		Estrella-serie
Nº de fases		3
Nº Polos		4
Potencia ^T= 125 °C, 40°C en CONTINUO	kVA	400
Potencia ^T= 163 °C, 27°C en STANDBY	kVA	437
Factor de potencia		0,8
Clase de aislamiento / ^Temp		H / H
Grado de protección		IP21
Corriente de cortocircuito (durante 20seg)		3 In
Regulador de tensión		Electronico AVR

Nota: Fabricante y modelo de alternador por defecto. El fabricante y modelo del alternador pueden variar según disponibilidad, entre Meccalte y Marelli, siempre con prestaciones y características similares.

INFORMACION LOGISTICA (GENERADOR ABIERTO)		
Peso aprox. con líquidos en radiador y carter	kg	3300
Volumen de combustible en depósito	litros	740

DIMENSIONES



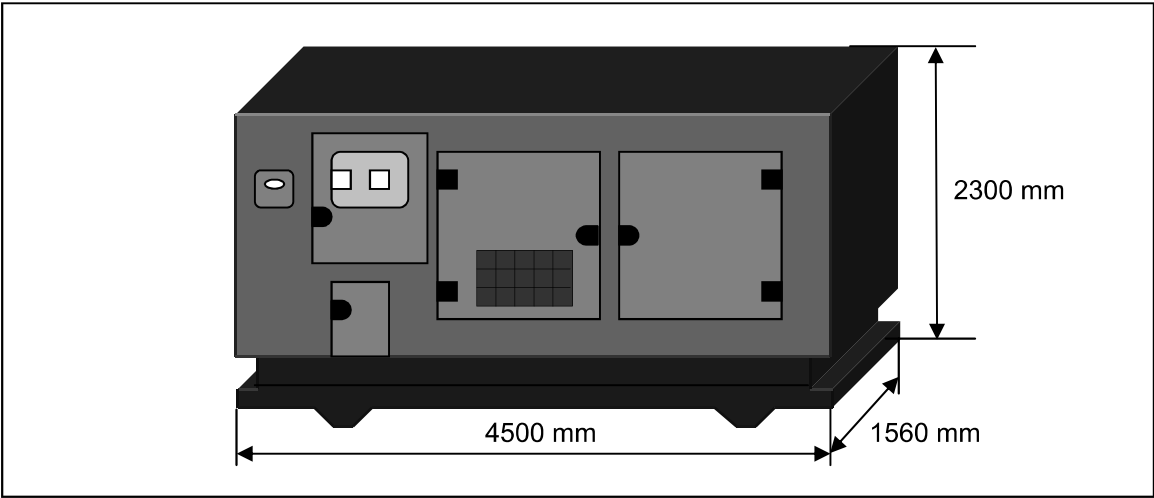
VERSION INSONORIZADA



CARROCERÍA
Carrocería autoportante en chapa plegada y electrosoldada, con tratamiento de fosfatado, imprimación y pintura al polvo, que garantiza una gran durabilidad en ambientes con humedad elevada, atmósferas agresivas y presencia de contaminantes habituales. La cabina va insonorizada mediante lana de vidrio ignífuga de alta densidad, grado M0, según norma UNE-EN13162:2002. Puertas de acceso para mantenimiento e inspección con cierre de presión con llave. Incluye cáncamo central de izado.
NIVEL DE PRESION SONORA: 69dB(A) (a 7m).

ESCAPE
Silencioso de escape de alta atenuación tipo residencial integrado en el interior de la carrocería. Terminal de salida del silencioso protegido por tapa superior antilluvia. Canalización de evacuación de gases de respiradero a través de ventilador.

