



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

ANÁLISIS DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS SOSTENIBLES

ANALYSIS OF ELECTRICAL SUPPLY ON SITE AND STUDY OF
SUSTAINABLE ALTERNATIVES

Autor

Francisco Javier Palá Zamarbide

Director/es

José Luis Ezquerro Bernad

Luis María Serra de Renobales

Escuela de Ingeniería y Arquitectura (EINA)

2022

RESUMEN

En el presente proyecto se desarrolla un análisis de la situación actual del suministro eléctrico durante la ejecución de obras de construcción de nuevas viviendas, señalando los principales problemas que se presentan y sus respectivas consecuencias tanto económicas como medioambientales.

La situación actual no es sostenible en el tiempo para nuestro medioambiente y puede llegar a ser insostenible económicamente para las empresas constructoras. Es por ello que se necesita buscar alternativas inmediatas ambientalmente sostenibles, técnicamente viables, eficientes y rentables económicamente. Se hará hincapié en aquellas que presenten mayor viabilidad a corto plazo y en alguna que a medio plazo pueda llegar a tener un gran potencial pero que todavía se encuentre en fase de desarrollo.

Previo a la búsqueda de otras formas de suministro, se realizará un estudio de autoconsumo y previsión de cargas en una obra de edificación residencial de tamaño medio para más adelante dimensionar las alternativas.

En las obras cuyo suministro eléctrico se realiza con generadores eléctricos, el biodiesel es la alternativa más establecida como combustible y el hidrógeno parece ser que es lo que nos depara en un futuro próximo, por lo que analizar todo tipo de consideraciones relacionadas con estos combustibles será una parte fundamental del proyecto.

Investigar la manera de suministrar electricidad a las obras mediante paneles fotovoltaicos es un gran reto ya que se trata de algo pionero en el ámbito de la construcción. Se estudiará su viabilidad tanto técnica como económica, así como los beneficios en términos de emisiones.

Por último, la elaboración de una propuesta sobre una alternativa administrativa no hay que dejarla de lado, pues toda esta situación actual se podría solucionar rápidamente si la cadena administrativa fuera efectiva y óptima.

ABSTRACT

In this project, an analysis of the current situation of the electricity supply during the execution of construction works of new houses is developed, pointing out the main problems that arise and their respective economic and environmental consequences.

The current situation is not sustainable for our environment and may become economically unsustainable for construction companies. That is why it is necessary to look for immediate alternatives that are environmentally sustainable, technically viable, efficient and economically profitable. Emphasis will be placed on those that present greater viability in the short term and on those that in the medium term may have great potential but are still in the development phase.

Prior to the search for other forms of supply, a study of self-consumption and load forecasting will be carried out in a medium-sized residential building project to later size the alternatives.

In works whose electricity supply is carried out with electric generators, biodiesel is the most established alternative as fuel and hydrogen seems to be the fuel awaiting us in the near future. Thus, the analysis of all kinds of considerations related to these fuels will be an essential part of the project.

Investigating how to supply electricity to construction sites through photovoltaic panels is a great challenge since it is something pioneering in the field of construction. Its technical and economic feasibility will be studied, as well as its benefits in terms of emissions.

Lastly, the elaboration of a proposal on an administrative alternative should not be left aside, since all this current situation could be solved quickly if the administrative chain were effective and optimal.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría agradecer el apoyo que me ha dado mi familia durante el desarrollo de este proyecto y durante estos años universitarios, depositando la confianza en mí y dándome ánimos para continuar en todos los momentos difíciles de esta etapa como estudiante. Sin ellos no hubiera sido posible.

Agradecer a la empresa Obras Especiales e Infraestructuras SAU por haberme dado la oportunidad de trabajar con ellos en las prácticas y haberme facilitado toda la información necesaria para la elaboración del proyecto.

También me gustaría agradecer tanto a mi tutor académico y codirector del proyecto Luis Serra, como a mi tutor de empresa y codirector del proyecto José Luis Ezquerra, por guiarme, ayudarme y estar a mi disposición siempre que lo he necesitado.

TABLA DE CONTENIDO

1.	INTRODUCCION.....	8
1.1	Motivación y origen del proyecto	8
1.2	Marco del proyecto	8
1.3	Antecedentes	8
1.4	Objetivos	9
1.5	Metodología y herramientas.....	10
2.	DESCRIPCION DEL PROBLEMA.....	11
2.1	Condicionantes de partida	11
2.2	Proceso administrativo para la solicitud de acometida eléctrica	11
2.3	Tipos de conexiones.....	12
2.3.1	Conexión mediante trenzado aéreo:.....	12
2.3.2	Conexión subterránea:.....	12
2.4	Causas de los diferentes tipos de conexión	13
2.5	Consecuencias económico-medioambientales de los diferentes tipos de conexión	14
2.5.1	Caso 1. Edificio Ribera Garden (60 viviendas).....	14
2.5.2	Caso 2. Edificio Gran Canal VII (60 viviendas)	16
2.5.3	Análisis comparativo.....	18
2.6	Contaminación acústica.....	19
3.	ANÁLISIS DEL AUTOCONSUMO	19
3.1	Previsión de cargas.....	19
3.2	Consumo real en obra. Comparativa	22
4.	BÚSQUEDA DE ALTERNATIVAS.....	25
4.1	Hidrógeno. Alternativa de futuro	26
4.2	Biodiesel. Grupos electrógenos.....	27
4.3	Alternativa híbrida. Placas fotovoltaicas.....	28
4.3.1	Introducción a la alternativa.....	28
4.3.2	Consideraciones previas.....	29
4.3.3	Legislación	31
4.3.4	Análisis técnico de los elementos del dispositivo	31
4.3.5	Estudio de orientación e inclinación de la instalación	31
4.3.6	Estudio de dimensionado de la instalación. Hoja de cálculo	33
4.3.7	Selección de los elementos principales. Consulta de mercado.....	40
4.3.8	Producción. Ajuste del dimensionado.....	42
4.3.9	Características generales de la instalación	43

ANÁLISIS DEL SUMINSITRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

4.3.10	Ergonomía del dispositivo	43
4.3.11	Análisis económico.....	44
4.3.12	Evaluación económica	49
4.3.13	Análisis medioambiental.....	51
5.	PROPUESTA ADMINISTRATIVA.....	54
6.	CONCLUSIÓN ALTERNATIVAS TÉCNICAS.....	55
7.	TRABAJO FUTURO	56
8.	BIBLIOGRAFÍA	57
9.	ANEXOS.....	60
9.1	Suministro Compañía Eléctrica.....	60
9.2	Datos Facturas Alquiler Grupo Electrónico	61
9.3	Consumo Gasóleo Grupo Electrónico. Facturas.....	63
9.4	Análisis del hidrógeno como alternativa.....	66
9.4.1	Introducción al hidrógeno	66
9.4.2	Consideraciones previas.....	67
9.4.3	Aplicación a los grupos electrógenos.....	70
9.4.4	Consulta de mercado actual.	71
9.5	Análisis del biodiesel como alternativa.....	71
9.5.1	Introducción al biodiesel.....	71
9.5.2	Consideraciones previas.....	72
9.5.3	Consulta de mercado.....	73
9.5.4	Análisis económico	74
9.5.5	Análisis medioambiental.....	76
9.6	Análisis técnico de los distintos dispositivos	76
9.6.1	Contenedor.....	76
9.6.2	Sistema de almacenamiento	78
9.6.3	Módulos fotovoltaicos.....	79
9.6.4	Inversores solares.....	80
9.6.5	Grupo electrógeno de apoyo	82
9.6.6	Estructura	82
9.6.7	Protecciones y puesta a tierra.....	83
9.6.8	Sistema antivertido.....	83
9.6.9	Cableado	84
9.7	Informes Software PVGIS	86
9.8	Hoja de cálculo Excel. Simulación.....	91

9.9	Fichas técnicas	99
9.9.1	Ficha técnica paneles fotovoltaicos.....	99
9.9.2	Ficha técnica baterías	101
9.9.3	Ficha técnica inversor	103
9.9.4	Ficha técnica inversores cargadores.....	107
9.9.5	Ficha técnica grupos electrógenos	111

1. INTRODUCCION

1.1 Motivación y origen del proyecto

La elección de la temática de este trabajo responde a la preocupación por parte de la empresa Obras Especiales Edificación e Infraestructuras SAU por la excesiva utilización de grupos electrógenos durante sus obras con sus consiguientes problemas de contaminación del aire y contaminación acústica, problemas que interfieren negativamente en el medioambiente.

La búsqueda de alternativas y la profundización en las más interesantes con la obtención de resultados, ayudará en gran medida a la disminución de la contaminación producida en el proceso constructivo de cualquier tipo de edificación.

1.2 Marco del proyecto

La problemática de la contaminación medioambiental es de gran importancia en el ámbito de la ingeniería industrial, sobre todo cuando nos referimos al entorno urbano. La preocupación por la huella de carbono producida en el ejercicio de la construcción se ha incrementado de forma continuada desde la firma del Protocolo Kioto, donde se tomaron las primeras medidas importantes en la reducción de emisión gases de efecto invernadero.

Fue en 2014 cuando el actual Ministerio para la Transición Ecológica crea el Registro de huella, compensación y proyectos de absorción de CO_2 , facilitando de esta manera una completa guía explicativa de los conceptos y beneficios que tiene el seguir el procedimiento de reducción de las emisiones de CO_2 [1].

A la hora de poder reducir la huella de carbono producida en la construcción hay que tener en cuenta variables previas a la construcción como la obtención de materias primas, variables relacionadas con la obra como el transporte de materia prima, uso de maquinaria, suministro eléctrico, etc. Y finalmente variables al finalizar la obra para que la edificación se mantenga a temperaturas estables y cómodas durante todo el año.

Según el Informe sobre el estado global de los edificios y la construcción de 2020 elaborado por UN Environment Programme, el sector de la construcción ha representado en 2019 el 38% de las emisiones globales de CO_2 relacionadas con la energía [2].

Se analizará la situación actual del suministro de energía eléctrica durante la ejecución de las obras de edificación con sus consecuencias y se realizará un estudio de varias alternativas posibles para mejorar el impacto medioambiental durante la construcción, contribuyendo a la reducción de la huella de carbono producida durante una obra.

1.3 Antecedentes

En los últimos años, la empresa asegura haber apreciado un cambio en el modelo de suministro eléctrico a las obras. Años atrás, las obras comenzaban con la implantación temporal de un grupo electrógeno diésel durante un periodo de tiempo de unos 3 o 4 meses y posteriormente se sustituía por una acometida de obra a la red eléctrica que por término medio, daba servicio durante unos 18 meses. En la actualidad los trámites necesarios para obtener el permiso de acceso a la red eléctrica se pueden llegar a demorar los 20-21 meses habituales de duración de la obra, por lo que la energía eléctrica necesaria para la ejecución de la obra frecuentemente es suministrada por grupos electrógenos diésel. Esto supone un grave problema en términos de consumo de combustibles fósiles y por lo tanto de contaminación.

Las condiciones actuales se deben a que la compañía suministradora de energía eléctrica exige tener concedida la licencia de obras para poder iniciar los trámites, pero estos se demoran en exceso en el tiempo y más aún cuando el tipo de conexión requerida no es el más favorable, por lo que se hace muy habitual que la constructora no disponga de suministro en su ejercicio. Esto provoca tener que buscar formas rápidas y efectivas de suministro sin tener en cuenta los posibles riesgos medioambientales que estos pueden provocar. La utilización de grupos electrógenos es la opción generalizada.

1.4 Objetivos

Los esfuerzos en términos de sostenibilidad por parte de la empresa Obras Especiales están siendo considerables, construyendo edificios con certificación medio ambiental BREEAM, en el que se evalúan varias categorías: salud y bienestar, gestión de obras, energía, transporte, agua, materiales, residuos, uso del suelo y ecología, contaminación e innovación. Conseguir un suministro de energía para la ejecución de las obras con menor impacto ambiental que el producido por los generadores diésel supondría una gran mejora en términos medioambientales.

Los objetivos a lograr son los siguientes:

- Analizar las consecuencias del retraso administrativo. Dado que la solución actual consiste en implantar grupos electrógenos alimentados mediante gasoil, investigar y analizar sus correspondientes consumos y emisiones a la atmósfera para cuantificar el impacto medioambiental que supone su utilización. El objetivo de esta parte consiste en ser conscientes de lo que supone una carencia de efectividad en la cadena administrativa.
El estudio y toma de datos de los grupos electrógenos, dispersados por la gran variedad de obras en las que interviene la empresa interesada, será el objeto del primer análisis técnico a llevar a cabo.
- Explorar nuevas formas de suministro sostenibles que beneficien al medioambiente y a la empresa constructora.
- Elaborar un estudio de las posibles opciones a tener en cuenta y profundizar en aquellas que sean de mayor interés.

1.5 Metodología y herramientas

En cuanto a la metodología del presente proyecto se han seguido las siguientes etapas de trabajo:

1. Elección del tema de acuerdo a las preocupaciones existentes en la empresa Obras Especiales.
2. Recopilación de datos e información mediante la consulta a profesionales del sector y consulta de facturas de gasoil, electricidad y alquiler de grupos electrógenos de distintas obras ubicadas en la ciudad de Zaragoza llevadas a cabo por Obras Especiales.
3. Estructuración y digitalización de toda la información recopilada.
4. Análisis de la situación actual y estudio de sus consecuencias.
5. Estudio de necesidades a cumplir por las alternativas a analizar.
6. Búsqueda de alternativas técnicas viables, tanto de las que se pueden aplicar de manera inmediata como de las que se encuentran en desarrollo con un futuro prometedor.
7. Selección y análisis de 2 alternativas técnicas que puedan aplicarse de manera inmediata al ejercicio constructivo de la empresa debido a la urgencia del proyecto.
8. Selección y análisis de la 1ª alternativa que se encuentre en fase de desarrollo.
9. Sugerencia de una propuesta administrativa.
10. Elaboración de conclusiones y determinación del trabajo futuro.

Como herramientas técnicas se ha empleado el software PVGIS para simular la producción de instalaciones fotovoltaicas de distintas características. También se ha hecho uso en gran medida de la herramienta Excel para llevar a cabo un estudio de producción anual con sus respectivos flujos de potencia hora a hora entre cada elemento integrante de la instalación.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

2.1 Condiciones de partida

La situación administrativa es la condicionante del proyecto que se va a llevar a cabo. La gestión de la solicitud de suministro de electricidad en la obra y la obtención de ésta, son los trámites que más problemas presentan a la hora de tener la acometida eléctrica disponible en el momento en el que se inicia la obra.

Además de tener en cuenta los condicionantes derivados de antecedentes técnico-administrativos, se van a valorar condicionantes de diversa índole: económicos, ambientales, funcionales y ubicación.

Los condicionantes ambientales persiguen el objetivo de generar el mínimo impacto sobre el medioambiente. Los condicionantes económicos imponen el objetivo de maximizar la rentabilidad económica de la actuación con los mínimos costes posibles. Por último, los condicionantes de ubicación buscan analizar la situación para el estudio de alternativas y afectar lo mínimo a la superficie disponible en cada obra ya que se trata de un bien escaso.

2.2 Proceso administrativo para la solicitud de acometida eléctrica

La primera traba y más importante es la imposibilidad de solicitar la concesión de suministro eléctrico sin tener concedida la licencia de obra. Y es que la empresa comercializadora de electricidad no permite ni siquiera iniciar el trámite meses antes de tener la licencia.

Son varios los pasos que hay que dar antes de tener la licencia de obra y se podría ahorrar una gran cantidad de tiempo y dinero, así como una considerable reducción de contaminación del medioambiente si la solicitud de conexión a la red eléctrica se pudiera llevar a cabo a la vez que los trámites de licencia de obra.

Una vez concedida la licencia de obra, las máquinas y el proceso de petición de energía eléctrica se ponen en marcha, cuanto más tiempo tarde en llegar el permiso para la conexión a la red eléctrica, más tiempo estará la obra funcionando mediante grupos electrógenos de gasoil y, por ende, mayor será la huella de carbono producida. Y es que el proceso de solicitud de conexión tampoco es instantáneo.

- Partimos de unos impresos de los que dispone la empresa comercializadora de electricidad que hay que rellenar y enviar a un correo electrónico genérico.
- A los 3-4 días laborables, contestan al correo en cuestión informando de que la solicitud ha sido aceptada y será tramitada en cuanto sea posible.

- El técnico de la empresa comercializadora contesta al cabo de 3-4 semanas indicando las condiciones tecno-económicas del enganche que se va a tener que realizar a la red. Información como el tipo de conexión, coste, punto de conexión, etc.

2.3 Tipos de conexiones

El tipo de conexión a tener que realizar en la obra puede ser de dos tipos:

2.3.1 Conexión mediante trenzado aéreo:

En el caso de la conexión aérea, el trámite es relativamente rápido en el tiempo ya que consistiría en acudir a la caja de la fachada más próxima indicada donde se va a llevar a cabo la conexión, desviar el cuadro hacia la obra, hacer una serie de fotografías a la instalación y finalmente enviar un correo a la empresa comercializadora a la espera de que den el visto bueno para la concesión del suministro.

2.3.2 Conexión subterránea:

En cambio, si estamos ante una conexión subterránea, el proceso se complica.

Ante este tipo de conexión en una obra, existen 2 posibilidades que se van a explicar brevemente a continuación:

- La primera es que, al trabajar inicialmente el terreno, aparezcan las puntas de la línea eléctrica dentro del solar donde se va a llevar a cabo la obra. En este caso hay que poner una hornacina de hormigón y alojar en ella una caja de seccionamiento y protección de la compañía eléctrica.
El solicitante tiene que tender una línea de enlace de unos 2 metros. Esto es debido a que la compañía suministradora no permite utilizar las puntas existentes ya que han podido ser dañadas en el proceso de excavación del solar. Estas puntas se deben cortar debajo de la acera y se empalman con las líneas de enlace.
De esta manera la línea nueva desde la caja de seccionamiento y esta línea de 2 metros se tienen que ceder a la compañía. Esta obra de acometida requiere elaborar y tramitar su proyecto y certificado de final de obra.
- La segunda es que la red eléctrica pase de largo por debajo de la acera. En ese caso hay que hacer un bypass. Para ello se corta la línea que viene del centro de transformación (CT).

El bypass consiste en empalmar la línea de entrada desde el centro de transformación con la entrada de la nueva caja de seccionamiento y la salida de la caja de seccionamiento con la salida de la línea del centro de transformación. Estas nuevas líneas necesitan también un convenio de cesión por que también se requieren todos los trámites de Proyecto y Dirección de Obra.

En el caso de la conexión subterránea, los trámites para poder obtener el suministro eléctrico se alargan en el tiempo ya que es necesario realizar un proyecto visado por un técnico competente para la obtención de licencia en el Ayuntamiento. El proyecto antes de ser visado se tiene que enviar a la compañía suministradora para que lo valide y una vez validado se presenta al Ayuntamiento para obtener la licencia.

Con la licencia concedida por el Ayuntamiento se tiene que hacer la obra civil según las condiciones explicadas en el punto anterior. Con la obra civil ejecutada se envían fotos de los trabajos para que la Compañía suministradora pueda encargar la orden de trabajo a la subcontrata y ejecute finalmente la conexión.

2.4 Causas de los diferentes tipos de conexión

Las causas de tener un tipo de conexión u otro están directamente relacionadas con la ubicación de la obra.

- Una obra situada en una localización cuyo entorno esté urbanizado hace mucho tiempo y haya variedad de edificios ya construidos con cierta antigüedad a su alrededor, será propensa a tener una conexión de tipo trenzado aéreo. Esto se debe a que la zona es alimentada eléctricamente con tendidos aéreos, normalmente fijados a las fachadas de los edificios existentes.
- En cambio, una obra situada en un entorno cuyo desarrollo urbanístico sea reciente va a ser más propensa a necesitar una conexión de tipo subterránea, puesto que los diseños de las redes de distribución eléctrica se encuentran bajo tierra dificultando así su conexión.

La mayoría de las obras ubicadas en una ciudad como Zaragoza se van a encontrar a las afueras de ésta debido a su condición de desarrollo y expansión urbanística. Barrios como Arcosur o Parque Venecia son fruto de un reciente proyecto urbanístico por lo que las infraestructuras de suministro eléctrico son del tipo subterráneo y las obras realizadas en estas ubicaciones van a necesitar una conexión subterránea.

2.5 Consecuencias económico-medioambientales de los diferentes tipos de conexión

A continuación, se va a realizar un análisis de dos obras de un tamaño similar, cada una ubicada en diferentes zonas de la ciudad y que tienen un tipo de conexión distinto para comparar las consecuencias económicas y medioambientales.

2.5.1 Caso 1. Edificio Ribera Garden (60 viviendas)

La primera (EDIFICIO RIBERA GARDEN 60 viviendas) se trata de una obra situada en la calle Lourdes de Zaragoza con un tipo de infraestructura eléctrica con trenzado aéreo.

Esta zona se urbanizó aproximadamente entre los años 1950 y 1960. Al ser una zona consolidada en el tiempo y disponer de trenzado eléctrico aéreo, se consiguió el suministro eléctrico en un plazo de 3 meses. Los tres primeros meses se hizo uso de un grupo electrógeno de gasoil y los 18 siguientes, se sirvió del suministro eléctrico mediante conexión a red.



Ilustración 2.1 Edificio Ribera Garden finalizado. Fuente: José Luis Ezquerro

Se ha llevado a cabo una exhaustiva toma de datos mediante la consulta de facturas y la elaboración de una hoja de cálculo que se pueden consultar en el [Anexo 9.1](#) (Suministro Compañía Eléctrica). A continuación, se van a resumir las características de dicha obra en una tabla:

Características de la obra	
Fecha de inicio de obra	15/01/2019
Fecha petición del suministro eléctrico	15/01/2019
Potencia contratada con la empresa comercializadora	25 kW
Duración trámite de la concesión	3 meses
Duración de la obra	21 meses
Duración del suministro eléctrico	18 meses
Coste total del suministro eléctrico mediante acometida	7.995,74€
Estimación coste Grupo Electrónico durante los 3 primeros meses	3.900,00 €
Coste Total Estimado (Grupo electrónico +Acometida eléctrica)	11.895,74€
Cálculo de la Huella de Carbono durante el suministro:	
$Huella\ Carbono = F_{emisión} * E_{consumida}$	
Periodo	18 meses
Factor de Emisión de Endesa (kg CO ₂ / kWh) [3]	0,2
Energía consumida (kWh)	31.603,00
<u>Huella de Carbono (kg CO₂)</u>	<u>6.320,60</u>
Estimación de la Huella de Carbono del grupo electrónico :	
$Huella\ Carbono = F_{emisión} * L_{consumidos}$	
Tipo de combustible	GASOLEO A
Periodo	3 meses
L_c = Litros consumidos de gasoil (l)	3.900,00
F_e = Factor de emisión (kg CO ₂ /l) [3]	2,49
<u>Huella de Carbono (kg CO₂)</u>	<u>9.711,00</u>
<u>Huella de Carbono Total Estimada</u>	<u>16.031,60 kg CO₂</u>

Tabla 2.1 Características generales de la obra: Ribera Garden. Fuente: Investigación personal

En la anterior tabla se ha tenido que hacer una estimación del coste y consumos del grupo electrónico debido a que en el proceso de investigación no se pudo hacer uso de las facturas correspondientes. Se han tomado como referencia los datos de la obra que se va a analizar a continuación.

2.5.2 Caso 2. Edificio Gran Canal VII (60 viviendas)

La segunda obra (edificio Gran Canal VII 60 viviendas) estaba situada en el barrio Parque Venecia de Zaragoza. Este polígono comenzó los trabajos de urbanización en el año 2009 y terminó en 2013. Al ser un polígono de reciente construcción la infraestructura eléctrica proyectada se ejecutó subterránea y por lo tanto la conexión del suministro de la obra a red eléctrica sería subterránea. Al tener que empezar el proceso de una conexión subterránea, comenzaron las trabas administrativas debido a la complejidad de la misma.



Ilustración 2.2 Edificio de Gran Canal VII en proceso de construcción. Cerramientos exteriores. Fuente: José Luis Ezquerra

Para poder hacer el punto de conexión a la red eléctrica se tuvo que solicitar licencia de obra al Ayuntamiento de Zaragoza. Para ello se debió de realizar un proyecto donde se recogieran el alcance de los trabajos y la necesidad de hacer un by-pass. Con los trabajos realizados y para terminar la tramitación se tenían que conseguir los certificados de instalación, ensayos de calidad, etc.

Una vez realizado el proyecto este debía ser visado y enviado por correo electrónico a Endesa, tras varios días de espera, se recibieron las condiciones de suministro y el sello que se debe entregar en el Ayuntamiento. Todo este proceso, como ha ocurrido en la presente obra, se puede alargar más de un año.

Dado que el proceso para poder realizar la conexión se demora tanto, la constructora decidió que no le compensaba económicamente prescindir de los grupos electrógenos y asumir los costes de un nuevo sistema de acometida eléctrica. Por todo ello desiste y decide que la obra debe llevarse a cabo en su totalidad mediante el uso de grupos electrógenos que produzcan la energía necesaria.

Se ha podido comprobar que en esta y en otras muchas obras, una vez que se ha conseguido el suministro ya no es rentable cambiar el sistema debido a los pocos meses de obra restantes, considerando también la inversión necesaria para realizar los trabajos de la acometida.

De la misma forma que en el caso anterior, se ha realizado un trabajo de investigación mediante la consulta de facturas de alquiler de grupo electrógeno y compra de gasoil que se puede consultar en el Anexo 9.2 (Alquiler de Grupo Electrónico) y en el Anexo 9.3 (Consumos de Gasoil). A continuación, se van a resumir las características analizadas de dicha obra:

Características de la obra	
Fecha de inicio de obra	08/06/2020
Fecha petición del suministro	08/06/2020
Fecha cancelación de la petición del suministro eléctrico	15/10/2021
Dispositivo utilizado para satisfacer la demanda energética	Grupo Electrónico 150kVA
Periodo de uso del grupo electrógeno	19 meses
Duración de la obra	19 meses
Coste total alquiler grupo electrógeno	15.413,57 €
Coste total del combustible	24.234,23 €
Coste total del suministro energético (grupo + gasoil)	39.647,80 €
Cálculo de la Huella de Carbono	
$Huella\ Carbono = F_{emisión} * L_{consumidos}$	
Tipo de combustible	GASOLEO A
Periodo	19 meses
L_c = Litros consumidos de gasoil (l)	24.466,68
F_e = Factor de emisión ($kg\ CO_2/l$) [3]	2,49
<u>Huella total de Carbono ($kg\ CO_2$)</u>	<u>60.995,43</u>

Tabla 2.2 Características generales de la obra: Gran Canal VII. Fuente: Investigación personal

2.5.3 Análisis comparativo

Si analizamos las características de ambos casos podemos sacar varias conclusiones:

- **Edificio Ribera Garden**; al estar en una ubicación urbanísticamente antigua, se consiguió el suministro en un periodo de 3 meses por lo que la mayor parte de la obra se llevó a cabo mediante suministro eléctrico. Esto se tradujo en:

- **Coste Económico Total:** 11.895,74 €
- **Huella de Carbono Total (21 meses):** 16.031,60 kg CO₂
 - Huella Grupo Electrónico (3 meses): 9.711,00 kg CO₂
 - Huella Acometida Eléctrica (18 meses): 6.320,60 kg CO₂

- **Edificio Gran Canal**: al encontrarse en un barrio de reciente desarrollo, no se consiguió la concesión del suministro debido a las trabas administrativas y se tuvo que hacer uso de un grupo electrógeno de gasóleo durante toda la obra. Además, hay que tener en cuenta que la duración de esta obra fue de 19 meses, 2 menos que en el caso del edificio Ribera Garden. Esto se tradujo en:

- **Coste Económico Total:** 39.647,8 €
- **Huella de Carbono Total (19 meses):** 61.000 kg de CO₂

Podemos comprobar que las consecuencias de no poder conseguir el suministro mediante acometida eléctrica son notables. El coste económico de emplear grupo electrógeno es de casi 40.000 € frente a unos 12.000 € de hacer uso de la acometida eléctrica, estamos hablando de un coste 3,5 veces superior. La empresa Obras Especiales tiene unas 11 obras abiertas al año en Zaragoza y el impacto en su cuenta de resultados es de alrededor de 308.000 € anuales en caso de que no pueda disponer de suministro eléctrico en sus obras. Es importante indicar que estos datos económicos se analizaron cuando el coste del diésel era de 0,99 €/ litro.