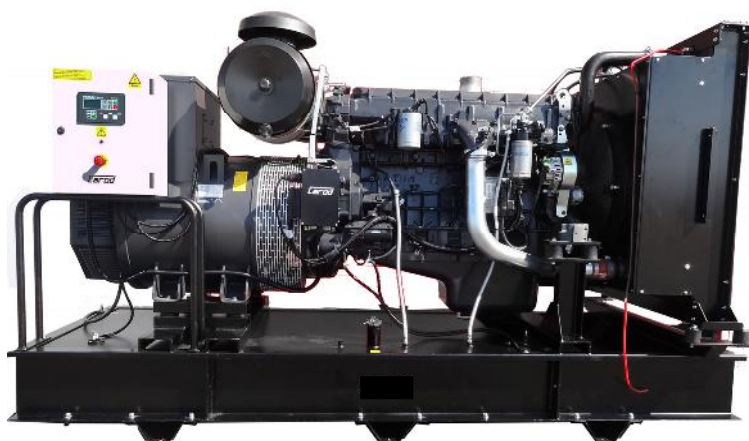
DIMENSIONES



MANIOBRA, PROTECCIÓN E INDICACIÓN EN CUADRO ELÉCTRICO INSONORIZADO	
Protección contra sobrecorrientes	Interruptor Magnetotérmico
Protección diferencial	Relé Electrónico
Pulsador seta parada de emergencia	Incluido
Contactador de control salida grupo	Opcional

INFORMACIÓN LOGÍSTICA (VERSION INSONORIZADA)		
Peso aprox. con líquidos en radiador y carter	kg	4650
Volumen de combustible en depósito	litros	740

Otras opciones de configuración y equipamiento: **CONSULTAR.**



- ⊞ **USO CONTINUO: 500 kVA**
- ⊞ **EMERGENCIA: 550 kVA**
- ⊞ **50 Hz – 1.500 r.p.m.**
- ⊞ **TRIFÁSICO – 400V**
- ⊞ **REFRIGERADO POR AGUA**
- ⊞ **DIESEL**

BANCADA

Bancada de electrosoldada en chapa plegada de acero, con tratamiento de fosfatado, imprimación y pintura al polvo, que garantiza una gran durabilidad en ambientes con humedad elevada, atmósferas agresivas y presencia de contaminantes habituales. Se monta sobre patas de apoyo tipo omega para apoyo e izado. Tacos antivibratorios para aislar las vibraciones lineales del conjunto motor-generator. Tanque de combustible metálico integrado en bancada, con boca de llenado que incluye respiradero y bloqueo con llave. Se equipa con aforador para indicación de nivel.

MOTOR

Motor diesel de 4 tiempos, refrigerado por líquido (refrigerante al 50% de etilenglicol) con radiador protegido, regulado a 1.500 r.p.m.

ADMISIÓN

Filtro de aire de tipo seco, radial, con indicador óptico de filtro de aire sucio.

ESCAPE

Se suministra con silencioso industrial para montaje aparte. Canalización de evacuación de gases de respiradero hacia el suelo.

ALTERNADOR

Alternador sin escobillas, autoexcitado, con 4 polos, con precisión de tensión de $\pm 1,5\%$ en régimen de carga constante, a cualquier factor de potencia con una variación de velocidad de entre el 5 y el 30% respecto a su velocidad nominal.

CUADRO ELÉCTRICO

Cuadro instalado en caja de chapa plegada de acero, montada sobre patas metálicas sujetas a la bancada, ambos con tratamiento de fosfatado, imprimación y pintura al polvo. Tarjeta de control con indicación de parámetros, configuraciones y alarmas de aviso y parada en display. Protección diferencial mediante relé electrónico. Protección contra sobrecorrientes mediante interruptor magnetotérmico.