En términos de contaminación, la consecuencia de emplear el grupo electrógeno es la de emitir prácticamente 4 veces más de kg de CO₂ a la atmosfera.

Estamos ante unas consecuencias muy poco sostenibles en el tiempo. Pues las obras cada vez se llevan a cabo con un margen económico más ajustado debido a la subida de los precios de las materias primas.

Además, en lo relacionado a la huella de carbono producida, si tenemos en cuenta que, en Zaragoza, la mayoría de las obras se realizan en ubicaciones de nuevo desarrollo

urbanístico, las consecuencias medioambientales pueden llegar a ser bastante graves e insostenibles.

2.6 Contaminación acústica

Es necesario reconocer también que los grupos electrógenos pueden llegar a ocasionar molestias desagradables en la sociedad. Son fuentes acústicas que siempre generan un ruido notable que puede llegar a afectar a los habitantes cercanos de la obra en la que se encuentre el grupo electrógeno funcionando.

Para hacernos una idea de la emisión sonora de estos dispositivos, los niveles de presión sonora de un grupo electrógeno pueden estimarse entre 83 y 95 dB a distancias entre 1 y 10 metros. [4]

Los grupos electrógenos son contaminantes acústicos y representan un alto ruido de nivel industrial ubicado en medios urbanos o rurales.

Es por ello que no solo nos enfrentamos ante el inconveniente de las emisiones, sino que la problemática acústica también es provocada por la ineficiencia administrativa y se debe encontrar una solución.

3. ANÁLISIS DEL AUTOCONSUMO

El consumo energético de la obra tiene entidad propia independientemente del sistema de suministro de energía que se instale.

La demanda energética a lo largo de una obra común es uniforme, pero cuando la planificación no es la idónea o las características geométricas de la obra son peculiares, se pueden llegar a dar casos en los que la demanda a lo largo de los 20-21 meses siga una distribución irregular, como es el caso de la obra analizada anteriormente Ribera Garden 60 viviendas.

3.1 Previsión de cargas

En primer lugar, hay que abordar la demanda energética tanto en términos de energía como de potencia que va a tener la instalación fotovoltaica de una obra.

Se ha considerado que en una obra común de tamaño medio como las analizadas anteriormente, sus actividades requeridas de energía se dividen en 2 grupos.

ANÁLISIS DEL SUMINSITRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

1. Actividades de la propia obra: Uso de la grúa torre, andamios eléctricos, silo de mortero, martillos eléctricos, sierras cortadoras de banco, sierras radiales, pequeña herramienta, iluminación provisional de obra, etc.
2. Actividades de gestión de la obra y de los trabajadores: 6 casetas de obra, en las cuales se pueden encontrar los diferentes equipos que usen los obreros y los trabajadores como pueden ser ordenadores, iluminación, impresoras, aire acondicionado, calefacción, etc.

En las tablas a continuación vamos a desglosar la disposición de la potencia según todos los equipos que coexisten durante la realización de la obra con su correspondiente estimación de carga media para su funcionamiento.

	Consumo estimado en Obra				
	Consumo unitario [W]	Cantidad [Ud.]	% Uso	Horas de uso	Consumo [kWh/d]
Grúa Torre	22.000	1	10%	8	17,60
Silo Mortero	2.000	1	10%	8	1,60
Andamio eléctrico	4.000	6	10%	8	19,20
Banco Sierra	1.800	2	20%	8	5,76
Sierra Radial	750	4	20%	8	4,80
Martillo eléctrico	750	1	30%	8	1,80
Iluminación provisional	1.500	1	50%	8	6,00
Equipos portátiles de iluminación	2.000	1	40%	8	6,40
Pequeña herramienta	3.000	1	50%	8	12,00
TOTAL	37.800				75,16

Tabla 3.1 Estimación del consumo energético de una obra. Fuente: Obras Especiales

	Consumo estimado en las Casetas de Obra				
	Consumo unitario [W]	Cantidad [Ud.]	% Uso	Horas de uso	Consumo [kWh/d]
Iluminación	20	24	65%	8	2,50
PC y monitor	150	1	75%	8	0,90
Máquina de Agua	110	2	10%	8	0,18
Split Clima	1.800	2	20%	8	5,76
Impresora- escáner	100	1	10%	8	0,08
TOTAL	2.180				9,42

Tabla 3.2 Estimación del consumo en una caseta de obra. Fuente: Obras Especiales

Por lo que el consumo total diario estimado en obra será la suma del consumo estimado en obra más el consumo estimado en las casetas de obra:

$$\begin{aligned} \text{Consumo medio diario (kWh)} &= \text{Consumo en obra} + \text{Consumo casetas de obra} \\ &= 75,16 + 9,42 = \mathbf{84,58 \text{ kWh}} \end{aligned}$$

Suponiendo que durante un mes regular se trabaja 22 días, una obra que dure 21 meses tendrá un consumo total estimado de:

$$\begin{aligned} \text{Consumo medio total en obra (kWh)} &= \text{Consumo medio diario} * n^{\circ} \frac{\text{días}}{\text{mes}} * n^{\circ} \text{ meses} \\ &= 84,58 * 22 * 21 = \mathbf{39.075,96 \text{ kWh}} \end{aligned}$$

Para la potencia pico necesaria en nuestra alternativa, se va a considerar esta primera aproximación situándonos en el caso más desfavorable de tener todos los elementos en funcionamiento con un factor de simultaneidad.

La empresa Obras Especiales asegura, bajo su experiencia, que el factor de simultaneidad empleado en sus estudios de previsión de cargas es de 0,6.

$$\text{Pot. pico} = (37.800 + 2.180) * 0,6 = 23.988 \text{ Wp} = \mathbf{24 \text{ kWp}}$$

Esta estimación nos servirá más adelante en el estudio de dimensionamiento para tener un dato de partida con el que trabajar.

3.2 Consumo real en obra. Comparativa

Las obras analizadas anteriormente se llevaron a cabo hace varios años y no es posible recuperar a través del perfil digital de la empresa suministradora los datos horarios en cuanto a demanda.

Es por ello que vamos a trabajar con los datos de demanda real de los que disponemos, estos se tratan de los consumos horarios de una obra de tamaño medio-pequeño (30 viviendas en Cuarte de Huerva), facilitados por Endesa, la empresa comercializadora de electricidad y suministradora de esta durante la obra. Una obra cuya ejecución duró 17 meses. El análisis se apoyará en los datos de consumo generales de la obra analizada anteriormente de las 60 viviendas de Ribera Garden.

El suministro eléctrico en Cuarte de Huerva estuvo activo durante los últimos 13 meses. Los 4 primeros se hizo uso de un grupo electrógeno por los motivos explicados anteriormente en el trabajo. Se trataba de una obra cuyo punto de conexión concedido era trenzado aéreo y se tardó en torno a 4 meses en llevar a cabo los trámites administrativos y conseguir la concesión del suministro.

Como nos encontramos ante una obra cuyo tamaño (30 viviendas) es la mitad que las obras de tamaño medio analizadas anteriormente, se va a estimar un factor ($F=2$) de corrección para extrapolar los consumos a una obra del tamaño analizado anteriormente. Se considera que el consumo sería el doble en cada momento ya que se necesita el doble de trabajo.

Que la duración de la obra sea muy parecida se explica con el tamaño de la plantilla que se utiliza en cada caso. Más reducida en el caso de una obra más pequeña. Menor cantidad de trabajo a realizar con mucha menos mano de obra equipara, en gran medida, la duración en el tiempo.

Los datos mensuales reales de la obra de 30 viviendas de Cuarte de Huerva se resumen en la siguiente tabla:

Nº de mes (D_i)	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
D. MENSUAL [kWh]	976	1095	1225	833	781	702	506	718	699	888	1440	753	1028

Tabla 3.3 Demanda real (kWh) de una obra (30 viviendas de Cuarte de Huerva). Fuente: Endesa

Para los cálculos siguientes, se ha planteado el consumo energético de la obra de 30 viviendas de Cuarte como si fuese el doble de grande y tuviese una duración de 21 meses, de esta manera se podrán equiparar los resultados con los datos obtenidos en el análisis anterior de la obra Ribera Garden.

Durante los 4 primeros meses en los que se empleó el grupo electrógeno, no se disponen de los datos de consumo del grupo electrógeno, por lo que se llevará a cabo una estimación mediante un promedio de los demás meses en los que disponemos datos.

A continuación, se desglosan las demandas energéticas y las correspondientes estimaciones:

- Demanda real de la obra durante el suministro eléctrico mediante acometida (D1):

$$D1 = \sum_{i=5}^{17} D_i = \mathbf{11.643,5 kWh}$$

- Demanda estimada durante los 4 primeros meses mediante grupo electrógeno (D´):

$$D' = \frac{\sum_{i=5}^{17} D_i}{(17 - 5)} * 4 = 896 * 4 = \mathbf{3.584 kWh}$$

- Demanda total estimada de la obra incluyendo los 4 meses de grupo electrógeno (D2):

$$D2 = D1 + D' = \mathbf{15.227,5 kWh}$$

- Demanda estimada de la obra durante el suministro con factor de corrección por tamaño [F=2] (D3):

$$D3 = D1 * F = \mathbf{23.287 kWh}$$

- Demanda total estimada de obra incluyendo los 4 meses de grupo electrógeno con factor de corrección por tamaño (D4):

$$D4 = D3 + ((895,5 * 4) * 2) = \mathbf{30.451 kWh}$$

Como se está haciendo el estudio de la alternativa adaptado a las características de una obra de tamaño medio con una duración en torno a los 21 meses y la obra de la que se han extraído los datos duró 17 meses, se aproxima el consumo total sumándole a la demanda estimada total (D4) el consumo medio durante 4 meses más.

- Demanda total estimada en Cuarte de Huerva durante 21 meses con factor de corrección por tamaño (D5):

$$D5 = D4 + \left(4 * \left(\frac{D4}{17} \right) \right) = \mathbf{37.615,94 kWh}$$

Si comparamos los resultados con los obtenidos en la obra de 60 viviendas de Ribera Garden que duró 21 meses (Apartado 2.5.1) podemos observar que las estimaciones llevadas a cabo son adecuadas. Ambos resultados se encuentran en torno a los 37.000 kWh.

- Consumo durante el suministro en Ribera Garden (C1):

$$C1 = 31.603 \text{ kWh}$$

- Estimación consumo Ribera Garden durante los 3 primeros meses que se emplea grupo electrógeno (C2):

$$C2 = \left(\frac{C1}{18}\right) * 3 = \left(\frac{31603}{18}\right) * 3 = 5.627,16 \text{ kWh}$$

- Consumo total estimado en Ribera Garden durante 21 meses (C3):

$$C3 = C1 + C2 = 37.230,1 \text{ kWh}$$

A continuación una tabla comparativa:

TABLA COMPARATIVA	
Demanda estimada 30 viviendas de Cuarte de Huerva con Factor de Corrección (F=2)	Demanda estimada 60 viviendas Ribera Garden
Duración estimada: 21 meses	Duración real: 21 meses
<u>37.615,94 kWh</u>	<u>37.230,1 kWh</u>

Tabla 3.4 Tabla comparativa de las demandas estimadas

Podemos comprobar que los valores son prácticamente idénticos por lo que las estimaciones llevadas a cabo son aceptables. Los 3 o 4 primeros meses siempre van a tener que ser valores aproximados debido a la falta de datos a causa del grupo electrógeno utilizado.

Si comparamos estos resultados con los estimados en el apartado anterior 3.1 (Consumo medio total en obra (kWh)=39.075,96 kWh), también llegamos a la conclusión de que la estimación previa es razonable.

Es un valor obtenido algo superior, pero hay que tener en cuenta que solo se descontaron fines de semana y no se tuvieron en cuenta días festivos ni vacaciones de la mano de obra, periodo de tiempo donde el ritmo de trabajo es más lento y por lo tanto se consume menos energía.

4. BÚSQUEDA DE ALTERNATIVAS

Debido a la dificultad de solucionar y agilizar los trámites administrativos, se propuso la posibilidad de encontrar la manera de suministrar energía a las obras de una forma más rentable tanto económica como ambiental y funcional.

Lo más importante de las alternativas a analizar es que cumplan con el objetivo de no dejar la obra sin suministro en ningún momento. Si esto ocurriera la obra se pararía. Se tiene que disponer de energía siempre que esta sea requerida para el correcto funcionamiento de las labores de la construcción. Una obra parada, en la que la mano de obra no pueda avanzar en sus labores, implica unas pérdidas económicas considerables que la empresa constructora debe evitar.

A la hora de buscar alternativas hay una cosa clara y es que el petróleo y los combustibles fósiles están en entredicho debido a que las reservas empiezan a agotarse, su precio está en continuo aumento y presentan una gran volatilidad. La mayoría de los países que lo suministran son inestables políticamente. Pero el factor más importante es el medioambiental y es que o se reducen las emisiones de CO_2 o va a ser nuestro planeta quien tenga los días contados.

En la actualidad, ya es posible disponer motores generadores de electricidad que se alimenten de fuentes más eco sostenible como biocombustibles (bioetanol, biodiesel, biogás), motor híbrido, motor de gas licuado, etc. Y parece ser que el futuro está más encaminado hacia que el hidrógeno sea el vector energético mediante pilas de combustible o en los propios motores de combustión interna.

Otra opción a tener en cuenta es la energía solar ya que se trata de una de las principales fuentes de energía sostenible, la energía solar fotovoltaica es la que nos permite obtener energía eléctrica mediante la interacción de la radiación solar con las células fotovoltaicas. El avance tecnológico en las placas fotovoltaicas y las mejoras en su eficiencia la posicionan como una alternativa verdaderamente rentable.

De todas las alternativas mencionadas en cuanto a motores se ha decidido hacer más hincapié en los generadores eléctricos alimentados con biodiesel e hidrógeno.

El biodiesel es la opción más establecida en la industria y son muchas las empresas que ya fabrican grupos electrógenos que funcionen con este biocarburante. En cuanto al hidrógeno, aunque se encuentre en plena fase de desarrollo se cree que va a ser el combustible del futuro y cada vez son más las empresas que realizan grandes inversiones para convertir este elemento en una importante forma de energía.

Es evidente que los grupos electrógenos alimentados mediante combustibles alternativos se encuentran todavía en fase de desarrollo y hoy en día, por mucho que se encuentren presentes en los proyectos de muchas organizaciones y empresas, siguen siendo alternativas a medio-largo plazo. De todas formas, se van a investigar en la medida de lo posible teniendo en cuenta todas las consideraciones para su futura implantación.

En el caso de la energía solar fotovoltaica, puede que sea una de las opciones más frecuentes y viables a corto plazo. Es por ello que en este proyecto se va a indagar en profundidad en una alternativa que utilice paneles fotovoltaicos. Hay que considerar que, al tratarse de una fuente natural no controlable y difícil de gestionar, va a ser muy difícil utilizarla como única fuente de energía. Va a tener que estar en todo momento apoyada por otras formas de energía ya que, como se ha comentado anteriormente, la obra no puede estar parada en ningún momento y las condiciones climatológicas pueden limitar en gran medida la obtención de electricidad.

4.1 Hidrógeno. Alternativa de futuro

El hidrógeno no es un recurso natural sino un vector energético, lo que implica que hay que producirlo. Puede que sea una de las alternativas más factibles pero su obtención, transporte y almacenamiento dificultan en gran medida su implementación como fuente de energía.

A continuación se puede ver detalladamente las etapas de su cadena de valor:



Ilustración 4.1 Cadena de valor del hidrógeno. Fuente: Gobierno de España. [5]

Después de la producción, el transporte es un gran reto a solucionar. Se puede transportar tanto en estado líquido como gaseoso, considerando siempre que el destino final es una obra.

A priori, la forma de transporte más óptima sería el transporte por carretera en estado líquido y el desarrollo de una red de hidrogeneras por todo el territorio nacional para una mayor facilidad en el suministro a obra.

En cuanto al almacenamiento, su baja densidad dificulta en gran medida su almacenaje. Las alternativas más utilizadas son en gas a alta presión o en líquido a unas temperaturas criogénicas.

En cuanto a su aplicación en grupos electrógenos, son varios los proyectos que existen actualmente que apuestan muy fuerte por el hidrógeno como fuente de energía pero los resultados obtenidos a día de hoy no están consolidados en el mercado.

Se puede consultar con más detalle el análisis de la alternativa en el [Anexo 9.4](#).

4.2 Biodiesel. Grupos electrógenos

La necesidad de reducir la dependencia del petróleo y de aminorar las emisiones de gases de efecto invernadero puede ser cumplida por el biodiesel ya que su comportamiento en los motores en términos de rendimiento es similar a los del diésel del petróleo.

Su comportamiento desde el punto vista medioambiental es excelente; no solo en emisiones de CO_2 , sino también en la reducción de partículas de CO y en la ausencia de emisiones de SO_2 . Su balance energético es del 30% positivo y se biodegrada en cuestión de un mes. [6] Se fabrica y se controla de una manera muy sencilla. De hecho el mercado actual se encuentra preparado para abordar la alternativa como fuente de suministro eléctrico en las obras.

En cuanto a sus desventajas principales se encuentran la necesidad de enormes superficies de cultivo y que no existe la suficiente como para plantearse la sustitución total del diésel de petróleo por el biodiesel.

Los resultados obtenidos relacionados con el coste de emplear grupos electrógenos alimentados mediante biodiesel y el impacto medioambiental que generan se representan a continuación:

Comparativa	Biodiesel	Gasoil
Coste total alquiler grupo	21.186,45	13,186,79
Coste total combustible	26.986,75	22.573,71
Coste total uso grupo	<u>48.173,20</u>	<u>35.760,50</u>

Tabla 4.1 Comparativa costes biodiesel y gasoil. Fuente: Elaboración propia

	Cálculo huella de carbono grupo biodiesel	Cálculo huella de carbono grupo diésel
Tipo de combustible	BIODIESEL B100	GASOLEO A
Periodo	Duración de la Obra	Duración de la Obra
Litros consumidos (l)	24.466,68	24.466,68
Factor de emisión (KgCO ₂ /l)	$(1 - 0,6) * 2,49 = 1$	2,49
Huella carbono (kg CO₂)	24.466,68	60.995,43

Tabla 4.2 Comparativa huellas de carbono biodiesel y gasoil. Fuente: Elaboración propia

Se puede consultar con más detalle el análisis llevado a cabo de la alternativa con sus respectivos cálculos en el Anexo 9.5.

4.3 Alternativa híbrida. Placas fotovoltaicas

Esta alternativa del estudio consiste básicamente en una instalación híbrida que combine una instalación solar portátil con un grupo electrógeno de apoyo.

4.3.1 Introducción a la alternativa

Se trata de una instalación portátil de energía solar. Este sistema existe y es empleado por algunas empresas en la construcción de parques fotovoltaicos. El objetivo es adaptar sus características técnicas a nuestras necesidades.

La finalidad de esta instalación es su utilización en diferentes obras como punto energético para los equipos y/o instalaciones temporales necesarias para la ejecución de las labores desarrolladas en la construcción.

Se estudiará el diseño y dimensionado de la instalación con las necesidades adaptadas a una obra de tamaño medio (60 viviendas) como podría ser el caso de la obra de Gran Canal VII analizada anteriormente, así como sus respectivos costes, impactos medioambientales y rentabilidades. Su comparativa con otros medios de suministro será de suma importancia.

A continuación, se muestra un ejemplo de la instalación:



Ilustración 4.2 Dispositivo portátil. Foto realizada por Don Juan Guimbao González. Ingeniero Eléctrico del Grupo Enerland

Para este cometido se ha tenido que haber realizado con anterioridad una previsión de potencia que se puede llegar a demandar durante la construcción de una obra de tamaño medio. Apartado 3.1 “Previsión de cargas”

Su funcionamiento básico consiste en la producción de energía eléctrica para autoconsumo mediante un conjunto de inversores que transforman la corriente, de continua a alterna trifásica, acoplándose perfectamente a través de controladores electrónicos internos del equipo.

Estará apoyada mediante sistemas de almacenamiento y un grupo electrógeno para aquellos momentos específicos en los que la potencia requerida no concuerde con la suministrada por la instalación solar.

4.3.2 Consideraciones previas

Para el correcto funcionamiento de la instalación en una obra hay que tener en cuenta las características del dispositivo y llevar a cabo una serie de consideraciones con anterioridad que tienen que ver con la disponibilidad del espacio necesario, su ubicación dentro o fuera de la obra, aspectos técnicos, económicos y medioambientales.

- Ubicación y espacio

El espacio disponible va a ser un factor de elevada relevancia pues como veremos en el estudio se trata de una instalación que requiere una amplia superficie. La cantidad de potencia que exige una obra de tamaño medio es lo suficientemente elevada como para necesitar un gran número de módulos fotovoltaicos.

Al ser una alternativa orientada en mayor medida a suministrar obras cuya ubicación va a ser en zonas de menor desarrollo urbanístico, va a ser más fácil disponer del espacio necesario para ubicar la instalación.

Hay que tener en cuenta que los proyectos urbanísticos de hoy en día son más propicios a dejar más separación entre edificios debido a las condiciones urbanísticas establecidas por los Ayuntamientos. Puede ocurrir que existan parcelas colindantes en las que todavía no se haya empezado un proceso de construcción, por lo que serían zonas idóneas para ubicar la instalación. También hay que considerar que muchas obras llevadas a cabo hoy en día consisten en urbanizaciones con grandes zonas verdes que antes de ser construidas podrían ser aprovechadas.

Aparte del espacio necesario, habrá que considerar las sombras de edificios ya construidos o la propia sombra del edificio que se está construyendo. En este aspecto, al tratarse de un dispositivo móvil podría reubicarse de nuevo en otra ubicación más óptima pero siempre atendiendo a las posibilidades de espacio disponible.

- Aspectos técnicos

En cuanto a su rendimiento, la completa necesidad de la luz solar limita en cierta medida sus capacidades, es por ello que debe disponer de un sistema de almacenamiento de energía que aproveche la energía solar que recibe el dispositivo en días que no se trabaja en la obra, como festivos y fines de semana. También en momentos puntuales en los que se produzca más de lo necesario, almacenar esa energía y aprovecharla en momentos de poca producción.

La potencia pico del sistema se conseguirá en condiciones de prueba estándar (STC), por lo que en función de la hora del día en la que nos encontremos y la estación del año, la instalación fotovoltaica alcanzará o no la máxima potencia posible. En el caso de que, en un momento puntual, la instalación no sea capaz de alcanzar la potencia requerida, el sistema de almacenamiento o el grupo electrógeno deben entrar en acción para compensar esta falta de potencia.

Las condiciones meteorológicas poco favorables como la lluvia o la niebla, pueden alargarse excesivamente en el tiempo, por lo que deberá considerarse la opción de emplear el grupo electrógeno durante un periodo de tiempo prolongado.

Otro aspecto a tener en mente va a ser su mantenimiento. Por un lado, la continua limpieza a la que tiene que estar sometido, pues al ubicarse en un entorno de construcción la cantidad de polvo en suspensión que puede llegar a haber en el aire puede depositarse sobre las placas fotovoltaicas y bajar el rendimiento de estas. Por otro lado, un mantenimiento preventivo de los dispositivos eléctricos y electrónicos de la instalación es esencial para que no deje de operar siempre que la necesitemos.

- Consideraciones económicas

Las consideraciones económicas son muy importantes de cara a la viabilidad de la alternativa. Se trata de un dispositivo que va a necesitar una gran cantidad de módulos fotovoltaicos, las baterías también serán de una capacidad considerable por lo que su precio será elevado.

Todos los elementos restantes para completar la instalación van a provocar que el presupuesto incremente considerablemente.

Habrá que analizar su carácter amortizable, el dispositivo puede ser utilizado de obra en obra y una instalación solar cuenta con una vida útil de unos 25 años [7], por lo que puede ser usada en unas 16-17 obras. Habrá que llevar a cabo un estudio de amortización para analizar su rentabilidad.

- Aspectos medioambientales

Los aspectos medioambientales son sin lugar a duda los puntos más favorables de la alternativa. Las mejoras en términos de contaminación se estima que puedan ser considerables y pese a su elevado coste, va a ser un condicionante muy importante a tener en cuenta.

4.3.3 Legislación

- Código técnico de la edificación

El Código Técnico de la Edificación, en su Documento Básico HE “Ahorro de energía”, desarrolla el uso de la energía solar activa en la sección “HE 5 Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica” [8]. Este documento no es solo de consulta, sino de obligado cumplimiento.

- Reglamentos

En lo relacionado a la ejecución de esta instalación fotovoltaica, se debe respetar lo estipulado en el Reglamento electrotécnico para baja tensión ITC-BT-40 sobre instalaciones generadoras de baja tensión. [9]

4.3.4 Análisis técnico de los elementos del dispositivo

Es conveniente llevar a cabo un análisis técnico de todos los elementos de los que va a disponer el dispositivo.

Va a estar constituido por contenedor que servirá de elemento portante y donde se guardarán los demás dispositivos. Por supuesto, dispondrá de módulos fotovoltaicos que transformen la energía solar en energía eléctrica, un conjunto de inversores para que transforme la corriente continua que obtienen los módulos en corriente alterna, un sistema de almacenamiento de energía para hacer frente a momentos puntuales en los que la producción sea insuficiente o haya excedentes que puedan ser aprovechados, un conjunto de inversores cargadores reguladores de la carga y descarga de las baterías, un grupo electrógeno de apoyo y una estructura portante que sujete y posicione los módulos en la inclinación establecida.

Así como un sistema de cableado, de antivertido y de protecciones.

Se puede consultar el análisis técnico de los distintos elementos con sus respectivas especificaciones en el Anexo 9.6

4.3.5 Estudio de orientación e inclinación de la instalación

Se realiza un estudio de inclinación óptima de las placas fotovoltaicas mediante el software PVGIS [10]. Se podría conseguir dicha inclinación óptima de manera inmediata atendiendo a aquella que tenga una producción de energía al final de año mayor, pero lo que nos interesa es conseguir aquella que en condiciones más desfavorables, aquellos meses con menor radiación solar disponible, sea capaz de generar los mejores datos energéticos.

Esto ayudará a que la utilización del grupo electrógeno sea menor y por lo tanto se reduzca la huella de carbono producida y se evite el sobrecoste del combustible.

Mediante el software se van a obtener los datos horarios de producción en la localidad de Zaragoza en un año medio de una instalación con una potencia especificada. La potencia de la instalación a aplicar va a ser el dato de partida calculado en el apartado de previsión de cargas, reflejado con más detalle en el Anexo 4, los 24 kW de potencia pico.

Estos datos de producción van a corresponder a una instalación de paneles fotovoltaicos de silicio policristalino a distintas inclinaciones y se van a analizar aquellos periodos de tiempo en los que la producción varía considerablemente debido a las condiciones meteorológicas.

Se van a considerar unas pérdidas del sistema del 10%. Como la inclinación óptima en cualquier localidad de España se encuentra entre 30° y 40°, vamos a llevar a cabo las simulaciones en el software con las inclinaciones de 30°, 33°, 35°, 37° y 40°. Los informes se adjuntan en el [Anexo 9.7](#)

Los resultados totales anuales obtenidos se resumen en la siguiente tabla:

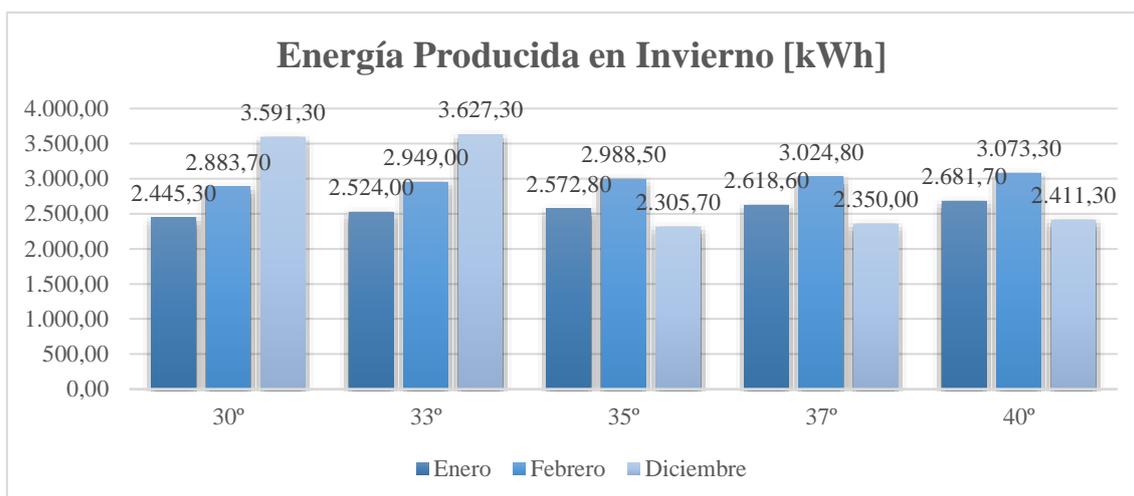
Ángulo [°]	30°	33°	35°	37°	40°
P_PV [kWp]	24	24	24	24	24
HSP [h]	1.693,70	1.702,20	1705.88	1.707,91	1.707,90
E año [kWh]	40.648,75	40.852,96	40.941,08	40.989,74	40.989,57

Tabla 4.3 Resultados generales de la simulación en software PVGIS. Elaboración propia

Donde HSP [h] son las horas de sol pico y mide la irradiación solar.