CTI-550 L-LI NE

DATOS TECNICOS DEL MOTOR		
Fabricante		IVECO
Modelo		CURSOR13 TE7
Potencia máxima en emergencia (C.V.)	HP/kW	463
Potencias según NORMA		620
Régimen de velocidad	r.p.m.	1.500
Cilindrada	Litros	12.9
Cilindros, nº y configuración		6 in line
Diámetro x Carrera	mm	135 x 150
Relación de compresión		16,5:1
SISTEMA DE REFRIGERACION		
Tipo de refrigeración		Liquid
Temperatura ambiente máxima para radiador	°C	50
Caudal de aire para refrigeración	m³/s	N.A.
Volumen de refrigerante en bloque motor	litros	19,5
Volumen de refrigerante en sistema completo	litros	67
Calor emitido al líquido refrigerante	kcal/kWh	N.A.
Calor emitido al postenfriador	kcal/kWh	N.A.
Calor de irradiación superficies motor	kcal/kWh	N.A.
SISTEMA DE ADMISION		
Tipo de aspiración		Turbo aftercooler
Tipo de filtro de aire		Radial dry type
Caudal de aire de admisión (aire 1,2 kg/m³)	m³/h	N.A.
Postenfriador aire de carga / agua		Included
SISTEMA DE LUBRICACION		
Cantidad máxima de aceite en carter con filtro	litros	35
Especificaciones mínimas del aceite		ACEA E3-E5
Viscosidad del aceite de fábrica		15W40
SISTEMA DE COMBUSTIBLE		
Tipo de inyección y regulación		Electronic
Consumo de combustible a 100% carga continua	l/h	73.5
Consumo de combustible a 80% carga continua	l/h	60.9
Consumo de combustible a 50% carga continua	l/h	40.8
SISTEMA DE ESCAPE		
Temperatura del gas de escape	°C	N.A.
Caudal de gas de escape	kg/h	N.A.
Maxima restricción (contrapresión) del escape	kPa	5
SISTEMA ELECTRICO		
Sistema de carga		Alternator 90A
Especificaciones de baterías	V/Ah/CCA	2x24/185/1200

CTI-550 L-LI NE

DATOS TECNICOS TARJETA DE CONTROL DE GRUPO	
Modelo	COMAP IntelliLite MRS15
PARÁMETROS VISUALIZADOS EN PANTALLA	
Parámetros de generador	U1-U3, I1-I3, Hz, kW, kVAr, kVArh, kWh
Tensión de baterías	☒
Horas de funcionamiento del grupo	☒
Presion analogica de aceite	☒
Temperatura de refrigerante motor	☒
Velocidad de giro del motor	☒
Nivel de combustible	☒
MENSAJES	
Configuración de parámetros y programación de tiempos	☒
Alarmas	☒
ALARMAS	
Fallo arranque (Parada)	☒
Baja presión de aceite (Parada)	☒
Sobret temperatura agua (Parada)	☒
Sobrev elocidad (Parada)	☒
Pulsador parada de emergencia accionado (Parada)	☒
Sobrecarga generador (Parada)	☒
Cortocircuito generador (Parada)	☒
Tensión generador fuera de límites (Parada)	☒
Frecuencia de generador fuera de límites (Parada)	☒
Rotura correas o fallo del alternador carga batería (Parada)	☒
Bajo nivel combustible. (Aviso)	☒
Baja tensión batería. (Aviso)	☒
Alarma opcional (Aviso/Parada)	☒
Asimetria de tensiones (Parada)	☒
Asimetria de corrientes (Parada)	☒

MANIOBRA, PROTECCIÓN E INDICACIÓN EN CUADRO ELÉCTRICO	
Protección contra sobreintensidades	Magnetotérmico + controladora
Protección diferencial	Relé diferencial electrónico
Pulsador seta parada de emergencia	Incluido
Disyuntor motorizado (consultar posibilidad de contactor)	Opcional. Incluido en versión "Paralelo"

EQUIPAMIENTO PARA EMERGENCIA (VERSION "EMERGENCIA-FALLO DE RED (FTR)")	
COMAP IntelliLite AMF25	Versión EMERGENCIA (FTR)
Cargador de baterías	Versión EMERGENCIA (FTR)
Resistencia de caldeo refrigerante	Versión EMERGENCIA (FTR)
Armario de conmutación GRUPO-RED	Opcional

EQUIPO CONEXION PARALELO (VERSION "PARALELO")	
Optimización de la cantidad de motores en marcha según carga	☒
Sincronización automática y reparto de cargas	☒
Control de la tensión y del factor de potencia (AVR)	☒
Distribución de potencia activa y reactiva	☒