Se puede observar que la energía total producida por cada inclinación es prácticamente idéntica, siendo la inclinación de 37° la que obtiene el resultado mayor.

Pero interesa analizar los meses de invierno de cada inclinación para observar los datos de energía producida en la época del año más desfavorable:



Gráfica 4.1 Energía producida en invierno por las distintas inclinaciones. Software PVGIS. Elaboración propia

	Energía producida en los meses de invierno (kWh)				
	30°	33°	35°	37°	40°
Enero	2.445,30	2.524,00	2.572,80	2.618,60	2.681,70
Febrero	2.883,70	2.949,00	2.988,50	3.024,80	3.073,30
Diciembre	3.591,30	3.627,30	2.305,70	2.350,00	2.411,30
Total Invierno	8.920,30	9.100,3	7.867,00	7.993,40	8.166,30

Tabla 4.4 Energía producida en los meses de invierno [kWh]. Fuente: Elaboración propia

Según los resultados obtenidos en PVGIS, la inclinación más óptima para los meses de invierno es la de **33°**. De esta manera se conseguirá una mayor producción energética en una época del año donde el recurso solar es más desfavorable. Se conseguirá también una reducción del uso del grupo electrógeno con la consiguiente disminución en el combustible empleado.

En cuanto a la orientación, como sabemos se trata de un dispositivo móvil que se podrá orientar en todo momento hacia la dirección más óptima en cada de las ubicaciones en la que se encuentre. En España, la orientación de con mayor producción es hacia el Sur. [11]

4.3.6 Estudio de dimensionado de la instalación. Hoja de cálculo

Va a ser necesario analizar tanto la capacidad de las baterías instaladas que formaran parte del sistema de almacenamiento, como la potencia del conjunto de placas fotovoltaicas y la potencia del grupo electrógeno de apoyo.

La combinación óptima tanto de las placas como de las baterías y el grupo electrógeno determinará el dimensionamiento de cada equipo. Partimos del dato estimado

anteriormente en el [apartado 3.1](#), en el que habíamos establecido que la potencia pico del sistema tendría que ser de 24 kWp. Pero a la hora de la verdad, combinando el sistema con baterías y grupo electrógeno, la potencia pico de las placas fotovoltaicas puede ser significativamente inferior.

Para ver cómo afecta la variación de paneles, baterías o grupo electrógeno se realizará un modelo en Excel en el que se refleje la combinación de los tres equipos y se observe la influencia de cada uno de ellos. Se calculan los flujos de energía por hora durante un año entero en función de la producción, la demanda y el nivel de carga de las baterías.

Al hacer una estimación del dimensionamiento a través de la hoja de cálculo, se necesita la demanda horaria más realista posible que pueda tener una obra con las dimensiones analizadas. Por ello se va a emplear la demanda estimada anteriormente en el [apartado 3.2](#) con el factor de corrección por tamaño de $F=2$.

- Hoja de Cálculo Excel:

Una vez realizados los estudios de previsión de cargas, autoconsumo e inclinación, es de necesidad dar con el dimensionado correcto de la instalación, es decir, saber cuál va a ser la capacidad de las baterías del sistema de almacenamiento, la potencia pico que suministren el conjunto de las placas fotovoltaicas y la propia potencia del grupo electrógeno.

La finalidad es buscar aquella combinación óptima de los tres dispositivos principales partiendo del dato calculado en apartados anteriores de 24 kWp.

Se va a realizar una hoja de cálculo Excel en la cual, en función de la producción horaria, la demanda horaria, la dimensión de las baterías y de la potencia de las placas, desarrollará unos flujos de energía por cada hora entre los dispositivos a lo largo de todo el año.

La explicación más detallada se puede consultar en el [Anexo 9.8](#). De momento se va a resumir de manera breve y concisa su funcionamiento, los datos de partida y los resultados obtenidos.

Los datos de partida anuales son:

	A	B
1	Datos de Partida	
2	Generación 1kWp [kWh/año]	1702
3	Demanda [kWh/año]	21235
4	Inclinación	33º

Ilustración 4.3 Captura de imagen, hoja de Cálculo Excel: Datos de partida

La potencia de la instalación se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P(kWp) = \frac{D [kWh]/FS}{G \left[\frac{kWh}{kWp} \right]}$$

Donde:

- (D = 21.235 kWh): Es la demanda anual de la obra.
- (G = 1.702 kWh): La generación de una instalación de 1 kWp de potencia.
- (FS = 0,75): Es la fracción solar impuesta. Se calcula como la energía solar obtenida a través de la instalación (E) entre la demandada (D):

$$FS = \frac{E [kWh]}{D [kWh]}$$

Como todavía no sabemos la potencia que tendrá nuestra instalación, en una primera aproximación se va a imponer un valor de FS = 0,75 para más adelante ajustarla.

Por lo tanto, la primera aproximación de la potencia a instalar en el dispositivo fotovoltaico es:

$$P_1(kWp) = \frac{\frac{21.235 kWh}{0,75}}{1.702 \frac{kWh}{kWp}} = \mathbf{16.63 kWp}$$

A continuación, se introduciría dicha potencia en la hoja de cálculo de manera que realice los flujos de energía de acuerdo a lo que produce de manera horaria una instalación solar con una potencia de 16,63 kWp.

Pero antes se deben dimensionar las baterías y tener en cuenta el estado de carga (SOC) de las mismas. Se considera que el estado de carga nunca debe ser inferior al 10% con el fin de alargar la vida útil de los dispositivos. También hay que tener en mente el estado inicial de carga ya que las baterías nunca suelen estar completamente cargadas cuando son adquiridas. Se va a suponer un estado inicial de carga del 60%. En cuanto a la tecnología utilizada, van a ser de ion litio.

En cuanto al cálculo teórico de su capacidad, se calcula como la demanda diaria por los días que queremos de autonomía, teniendo en cuenta el posible rendimiento del sistema y que las baterías no bajen del límite del estado de carga, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C(kWh) = \frac{D[kWh]}{t[d]} * \frac{A[d]}{R * SOC}$$

Donde:

- (t = 365 días): Días al año en los que las baterías van a estar conectadas.
- (R = 0,9): Estimación del rendimiento del sistema ante posibles pérdidas.
- (SOC = 90%): Máxima capacidad de carga disponible en las baterías, puesto se quiere bajar del 10% de la capacidad.
- (D = 21.235 kWh): Demanda anual estimada en la obra.
- (A = 0,5 días): La autonomía que necesitamos de las baterías es de al menos 12 horas.

La capacidad teórica de baterías necesaria es de 36 kWh:

$$C_1 = \frac{21.235 \text{ kWh} * 0,5 \text{ días}}{365 \text{ días} * 0,9 * 0,9} = 35,91 \text{ kWh} \approx 36 \text{ kWh}$$

Una vez que ya tenemos una dimensión de la instalación en cuanto a potencia de las placas y capacidad de las baterías, se calculan los flujos de energía entre las placas, las baterías y el grupo electrógeno de acuerdo a esos parámetros en la hoja de cálculo.

A continuación, se muestran el balance de energía anual:

	Demanda [kWh]	Generación PV [kWh]	Grupo Electrónico [kWh]	Energía Baterías [kWh]	Autoconsumo Instantáneo PV [kWh]	Energía PV Consumida [kWh]	Exceso PV [kWh]
TOTAL	21.235,0	26.771,7	4.531,9	5.706,3	10.996,9	16.703,1	10.069,4

Tabla 4.5 Balance anual de los flujos de energía. Hoja de cálculo Excel: Elaboración propia.

Donde la energía generada es el total de energía renovable que suministra el dispositivo a la obra, sumando la energía que aportan las baterías con la instantánea de las placas fotovoltaicas.

El exceso de PV es toda la energía que las placas podrían llegar a generar anualmente, pero debido a que la demanda es inferior a la producción y las baterías están cargadas al máximo, no se puede aprovechar. Si se tratase de una instalación conectada a la red podría devolverse a esta, pero como esto no es posible, simplemente se deja de producir mediante un sistema de antivertido.

Una vez llegados a este punto, calculamos la fracción solar real respecto al 0,75 impuesto:

$$FS_1 = \frac{\text{Energía generada [kWh]}}{\text{Demanda [kWh]}} = \frac{16.703,1 \text{ kWh}}{21.235 \text{ kWh}} = 0,786 \approx 0,79$$

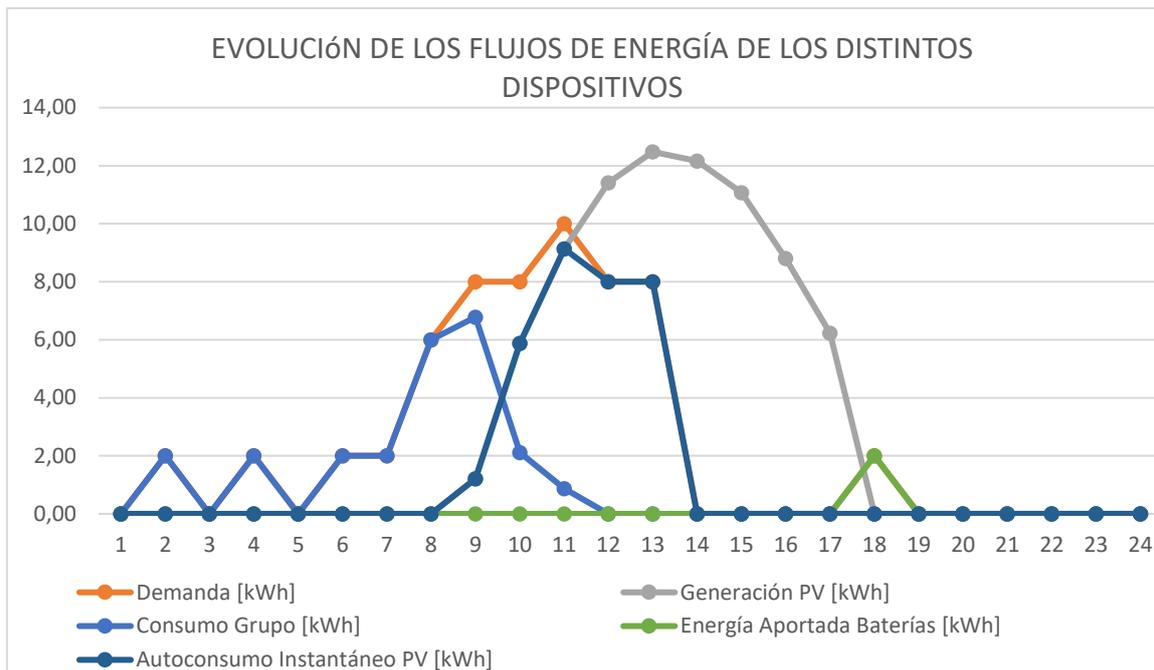
Para el dimensionado del grupo electrógeno tenemos que saber cuál es la máxima potencia real que suministra el grupo durante todo el año. Esta es de 24 kW_p, que coincide con la potencia pico estimada anteriormente. Por lo que el grupo electrógeno deberá cumplir con dicha potencia.

Todas las estimaciones llevadas a cabo en cuanto a fracción solar inicial, estado de carga mínimo y rendimientos han sido consultadas con la empresa Enerland.

- Comportamiento diario de la instalación

Se ha simulado el comportamiento horario de la instalación a lo largo de las 8760 horas del año. A continuación, a modo ilustrativo, se van a representar hora a hora, dos días completos de la simulación llevada a cabo. Uno del día 20 de Enero y otro del día 21 de Mayo para poder observar cómo son los flujos de energía en función de la demanda y la generación en condiciones de radiación solar completamente distintas. También se representará la evolución del estado de carga de las baterías.

○ **Representación 20 de Enero; condiciones desfavorables:**



Gráfica 4.2 Evolución de los flujos de energía el 20 de Enero. Invierno

La demanda no es regular a lo largo del día ni tampoco es la misma cada día de la obra. En una obra se llevan a cabo multitud de labores distintas cada día cuyas necesidades de energía van cambiando en función de la magnitud de estas. La obra suele empezar a las 7:00 de la mañana y acabar a última hora de la tarde en función de la época del año en la que se encuentre, pero siempre puede haber ciertos consumos por la noche debido a que se quedan conectados sistemas de iluminación y alarmas/anti-intrusos.

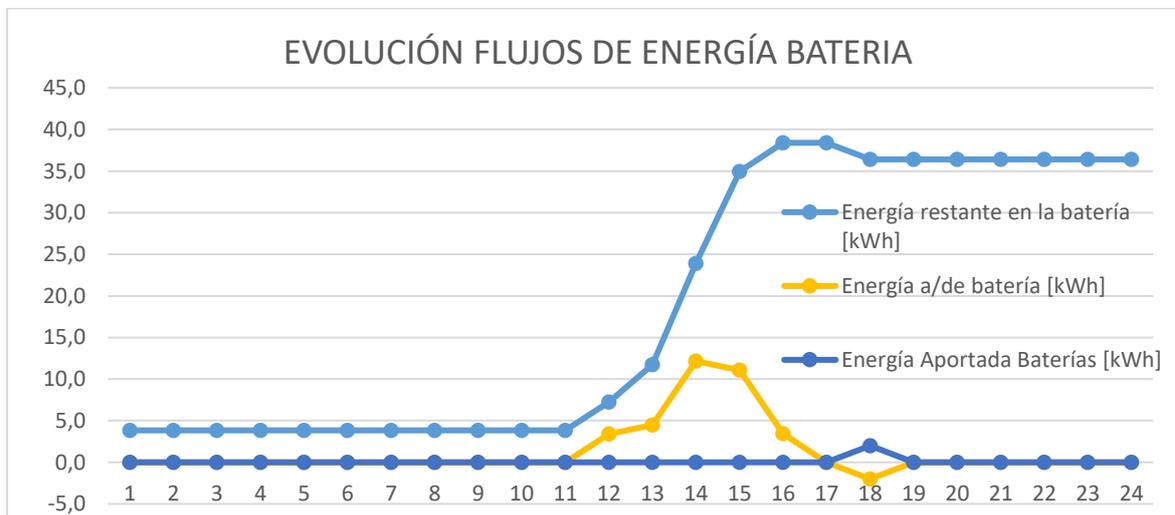
En la [gráfica 4.2](#), la curva de la demanda (Naranja) se solapa hasta las 8:00 am con la curva del consumo del grupo (Azul Claro). Desde las 12:00 pm hasta las 17:00 pm se solapa con la curva del autoconsumo instantáneo de las placas (Azul Oscuro). Y desde las 17:00 pm hasta las 19:00 pm se solapa con la curva de la energía aportada por las baterías (Verde).

El día escogido en concreto ha resultado ser que al comienzo de este, las baterías estén sin carga disponible, seguramente a causa de que en el día anterior de la simulación hayan tenido que estar en funcionamiento para hacer frente a la demanda.

Esto se ve reflejado en que hasta las 8:00 am, el dispositivo que cubre la demanda es el grupo electrógeno. A partir de esta hora, los paneles fotovoltaicos empiezan a generar energía (Gris) y suministrarla (Azul Oscuro). Es a partir de las 11:00 am cuando la generación fotovoltaica es lo suficientemente abundante como para abastecer la demanda por lo que el grupo electrógeno deja de funcionar. A partir de ahí, lo que se genera es superior a lo que se necesita, por lo que ese excedente se emplea para cargar las baterías tal y como se refleja en la [gráfica 4.3](#).

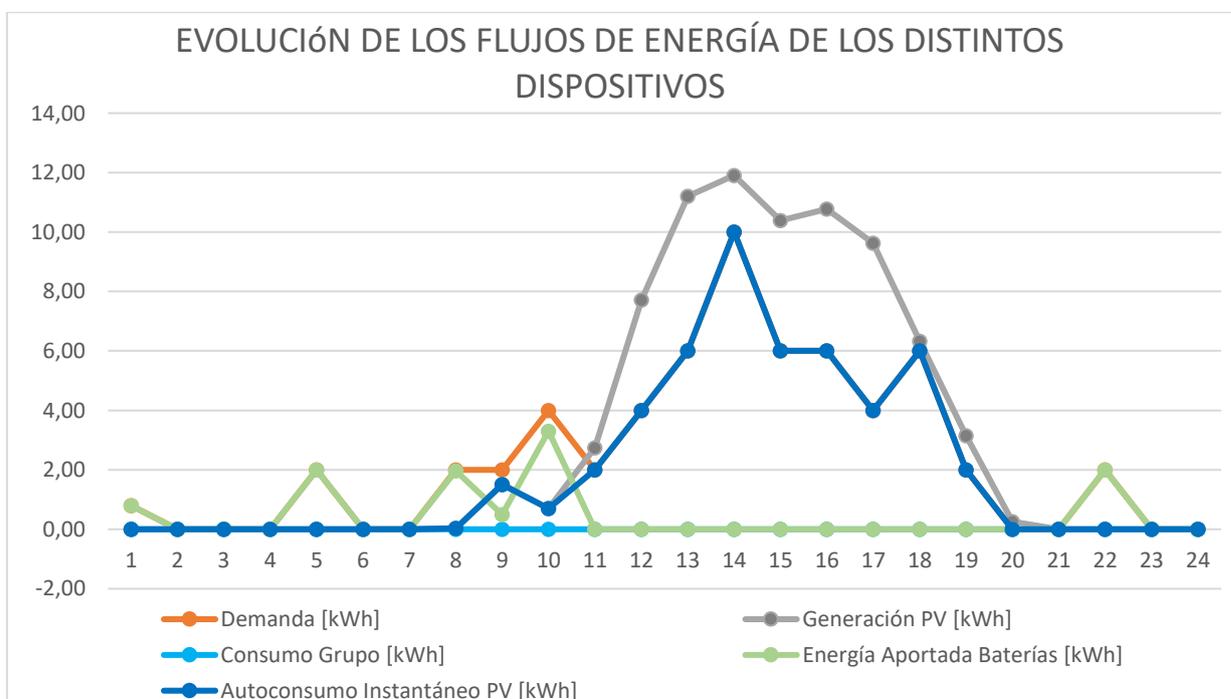
Las baterías no entrar a funcionar hasta las 18:00 pm, cuando la generación fotovoltaica no es suficiente y tienen que ser estas las que cubran esta demanda puntual gracias a haber sido cargadas previamente durante todo el día.

A continuación se refleja cómo evoluciona el estado de carga de las baterías durante las 24 horas:



Gráfica 4.3 Evolución de los flujos de energía de la batería el 20 de Enero. Invierno

- Representación 20 de Junio, condiciones favorables :



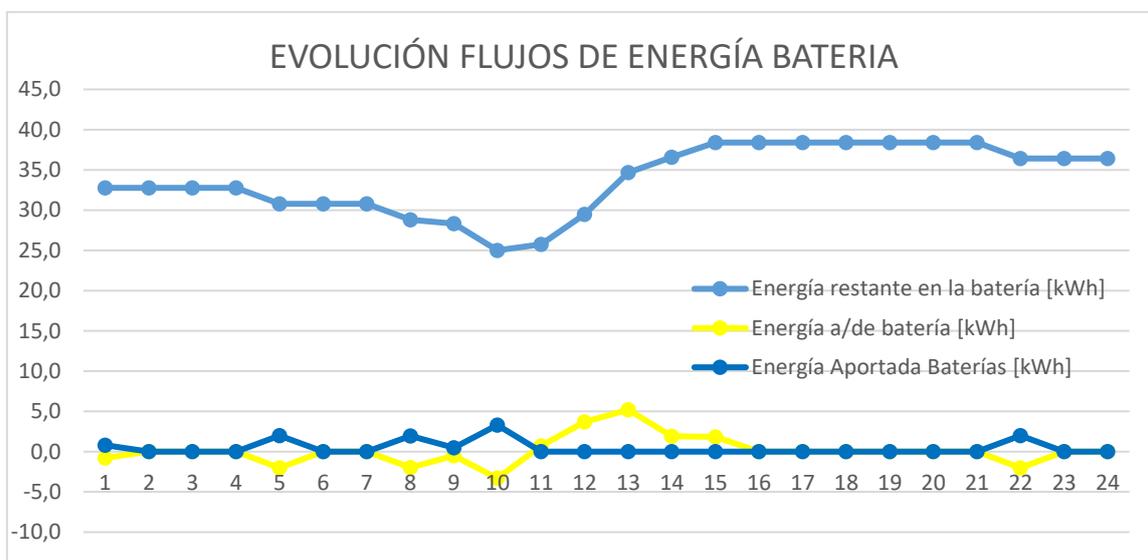
Gráfica 4.4 Evolución de los flujos de energía el 20 de Enero. Verano

De la misma manera que en la gráfica 4.2, en la gráfica 4.4 se solapan varias curvas. Desde la 1:00 am hasta las 8:00 am, la demanda (Naranja) se solapa con la energía que aportan las baterías (Verde). Desde las 11:00 am hasta las 21:00 horas, la demanda se solapa con el consumo instantáneo de las placas solares (Azul Oscuro). Finalmente, la demanda se vuelve a solapar con la energía que entregan las baterías desde las 21:00 hasta las 23:00 horas.

La generación de las placas se solapa desde las 8:00 am hasta las 10:00 am, hora en la que la generación empieza a ser superior a la energía necesaria.

En la evolución de la gráfica se puede deducir que las baterías, antes de comenzar el día se encontraban con carga suficiente como para hacer frente a la demanda desde las 1:00 hasta las 8:00 am. A partir de esta hora, las placas comienzan a generar energía y hasta las 11:00 am, se cubre la demanda con una combinación de baterías y placas, puesto que lo que generan las placas no es suficiente. Desde las 11:00 am hasta las 21:00 horas, las placas generan suficiente energía como para satisfacer las cargas e incluso excedentes que son empleados para cargar las baterías. A las 22:00 horas podemos observar una demanda puntual que es abordada por las baterías ya que las placas han dejado de producir.

A continuación se refleja en la gráfica 4.5 cómo evoluciona el estado de carga de las baterías durante las 24 horas:



Gráfica 4.5 Evolución de los flujos de energía de la batería el 20 de Junio. Verano

Se observa cómo se descarga la batería hasta las 10:00 am y a partir de ahí vuelven a cargarse con los excedentes producidos por los paneles.

4.3.7 Selección de los elementos principales. Consulta de mercado

Una vez dimensionada la instalación mediante la hoja de cálculo, se debe acudir al mercado y elegir los dispositivos que permitan a la instalación aproximarse a las dimensiones calculadas y en caso de no ser idénticas volver a ajustar más adelante la dimensión.

- Módulos fotovoltaicos

La instalación tendrá que tener una potencia pico de 16,57 kWp. Haciendo una consulta de mercado a cerca de paneles fotovoltaicos y consultando con el grupo Enerland, llegamos a la conclusión que los paneles más utilizados a día de hoy son los que ofrecen una potencia de 450 Watios por panel.

El número de paneles necesarios será la potencia pico total entre la potencia unitaria de cada panel:

$$N^{\circ} \text{ paneles necesarios} = \frac{\text{Pot pico [W]}}{\text{Pot panel [W]}} = \frac{16.570 \text{ W}}{450 \text{ W}} = 36,8 \approx \mathbf{36 \text{ paneles}}$$

Los paneles serán de silicio policristalino. Suelen ser menos eficientes que los monocristalinos, pero también más económicos [12].

La razón de redondear hacia abajo se debe a que es mejor tener un número par de paneles para que la configuración quede formando un rectángulo perfecto y no sobresalga ninguno por los lados. El conjunto de los paneles dará una potencia pico a la instalación de **16,2 kWp**.

Los escogidos son los LR4-72HH-450M de la marca **Longi**. Las medidas de cada panel son:

L: 2.094 mm B: 1.038 mm H: 35 mm

Se puede consultar la ficha técnica en el Anexo 9.9.

- Baterías

Atendiendo a estas necesidades de capacidad obtenidas anteriormente de 36 kWh y consultando el mercado se escogen 3 baterías de 12,8 kWh de la marca **BYD**. En conjunto obtienen una capacidad de **38,4 kWh**.

Se trata del modelo Litio BYD B-Box Premium HVM. Se puede consultar la ficha técnica en el Anexo 9.9.

- Inversores

Se han elegido los inversores red PIMO 8.2-1 8,2 kW de la marca **Fronius**.

Cumplen con las características descritas en el análisis técnico realizado anteriormente y con las necesidades de la instalación. Son de fácil instalación y mantenimiento y además disponen de un sistema web de gestión de la energía a distancia. Se necesitarían 2 unidades. Se puede consultar la ficha técnica en el Anexo 9.9.

- Inversores cargadores

Como se ha comentado anteriormente, estos dispositivos deben cumplir con la potencia necesaria y disponer de una doble entrada que le permita trabajar con las baterías y el grupo electrógeno. Deben de ser compatibles con los inversores escogidos.

Los elegidos tras hacer una consulta de mercado son los de la marca **Victron Energy**, dos unidades del modelo Quatro de 15.000 VA y otra unidad del mismo modelo, pero de 10.000 VA. El funcionamiento en paralelo para alcanzar la potencia de salida necesitada y la posibilidad de tener una monitorización a distancia son aspectos muy positivos para su elección.

Se puede consultar la ficha técnica en el Anexo 9.9.

- Sistema de control

Un sistema que proporcione de manera sencilla e intuitiva una monitorización de la instalación proporcionando todos los datos de los equipos a los que se encuentre conectado.

Para el caso de ambos inversores, estos se encuentran conectados a las páginas web de sus respectivas marcas donde los datos de estos dispositivos son volcados permitiendo al usuario su consulta inmediata y el uso de diversas funciones como la configuración individual, descarga de datos en formato CSV, consulta online de las variables internas, etc. Se puede consultar la ficha técnica en el Anexo 9.9.

- Grupo electrógeno

En el caso de comprar el grupo se opta por el modelo QAS 30 de la marca **ATLAS COPCO**.

Cumple con la potencia pico requerida de 24 kWp ya que se trata de un grupo cuya potencia nominal es de 30 kVA, lo equivalente a 24 kW. Sus dimensiones son de 2.100 x 950 x 1.200 mm. La empresa ofrece la gestión de venta online de cualquier pieza las 24 horas del día. Dispone de una aplicación en la que se puede conectar al dispositivo y un sistema telemático inteligente que ayuda al mantenimiento de la máquina.

4.3.8 Producción. Ajuste del dimensionado

Una vez llegados a este punto habiendo hecho la selección de los dispositivos, se realiza el ajuste en la hoja de cálculo con la dimensión de la potencia a instalar, la capacidad de las baterías y la fracción solar actualizada.