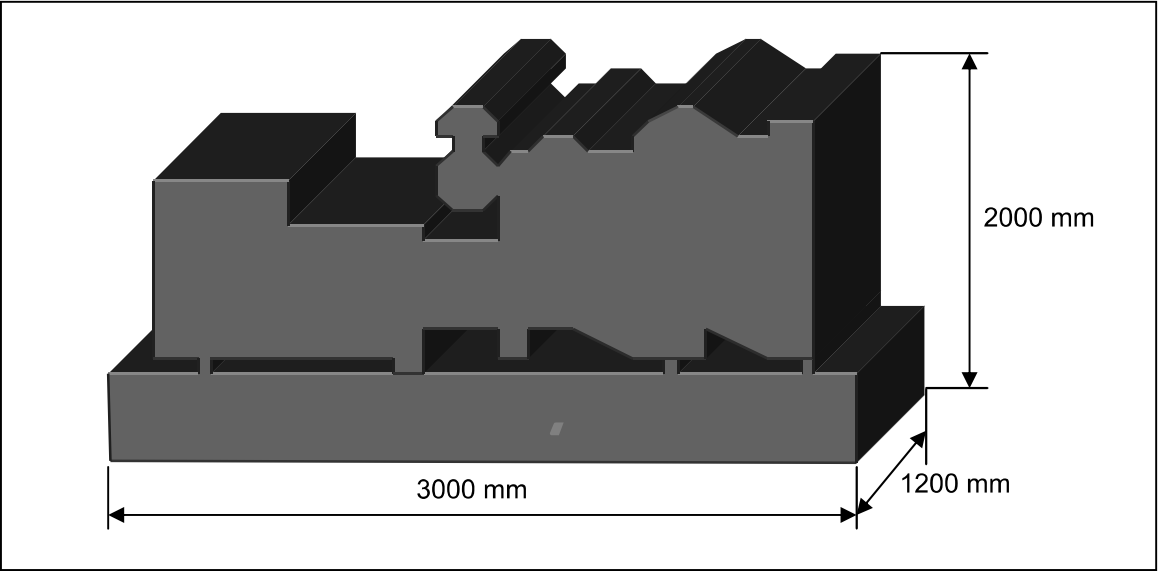
CTI-550 L-LI NE

DATOS TÉCNICOS DEL ALTERNADOR 50Hz		Unidades
Fabricante	CONSULTAR	MECCALTE
Modelo		ECO40-3S/4
Frecuencia	Hz	50
Tensión nominal	V	400
Tipo de conexión		Estrella-serie
Nº de fases		3
Nº Polos		4
Potencia ^T= 125 °C, 40°C en CONTINUO	kVA	500
Potencia ^T= 163 °C, 27°C en STANDBY	kVA	546
Factor de potencia		0,8
Clase de aislamiento / ^Temp		H / H
Grado de protección		IP21
Corriente de cortocircuito (durante 20seg)		3 In
Regulador de tensión		Electrónico-AVR

Nota: Fabricante y modelo de alternador por defecto. El fabricante y modelo del alternador pueden variar según disponibilidad, entre Meccalte y Marelli, siempre con prestaciones y características similares.

INFORMACION LOGISTICA (GENERADOR ABIERTO)		
Peso aprox. con líquidos en radiador y carter	kg	3600
Volumen de combustible en depósito	litros	535