- Potencia de la instalación: $P_2=16,2$ kWp
- Capacidad de las baterías: $C_2=38,4$ kWh

Resultados finales de la hoja de cálculo:

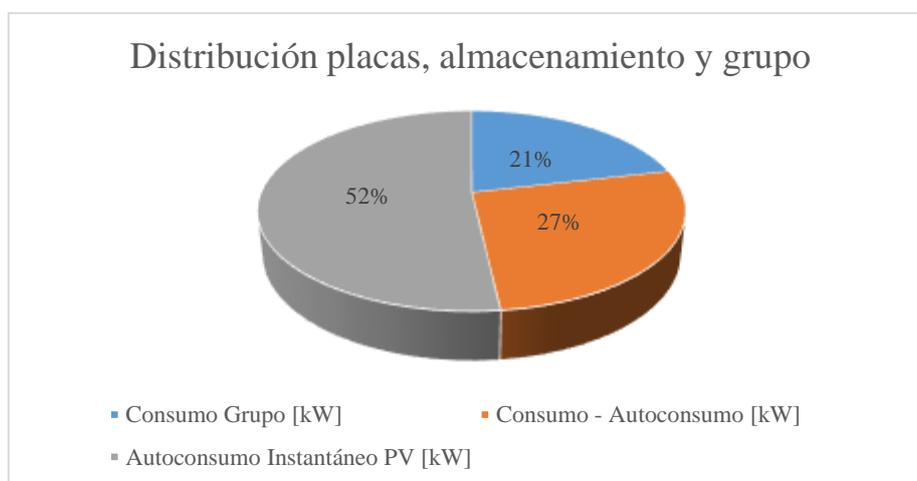
	Demanda [kWh]	Generación PV [kWh]	Grupo Electrónico [kWh]	Energía Baterías [kWh]	Autoconsumo Instantáneo PV [kWh]	Energía Generada [kWh]	Exceso PV [kWh]
TOTAL	21.235,0	26.901,0	4.661,0	5.643,5	10.930,5	16.574,0	9.602,9

Tabla 4.6 Ajuste de resultados finales. Hoja de cálculo Excel: Elaboración propia

El cálculo de la fracción solar actualizado queda de la siguiente manera:

$$FS_2 = \frac{16.574 \text{ kWh}}{21.235 \text{ kWh}} = 0,78$$

Una vez realizado el estudio del dimensionamiento y analizar la combinación de cada elemento, donde el consumo-autoconsumo hace referencia a la energía aportada por las baterías y el instantáneo a la aportada por las placas de manera inmediata. La distribución de autoconsumo final se reparte de la siguiente manera:



Gráfica 4.8 Distribución de los consumos tras el ajuste

Tal y como se ha mencionado en el apartado anterior, el exceso no se llega a materializar en energía mediante el uso de un sistema de antivertido.

4.3.9 Características generales de la instalación

En la siguiente tabla se desglosan las características generales de la instalación:

Características generales de la instalación	
Dimensiones contenedor (mm)	6058 x 2438 x 2591
Módulos fotovoltaicos	LR4-72HIH-450M
Potencia unitaria pico (Wp)	450
Nº de módulos	36
Potencia total pico (kWp)	16,2
Baterías	Litio BYD B-Box Premium HVM
Capacidad unitaria nominal (kWh)	12,8
Nº de baterías	3
Capacidad total (kWh)	38,4
Inversores	Fronius PIMO 8.2-1
Potencia unitaria nominal (kWn)	8,2
Nº de inversores	2
Potencia total nominal (kWn)	16,4
Inversores cargadores	Victron Quattro
Nº de inversores cargadores	2
Potencias unitarias nominales (kVA)	15 & 10
Potencia total nominal (kVA)	25
Grupo electrógeno	QAS 30 Atlas Copco
Nº de grupos electrógenos	1
Potencia unitaria nominal (kW)	26

Tabla 4.7 Características generales de la instalación. Elaboración propia

4.3.10 Ergonomía del dispositivo

Es de crucial importancia hacer un análisis de la ergonomía del dispositivo debido a las consideraciones previas llevadas a cabo anteriormente. A continuación, se hacen los cálculos oportunos para saber cuánto espacio ocuparía.

Los módulos se dispondrían en una configuración (6 x 6), formando un rectángulo. El ángulo de inclinación respecto a la horizontal sería de 33°.

ESPACIO OCUPADO POR EL DISPOSITIVO	
Disposición de los 37 módulos	(6x6)
Ángulo de inclinación (°)	33°
Medidas del panel	2.094 x 1.038 mm
Anchura total (m)	6 x 1,038 = 6,23 m
Longitud total (m)	6 x 2,094 = 12,56 m
Longitud proyectada (m)	12,564 x cos(30) = 10,88 m
Altura (m)	Sen(30) x 12,56 = 6,28 m
Superficie de los módulos (m ²)	6,23 x 12,56 = 78,93 m²
Superficie proyectada de los módulos (m²)	6,23 x 10,88 = 67,78 m²
Largura Contenedor (m)	6,058 m
Anchura Contenedor (m)	2,438 m
Superficie del contenedor (m²)	14,77 m²

Tabla 4.8 Ergonomía del dispositivo. Elaboración propia

En definitiva, teniendo en cuenta que el grupo electrógeno ocupa casi $2 m^2$, se necesita de un espacio mínimo de unos $70 m^2$.

El contenedor se emplazaría debajo de la estructura de los módulos ejerciendo como elemento portante y en su interior se encontrarían los demás dispositivos necesarios para la instalación ya comentados.

4.3.11 Análisis económico

Además de los elementos principales analizados anteriormente hay que tener en cuenta el coste de: la estructura, el contenedor acondicionado, todo tipo de material eléctrico para llevar a cabo el cableado, documentación necesaria y trámites administrativos. El grupo electrógeno elegido es de gasoil por lo que habría que contabilizar también el consumo de combustible.

- Coste del combustible

El 52% del consumo anual es imputable al grupo electrógeno, lo que supone según el estudio realizado mediante la hoja de cálculo, una cantidad de 4.661 kWh. Es difícil saber el consumo de gasoil que tendría el dispositivo, pero se puede llevar a cabo una breve aproximación.

Se ha realizado en la hoja de cálculo una media de todas las horas en las que el grupo electrógeno está trabajando y la potencia media a la que trabaja el grupo es de 4 kWp. Seguidamente se muestra una tabla que relaciona el consumo de los grupos electrógenos alimentados de gasoil en función de la carga de trabajo y la potencia de los mismos.

TABLA TRABAJO CON GRUPOS ELECTRÓGENOS							
KVA	KW	400 V trifásica	230 V trifásica	Consumo combustible litros/h			
		Intensidad por fase	Intensidad por fase	25%	50%	75%	100%
30	24	44	80	2,4	4,3	6	7,9
60	48	88	160	3,5	7	10,2	13,7
100	80	144	265	5,5	11	16,2	22
125	100	180	314	7,3	14,6	23,2	28,8
150	120	216	381	9	18	29	36
200	160	289	503	11	20,5	33,8	42,5
250	200	361	629	15,7	30	41,9	52,5
300	240	433	755	18,9	34,1	49,2	66,3
350	280	505	880	19,9	35,8	52,7	70,6
400	320	577	1006	22	41	64	87,6
500	400	722	1257	27,3	50,3	74,4	100,7
600	480	866	1509	33,5	62,2	93,6	127,6
800	640	1155	2012	44	90,9	130	172
1000	800	1444	2515	57	104	152	204

Tabla 4.9 Trabajo de grupos electrógenos. Fuente: GCM Maquinaria [13]

Al tratarse de un grupo cuya potencia nominal es de 30kVA implica que estaría trabajando por debajo del 25% de su capacidad, como el consumo a pleno rendimiento según la ficha técnica del grupo es de 8 litros/hora, asumimos un consumo máximo de 2'4 litros/hora.

El grupo, según la hoja de cálculo elaborada, se encuentra en funcionamiento un total de 1.047 horas al año; así que el consumo anual de gasoil quedaría:

$$\text{Consumo de gasoil estimado anual} = 1.047 \frac{h}{\text{año}} * 2,4 \frac{l}{h} = 2.512,8 \text{ litros/año}$$

A pesar de que el precio del gasoil ha subido considerablemente en el último año, se va a emplear el precio medio dispuesto en la obra Gran Canal VII analizada anteriormente (0'9801 €/l).

$$\text{Coste estimado de gasoil anual} = 2.512,86 \frac{l}{\text{año}} * 0,9801 \frac{\text{€}}{l} = 2.462,79 \text{ €/año}$$

El coste del gasoil durante los 25 años de la vida útil:

$$\text{Gasto total en gasoil} = 2.462,79 * 25 = 61.569,88 \text{ €}$$

La vida útil de los grupos electrógenos suele encontrarse en torno a las 25.000 horas, por lo que funcionando unas 1.050 horas al año coincidiría con la vida útil de la instalación solar [14].

- Coste del dispositivo

En cuanto al coste del dispositivo, se refleja a continuación una breve estimación:

- El precio de un contenedor estándar ronda los **2.500 €** y se estiman otros **1.000 €** de acondicionarlo para su uso. Total del **3.500 €**
- Tanto los cuadros eléctricos de las baterías como los fotovoltaicos con varias entradas y protección AC pueden alcanzar los **600 €** cada uno, a lo que habría que añadir instalación y material necesario para las conexiones. Total estimado de **2.000 €**.
- Material eléctrico, todo tipo de cableado, cobre desnudo y revestido, iluminación para el contenedor, etc, se prevé en **2.500 €**.
- Los módulos fotovoltaicos escogidos tienen un precio de **212,83 €** la unidad. Los 36 paneles necesarios hacen un total de **7.661,88 €** a lo que habría que sumarle el coste de montaje. Se estima un total de **9.000 €**.
- En cuanto al conjunto de inversores, los de la marca Fronius tienen un coste unitario de **2.200 €**. Los inversores cargadores cuestan **5.000 €** el de 15 kVA y **4.000 €** el de 10 kVA.
Las baterías tienen un coste de **9.300 €** la unidad. Y un coste de instalación estimado en **500€**. Lo que supone un total de **41.800 €**.
- El grupo electrógeno elegido tiene un valor en el mercado de **7.000 €**.
- En cuanto a la estructura y el montaje de la misma se estima en **13.000 €**. Precio consultado con la empresa ENERLAND.
- Todo el trámite de legalización y documentación de la instalación se estima en **1.000 €**.

Coste estimado del dispositivo		
Contenedor acondicionado		3.500,00 €
Cuadros eléctricos fotovoltaicos-batería		2.000,00 €
Material eléctrico		2.500,00 €
Módulos fotovoltaicos		9.000,00 €
Sistema de inversores con baterías		41.800,00 €
- Baterías	27.900,00 €	
- Inversores	4.400,00 €	
- Inversores cargadores	9.000,00 €	
- Montaje	500,00 €	
Grupo electrógeno		7.000,00 €
Estructura y montaje		13.000,00 €
Legalización y documentación		1.000,00 €
Coste total estimado		79.800,00 €

Tabla 4.10 Coste estimado del dispositivo. Fuente: Consulta Grupo Enerland

El coste total de usar la instalación híbrida al cabo de la vida útil incluyendo el coste de combustible, pero sin tener en cuenta gastos de transporte y mantenimiento sería el siguiente:

$$C.T = 79.800 + 61.981,5 = \mathbf{141.781,5 \text{ €}}$$

Recuperando los datos del apartado donde se analizaba la obra de Gran Canal VII, comparamos los costes. Teníamos que el coste total del suministro eléctrico en la obra haciendo uso de grupo electrógeno era prácticamente de 40.000 €.

La obra de tamaño medio estudiada suele tener una duración de 21 meses. En 25 años se podrían llevar a cabo más de 14 obras.

$$\frac{25 \text{ años} * 12 \text{ meses/año}}{21 \frac{\text{meses}}{\text{obra}}} = 14,28 \text{ obras}$$

Lo que, durante las 14 obras, supondría un gasto total aproximado en el suministro eléctrico de:

$$\begin{aligned} \text{Coste de emplear grupo electrógeno durante 25 años} &= 40.000 \frac{\text{€}}{\text{obra}} * 14 \text{ obra} \\ &= \mathbf{560.000\text{€}} \end{aligned}$$

Esto refleja que el coste de usar un grupo electrógeno alimentado mediante gasoil durante 25 años es prácticamente cuatro veces superior a lo que supondría el coste de la instalación híbrida en el mismo periodo de tiempo.

- Coste estimado de la instalación híbrida durante su vida útil:
141.781,50 €

- Coste estimado de usar grupo electrógeno durante 14 obras:
560.000,00 €

- Transporte del dispositivo

Un punto positivo de estos dispositivos es que, por su naturaleza, son relativamente fáciles de transportar, pero puede haber una falta de claridad sobre los costos involucrados en su transporte.

Obviamente la distancia y el medio de transporte son los factores más importantes. Luego entran en juego factores como el contenido del transporte, el peso de la carga, posibles servicios que necesite, la urgencia de carga, el tamaño, etc. El tamaño del contenedor es de 20 pies, lo equivalente a algo más de 6 metros.

Hay que diferenciar entre si se trata de un transporte de corta distancia en una misma localidad o de distancia mayor a nivel regional nacional o internacional. Pueden ser por carretera nacional (en camión, ferrocarril) o de un transporte internacional (por ejemplo, por mar)

- El transporte del contenedor en un camión (aproximadamente 30 m³ de espacio de carga), tiene un coste esperado de 1,50€/km. Sin tener en cuenta el costo de carga y descarga. [15]
- En el caso de ser transportado mediante un tren de mercancías, una distancia óptima sería la que es mayor a los 1.000 km, y el coste estimado es de 1,25€/km de ferrocarril. [15]
- En cuanto al transporte por vía marítima, los costos son significativamente más altos y variables. En esta situación es muy difícil hacer una estimación real ya que entran variables como el de despacho de aduanas y el seguro. [15]

Lo que se ciñe a nuestra situación, estaríamos hablando de unos transportes habituales urbanos de corta distancia en el territorio local de Zaragoza. Pero no hay que descartar distancias mayores ya que la empresa realiza su ejercicio por todo el territorio nacional e incluso internacional.

- Mantenimiento

En cuanto al mantenimiento preventivo del dispositivo es primordial debido a que, si ocurre un fallo inesperado, se dejaría de producir electricidad y sería imposible llevar a cabo las labores en la obra. Se ha consultado con la empresa Enerland las acciones necesarias a realizar:

- Limpieza: La superficie de los módulos fotovoltaicos debe estar completamente limpia sin restos de polvo y suciedad. El principio del funcionamiento de las placas solares es el aprovechar toda su superficie para la captación de energía solar.
El hecho de ser usado para el suministro en obras implica que el movimiento de polvo en el entorno de trabajo sea prácticamente inevitable. Por lo que la continua limpieza de los módulos fotovoltaicos con productos tales como agua osmotizada o jabón con PH neutro es vital para el funcionamiento óptimo y obtener la energía necesaria.
- Revisión técnica de la instalación: Dedicar un determinado tiempo para revisar todos los componentes del dispositivo que garantice su buen funcionamiento y fiabilidad. Comprobar que los orificios de desagüe de los marcos no estén obstruidos, comprobar que no haya deformaciones o roturas, comprobar que las fijaciones no estén flojas y que los agarres mantengan su estanqueidad, etc.
- Revisión de los componentes electrónicos; que los terminales estén correctamente conectados, revisión de los cuadros, del inversor, de los reguladores, los bornes de las baterías, etc.
- Comprobar la ausencia de puntos calientes en las placas mediante una cámara térmica; Estos puntos significarían que hay un defecto en la soldadura y la ausencia de buena conductividad, se genera calor en exceso y puede llegar a quemar la célula e incluso incendiar el propio módulo.
- Seguir las recomendaciones del fabricante y de expertos son los métodos más habituales.