DIMENSIONES



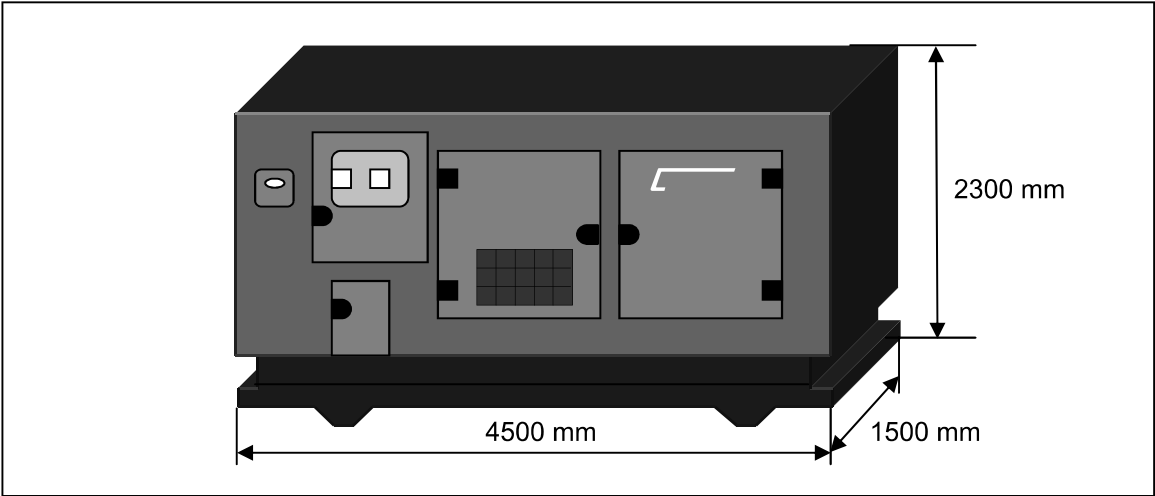
VERSION INSONORIZADA



CARROCERÍA
Carrocería autoportante en chapa plegada y electrosoldada, con tratamiento de fosfatado, imprimación y pintura al polvo, que garantiza una gran durabilidad en ambientes con humedad elevada, atmósferas agresivas y presencia de contaminantes habituales. La cabina va insonorizada mediante lana de vidrio ignífuga de alta densidad, grado M0, según norma UNE-EN13162:2002. Puertas de acceso para mantenimiento e inspección con cierre de presión con llave. Incluye cáncamo central de izado.
NIVEL DE PRESION SONORA: 69dB(A) (a 7m).

ESCAPE
Silencioso de escape de alta atenuación tipo residencial integrado en el interior de la carrocería. Terminal de salida del silencioso protegido por tapa superior antilluvia. Canalización de evacuación de gases de respiradero a través de ventilador.

DIMENSIONS



MANIOBRA, PROTECCIÓN E INDICACIÓN EN CUADRO ELÉCTRICO INSONORIZADO	
Protección contra sobreintensidades	Interruptor Magnetotérmico
Protección diferencial	Relé Electrónico
Pulsador seta parada de emergencia	Incluido
Contactor de control salida grupo	Opcional

INFORMACIÓN LOGÍSTICA (VERSION INSONORIZADA)		
Peso aprox. con líquidos en radiador y carter	kg	5250
Volumen de combustible en depósito	litros	740

Otras opciones de configuración y equipamiento: **CONSULTAR.**

300Kw Deutz Natural Gas Generator



Main Specification & Configuration

Prime Power	300Kw (375KVA)
Engine	Deutz BF8M1015
Alternator	Mecc Altea ECO40-1S/4
Controller	DEIF AGC222

Recommended Operation Conditions

● Gas CH ₄ Content $\geq 76\%$
● Gas Pressure $\geq 3\text{KPa}$
● Calorific Value $\geq 32\text{MJ/M}^3$
● Gas H ₂ S Content $\leq 20\text{mg/M}^3$
● Gas Total Sulphur $\leq 460\text{mg/M}^3$
● Altitude $\leq 4,000\text{m}$
● $-25^{\circ}\text{C} \leq \text{Ambient temperature} \leq +50^{\circ}\text{C}$

Advantage & Feature

● Reliable Deutz engine, Mecc Altea alternator and DEIF controller.
● Advanced lean burn technology.
● Prompt dynamic response similar to diesel generator.
● Excellent power generation efficiency.
● Widely gas pressure adaptability.
● Humanized manual, semi-auto and full-auto operation model.

Detailed Specification & Configuration

Model	AMC300GF-PN
Prime Power	300Kw (375KVA)
Rated Voltage	230/400V
Rated Current	541.2A
Rated Frequency	50 or 60Hz
Power Factor	0.8
Gas Consumption	0.29Nm ³ /Kw·h
Operating Weight	3,350Kg
Overall Size(L x W X H)	3,200 × 1,400 × 1,900mm
Engine	
Brand	Deutz
Model	BF8M1015
Type	8-cylinder, 4-stroke, turbocharged
Displacement	15.876L
Compression Ratio	11.5
Ignition	Electric control, independent ignition
Fuel Control	Lean burn, closed-loop control
Speed Governing	Electric control
Rated Speed	1500rpm
Conversion Efficiency	40%
Alternator	
Brand	Mecc Altea
Model	ECO40-1S/4
Excitation Type	Brushless with AVR
Connection Type	3-Phase, 4-Line
Conversion Efficiency	93.9%
Controller	
Brand	DEIF
Model	AGC222
Type	Manual, semi-auto or full-auto control.
Others	
Pedestal, Radiator, Air filter, Muffler, Battery & Gas Pressure Reducer are included.	
Soundproof, Engine oil, Coolant and Output Cable are not included	

Remark: Specification subject to change without prior notice.

Official Quotation

Model	AMC300GF-PN
Unit Price	FOB Shanghai Port US\$68,000
	CIF Valencia Port US\$68,600
Optional	Super soundproof + US\$10,500
	On-site installation, commissioning & training +US\$2,500
Payment	30% TT as deposit + 70% TT before shipment
Lead-time	30working days
Shipment	1 unit to be loaded into 1 x 20'GP container
Quality warranty	1,500 hours or 1 year
	Optional prolonged warranty as per customer' request
Validity	To Sep 20 th , 2016

450Kw Deutz Natural Gas Generator



Main Specification & Configuration

Prime Power	450Kw (562.5KVA)
Engine	Deutz BF12M1015
Alternator	Mecc Altea ECO40-1L/4
Controller	DEIF AGC222

Recommended Operation Conditions

● Gas CH ₄ Content $\geq 76\%$
● Gas Pressure $\geq 3\text{KPa}$
● Calorific Value $\geq 32\text{MJ/M}^3$
● Gas H ₂ S Content $\leq 20\text{mg/M}^3$
● Gas Total Sulphur $\leq 460\text{mg/M}^3$
● Altitude $\leq 4,000\text{m}$
● $-25^{\circ}\text{C} \leq \text{Ambient temperature} \leq +50^{\circ}\text{C}$

Advantage & Feature

● Reliable Deutz engine, Mecc Alte alternator and DEIF controller.
● Advanced lean burn technology.
● Prompt dynamic response similar to diesel generator.
● Excellent power generation efficiency.
● Widely gas pressure adaptability.
● Humanized manual, semi-auto and full-auto operation model.

Detailed Specification & Configuration

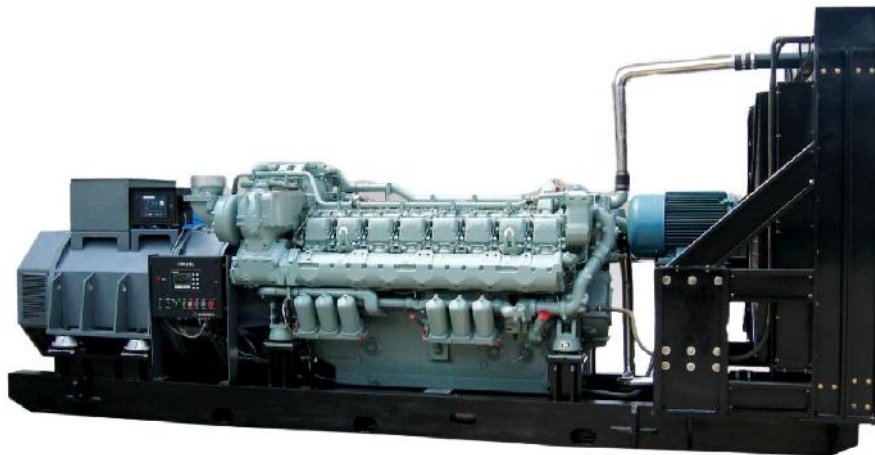
Model	AMC450GF-PN
Prime Power	450Kw (562.5KVA)
Rated Voltage	230/400V
Rated Current	811.8A
Rated Frequency	50 or 60Hz
Power Factor	0.8
Gas Consumption	0.27Nm ³ /Kw·h
Operating Weight	4,500Kg
Overall Size(L x W X H)	3,850 × 1,450 × 1,900mm
Engine	
Brand	Deutz
Model	BF12M1015
Type	12-cylinder, 4-stroke, turbocharged
Displacement	23.80L
Compression Ratio	11.5
Ignition	Electric control, independent ignition
Fuel Control	Lean burn, closed-loop control
Speed Governing	Electric control
Rated Speed	1500rpm
Conversion Efficiency	40%
Alternator	
Brand	Mecc Altea
Model	ECO40-1L/4
Excitation Type	Brushless with AVR
Connection Type	3-Phase, 4-Line
Conversion Efficiency	94%
Controller	
Brand	DEIF
Model	AGC222
Type	Manual, semi-auto or full-auto control.
Others	
Pedestal, Radiator, Air filter, Muffler, Battery & Gas Pressure Reducer are included.	
Soundproof, Engine oil, Coolant and Output Cable are not included	

Remark: Specification subject to change without prior notice.

Official Quotation

Model	AMC450GF-PN
Unit Price	FOB Shanghai Port US\$116,800
	CIF Valencia Port US\$117,400
Optional	Super soundproof + US\$12,200
	On-site installation, commissioning & training +US\$2,500
Payment	30% TT as deposit + 70% TT before shipment
Lead-time	45 working days
Shipment	1 unit to be loaded into 1 x 20'GP container
Quality warranty	1,500 hours or 1 year
	Optional prolonged warranty as per customer' request
Validity	To Sep 20 th , 2016

500Kw MTU Natural Gas Generator



Main Specification & Configuration

Prime Power	500Kw (625KVA)
Engine	MTU Licensed 8V165
Alternator	Mecc Altea ECO40-1.5L/4
Controller	DEIF AGC222

Recommended Operation Conditions

● Gas CH ₄ Content $\geq 76\%$
● Gas Pressure $\geq 3\text{KPa}$
● Calorific Value $\geq 32\text{MJ/M}^3$
● Gas H ₂ S Content $\leq 20\text{mg/M}^3$
● Gas Total Sulphur $\leq 460\text{mg/M}^3$
● Altitude $\leq 4,000\text{m}$
● $-25^{\circ}\text{C} \leq \text{Ambient temperature} \leq +50^{\circ}\text{C}$

Advantage & Feature

● Reliable MTU Licensed engine, Mecc Altea alternator and DEIF controller.
● Advanced lean burn technology.
● Prompt dynamic response similar to diesel generator.
● Excellent power generation efficiency.
● Widely gas pressure adaptability.
● Humanized manual, semi-auto and full-auto operation model.

Detailed Specification & Configuration

Model	AMC500GF-PN3
Prime Power	500Kw (625KVA)
24H Continuous Power	400Kw(500KVA)
Rated Voltage	230/400V
Rated Current	902.1A
Rated Frequency	50 or 60Hz
Power Factor	0.8
Gas Consumption	0.27Nm ³ /Kw·h
Operating Weight	6,500Kg
Overall Size(L x W X H)	4,200 × 1,600 × 2,300mm
Engine	
Brand	MTU Licensed
Model	8V165
Type	8-cylinder, 4-stroke, turbocharged
Displacement	31.65L
Compression Ratio	11
Ignition	Electric control, independent ignition
Fuel Control	Lean burn, closed-loop control
Speed Governing	Electric control
Rated Speed	1500rpm
Conversion Efficiency	41%
Alternator	
Brand	Mecc Altea
Model	ECO40-1.5L/4
Excitation Type	Brushless with AVR
Connection Type	3-Phase, 4-Line
Conversion Efficiency	94.1%
Controller	
Brand	DEIF
Model	AGC222
Type	Manual, semi-auto or full-auto control.
Others	
Pedestal, Radiator, Air filter, Muffler, Battery & Gas Pressure Reducer are included.	
Soundproof, Engine oil, Coolant and Output Cable are not included	

Remark: Specification subject to change without prior notice.

Official Quotation

Model	AMC500GF-PN3
Unit Price	FOB Shanghai Port US\$228,500
	CIF Valencia Port US\$229,700
Optional	Super soundproof + US\$16,600
	On-site installation, commissioning & training +US\$2,500
Payment	30% TT as deposit + 70% TT before shipment
Lead-time	60working days
Shipment	1 unit to be loaded into 1 x 40'HQ container
Quality warranty	1,500 hours or 1 year
	Optional prolonged warranty as per customer' request
Validity	To Sep 20 th , 2016

AMICO Gas Generator Maintenance Schedule & Cost (20 years or 160,000 hours)

Model	AMC300GF-PN（Deutz）				AMC500GF-PN3（MTU）			
Routine Maintenance(Every 500 hours)								
Item	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price
Replace Engine Oil	L	¥ 18	52	¥ 936	L	¥ 18	110	¥ 1980
Replace Engine Oil Filter	Pc	¥ 205	1	¥ 205	Pc	¥ 450	1	¥ 450
Check Battery Electrolyte								
Supplement Coolant								
Routine Maintenance(Every 1,000 hours)								
Item	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price
Check Spark Plug Clearance								
Check Throttle Clearance								
Clean Crankcase Ventilation								
Clean Water Tank								
Drain Condensated Water Of Gas Pressure Regulator								
Check Hose Clamp								
Check Belt								
Check Air Intake System								

Routine Maintenance(Every 2,000 hours)

Item	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price
Replace Air Filter	Pc	¥ 535	1	¥ 535	Pc	¥ 823	1	¥ 823
Replace Spark Plug	Pc	¥ 124	8	¥ 992	Pc	¥ 1080	8	¥ 8640
Check Generator Vibrating								
Check Wire Connection								

Routine Maintenance(Every 4,000 hours)

Item	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price
Replace Ignition Coil	Pc	¥ 351	8	¥ 2808	Pc	¥ 900	8	¥ 7200
Check Crankcase Ventilation								
Check Start Motor								
Check Engine Installation Fitting								
Check Engine Protection Device								

Routine Maintenance(Every 8,000 hours)

Item	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price
Replace Alternator Belt	Pc	¥ 64	2	¥ 128	Pc			
Replace Mixer Diaphragm	Pc	¥ 148	2	¥ 296	Pc			
Replace High Voltage Wire	Pc	¥ 185	8	¥ 1480	Pc	¥ 10	240	¥ 2400
Replace Coolant	L	¥ 10	105	¥ 1050	L			

Check Rectifier								
Check Thermostat								
Turbocharger Check								
Overhaul (12,000~24,000hours)								
Item	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price
Engine Overhaul Kits	Set	¥ 36000	1	¥ 36000	Set	¥ 50000	1	¥ 50000
Scope: Air Valve Retainer, Air Valve, Air Valve Spring, Air Valve Rocker, Turbocharger & Water Pump								
Overhaul (36,000~60,000hours)								
Item	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price
Engine Overhaul Kits	Set	¥ 58000	1	¥ 58000	Set	¥ 80000	1	¥ 80000
Scope: Connecting Rod Bearing, Cylinder Head Assembly, Cylinder Sleeve, Main Bearing, Piston Ring, Water temperature regulator, Turbocharger, Water Pump & Gas Pressure Regulator								
Overhaul (50,000~100,000hours)								
Item	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price	Unit	Unit Price	Quantity	Total Price
Engine Overhaul Kits	Set	¥ 120000	1	¥ 120000	Set	¥ 140000	1	¥ 140000
Scope: Connecting Rod Bearing, Camshaft Bearing, Joint, Sealing Pad, Sealing Ring, Driving Gear Bearing, Cylinder Head Assembly, Main Bearing, Piston Ring, Cable, Turbocharger, Water Pump & Gas Pressure Regulator								
20 Year Maintenance Cost	¥ 1410297.778 ≈ \$216,968.889				¥ 2061822.222 ≈ \$317,203.419			
Unit Maintenance Cost	¥ 0.037 ≈ \$0.0057 per kW·h				¥ 0.032 ≈ 0.0049 per kW·h			