El coste estimado del mantenimiento es muy reducido en cuanto a términos económicos, solo habría que tener en cuenta los productos de limpieza y las horas necesarias por parte de los operarios de la obra. Se estiman unos 200€ anuales para el mantenimiento de la instalación. [16]

4.3.12 Evaluación económica

La inversión inicial a realizar es el coste del dispositivo:

$$I = 79.800 \text{ €}$$

El ahorro energético anual supondría el ahorro de alquilar el grupo electrógeno durante un año más el coste de adquirir el combustible:

$$\text{Ahorro Energético} = \text{Coste}_{\text{alquiler grupo/año}} + \text{Coste}_{\text{gasoil/año}}$$

Donde acudiendo a la tabla 2 y se recuperan los siguientes datos:

$$\text{Coste}_{\text{alquiler grupo,19 meses}} = 15.413,57 \text{ €}$$

$$\text{Coste}_{\text{gasoil,19 meses}} = 24.234,23 \text{ €}$$

Se extrapolan a costes anuales:

$$\text{Coste}_{\text{alquiler grupo,anual}} = 15.413,57 \text{ €} \frac{1}{19 \text{ meses}} * \frac{12 \text{ meses}}{1 \text{ año}} = 9.734,89 \text{ €/año}$$

$$\text{Coste}_{\text{gasoil,anual}} = 24.234,23 \text{ €} \frac{1}{19 \text{ meses}} * \frac{12 \text{ meses}}{1 \text{ año}} = 15.305,83 \text{ €/año}$$

El ahorro energético anual resulta:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro Energético Anual (grupo electrógeno alquilado)} &= \\ &= \text{Coste}_{\text{alquiler}} \frac{\text{grupo}}{\text{año}} + \text{Coste}_{\text{gasoil}} \frac{\text{año}}{\text{año}} \\ &= 9.734,89 \text{ €/año} + 15.305,83 \text{ €/año} = \mathbf{25.040,72 \text{ €}} \end{aligned}$$

En cuanto al coste de operación y mantenimiento de los módulos PV propuestos se contemplan los siguientes costes:

- *Coste mantenimiento anual* = 200 €
- *Coste gasoil anual para el grupo electrógeno de apoyo* = 2.462,79 €

Este último dato se saca de los resultados obtenidos en el apartado 7.10.2

Seguidamente, se realizan los flujos de caja anuales:

Capital invertido	I = 79.800 €
Ahorro energético	+ 25.040,72 €/año
Coste mantenimiento	-200 €/año
Coste gasoil para el grupo electrógeno de apoyo	-2.462,79 €/año
Ahorro neto anual	A = 22.377,93 €/ año

Tabla 4.11 Flujos de caja anuales. Elaboración propia

- Tasa de Retorno TR, sin valorar la vida útil de la inversión, pero mide la rentabilidad anual:

$$TR = \frac{A}{I} = \frac{22.377,93 \text{ €/año}}{79.800 \text{ €}} = 0,28/\text{año}$$

- Periodo de recuperación (Payback) se mide el riesgo, pero se sigue sin valorar la duración de la inversión:

$$PB = \frac{I}{A} = 0,28^{-1} \text{ años} = 3,57 \text{ años}$$

La vida útil de la inversión son 25 años:

$$n = 25 \text{ años}$$

La tasa de interés la vamos a fijar en un 8% anual:

$$i = 0,08 \text{ año}^{-1}$$

Por lo que el factor de amortización resulta:

$$f_A = \frac{i * (1 + i)^n}{(1 + i)^n - 1} = \frac{0,08 * 1,08^{25}}{1,08^{25} - 1} = 0,093/\text{año}$$

- Beneficio Neto anual (BN): $BN = A - (f_A * I) = 14.956,53 \text{ €/año}$
- Valor neto actual (VAN): $VAN = \left(\frac{A}{f_A}\right) - I = 160.822,90 \text{ €/año}$
- Tasa interna de retorno (TIR):

$$VAN(TIR) = 0 = (A/f_A(TIR)) - I \Rightarrow TIR = 0,23/\text{año}$$

La rentabilidad anual que se percibiría sería del 23%.

4.3.13 Análisis medioambiental.

A continuación se va a realizar un análisis del impacto medio ambiental que generaría la alternativa estudiada teniendo en cuenta la huella de carbono asociada a la fabricación de los distintos equipos y la que se produciría durante el ejercicio de la obra con la alternativa en funcionamiento.

- Huella de Carbono asociada a los equipos de la instalación:

- Paneles fotovoltaicos, tienen un factor de emisión de **161 kg CO₂ eq/m²** (17) y sabiendo que la superficie que abarcan en la instalación era de 78,93 m², la huella de carbono producida al fabricarlos es de:

$$\text{Huella Carbono PV} = 161 \text{ kg CO}_2 \frac{\text{eq}}{\text{m}^2} * 78,93 \text{ m}^2 = 12.707,73 \text{ kg CO}_2$$

- Baterías, tienen un factor de emisión de **160 kg CO₂ eq/kWh** (17). La dimensión de las escogidas sumaba una capacidad total de **38,4 kWh**.

$$\begin{aligned} \text{Huella Carbono BAT} &= 160 \text{ kg CO}_2 \frac{\text{eq}}{\text{kWh}} * 38,4 \text{ kWh} \\ &= 6.144 \text{ kg CO}_2 \text{eq} \end{aligned}$$

- Inversores e inversores cargadores, cuentan con un factor de emisión de **191 kg CO₂ eq/kW** (20). La potencia total de los inversores dimensionados es de **25 kW** para los inversores cargadores y **16,4 kW** para los simples.

$$\text{Huella Carbono INV} = 191 \text{ kg CO}_2 \frac{\text{eq}}{\text{kW}} * (25 + 16,4) = 7.907,4 \text{ kg CO}_2 \text{eq}$$

- Grupo electrógeno; en este caso el equipo dispone de un factor de emisión de **65 kg CO₂ eq/kWe** (17). La potencia eléctrica del grupo electrógeno de apoyo es de **26 kWp**.

$$\text{Huella Carbono G.E} = 65 \text{ kg CO}_2 \frac{\text{eq}}{\text{kWe}} * 26 \text{ kWe} = 1.690 \text{ kg CO}_2 \text{eq}$$

La huella de carbono resultante de producir la instalación solar resulta:

Huella Carbono Total

$$\begin{aligned} &= \text{Huella Carbono PV} + \text{Huella Carbono BAT} + \text{Huella Carbono INV} \\ &+ \text{Huella Carbono G.E} = (12.707,73 + 6.144 + 7.907,4 + 1.690) \text{ kg CO}_2 \text{eq} \\ &= \mathbf{28.449,13 \text{ kg CO}_2 \text{eq}} \end{aligned}$$

- Huella de carbono de la instalación durante la vida útil en obra:

La huella de carbono producida por la instalación solar es nula, pero se debe estimar la que produciría el grupo electrógeno de apoyo durante la vida útil de la instalación solar.

- Litros de gasoil consumidos durante la vida útil:

$$\text{Consumo gasoil} = C_{\text{gasoil}} = 1.047 \frac{\text{h}}{\text{año}} * 2,4 \frac{\text{l}}{\text{h}} * 25 \text{ año} = \mathbf{62.820 \text{ litros}}$$

- Factor de emisión del gasoil: $F_e = 2,49 \text{ kg CO}_2/\text{l}$

- Huella de carbono producida:

$$\begin{aligned} \text{Huella Carbono} &= F_e * C_{\text{gasoil}} = 62.820 \text{ l} * 2,49 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{l}} \\ &= \mathbf{156.421,8 \text{ kg CO}_2} \end{aligned}$$

Se comparan estos resultados con los obtenidos en la obra de Gran Canal VII en el apartado 2.5.2.

En dicha obra, se empleó en la totalidad de su duración un grupo electrógeno y se produjo una huella de carbono de **60.995,43 kg CO₂**.

La obra duró 19 meses, lo que supuso una huella de carbono anual de:

$$HC_{\text{anual}} = \frac{60.995,43 \text{ kg CO}_2}{19 \text{ meses}} * \frac{12 \text{ meses}}{1 \text{ año}} = \mathbf{38.523,43 \text{ kg CO}_2/\text{año}}$$

Al final de la vida útil, la huella de carbono total estimada sería de:

$$HC_{\text{vida util}} = 38.523,43 \text{ kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{año}} * 25 \text{ años} = \mathbf{963.085,74 \text{ kg CO}_2}$$

Calculamos la relación de las huellas de carbono producidas al final de los 25 años entre la instalación híbrida y el empleo del grupo electrógeno durante toda la obra.

$$\text{Relación HC} = \frac{HC_{\text{instalación híbrida}}}{HC_{\text{grupo electrógeno}}} = \frac{156.421,8 \text{ kg CO}_2}{963.085,74 \text{ kg CO}_2} = 0,16$$

Por cada 1 kg CO₂ que emite a la atmósfera el grupo electrógeno como única fuente de suministro en la obra, se emitirían 0,16 kg CO₂ en el caso de emplear la instalación solar con un grupo electrógeno de apoyo para situaciones concretas.

Lo que supone el 2,95% de la Huella de Carbono calculada anteriormente (963.085,74 kg CO₂) durante la vida útil del dispositivo.

5. PROPUESTA ADMINISTRATIVA

Está claro que la opción más sostenible tanto medioambiental como económicamente es el suministro eléctrico a través de la red eléctrica, desde los inicios de la obra. Esta sería la misión: proponer una alternativa de mejora a los trámites administrativos.

Esta alternativa sería necesario desarrollarla conjuntamente con las compañías suministradoras y de esta forma poder describir los cambios que hay que hacer en los procedimientos actuales.

La propuesta inicial sería que las Compañías permitieran a sus clientes comenzar los trámites antes de tener concedida la Licencia de Obras.

Para evitar posibles perjuicios a las compañías, se podría considerar un documento a modo de “Declaración Responsable”. Sería un documento suscrito por el interesado en el que éste manifiesta, bajo su responsabilidad, que cumple con los requisitos establecidos en la normativa vigente para obtener la licencia de obra, que se está tramitando la petición de esta licencia, que dispone de la documentación que así lo acredita y que la pondrá a disposición de la Cía. cuando le sea otorgada.

También sería conveniente concienciar a estas Compañías de la necesidad de optimizar, simplificar y acortar los plazos de sus procedimientos. Todo ello con la finalidad de que sus clientes dispongan de suministro a la mayor brevedad. Como argumentos importantes tenemos: respeto al medio ambiente, incremento de sus ventas y mayor satisfacción del cliente.

6. CONCLUSIÓN ALTERNATIVAS TÉCNICAS

Una vez identificada la causa raíz y tras la evaluación de las diferentes alternativas, estamos preparados para abordar una solución. Se ha verificado que el problema existe, es crónico, tiene un impacto serio y es medible medioambientalmente.

Los criterios para la evaluación de las alternativas serían:

- Coste medioambiental y económico total.
- La relación coste/beneficio. Es de señalar que, aunque en este caso el factor medioambiental es fundamental, una solución con una ratio coste/beneficio desfavorable genera resistencias de implantación en las empresas.
- Resistencia al cambio: las personas tienen, frecuentemente, miedo a lo nuevo y desconocido. La posible resistencia no es una razón para descartar una solución novedosa.
- Incertidumbre sobre su eficacia. Aunque la solución tenga una ratio coste/beneficio favorable, puede que no sea la más adecuada. Puede que una solución requiera una tecnología no probada o cambios organizativos importantes.

En cuanto a las alternativas mencionadas en este proyecto, cabe destacar que el hidrógeno más que un combustible, pretende ser vector energético de modo que podamos utilizar otras energías en producir hidrógeno para transportar este elemento y utilizarlo como combustible en los puntos de consumos más deseados. El sector energético es consciente de que se avecinan cambios y estos son necesarios pues los combustibles fósiles son una fuente finita y debemos buscar alternativas. Pero a día de hoy debido a la poca oferta en el mercado y a sus complicaciones logísticas sigue siendo una alternativa de futuro a la que hay que seguir muy de cerca.

En el caso del biodiesel, desde un punto de vista estratégico, éste reduce la dependencia energética de los combustibles derivados del petróleo, favoreciendo el autoabastecimiento energético.

Por otra parte, desde un punto de vista medioambiental, el biodiesel es una fuente de energía renovable, con bajo porcentaje de emisiones contaminantes.

Desde un punto de vista mecánico, existen algunas señales de alerta respecto de la utilización del biodiesel que conviene tener presente a la hora de utilizarlo como fuente de alimentación. Al contener un alto porcentaje de ácidos grasos y ceras de origen vegetal, por ejemplo, el almacenamiento de biodiesel sin un correcto tratamiento puede generar desperfectos en las bombas y en los inyectores de los motores.

Y por último desde un punto de vista económico, el coste de emplearlo en obra es superior al de emplear gasoil convencional, pero se contrarresta gracias a que se anulan las emisiones y la huella de carbono producida.

Si se decide optar por esta alternativa, se recomienda tener siempre presente las especificaciones en la garantía del motor, para no afectar al funcionamiento del grupo electrógeno.

La alternativa híbrida solar es a priori la más clara y evidente. La reducción de la huella de carbono producida es muy notable y la relación coste/beneficio es positiva ya que se ha demostrado la rentabilidad del dispositivo.

Los beneficios económicos y medioambientales son considerables pero la eficiencia a la hora de la verdad no está testada en la realidad. Dificultades como la ubicación en la obra, la posibilidad de que las condiciones meteorológicas dificulten la transformación de energía de forma prolongada en el tiempo, evitar sombras de edificios colindantes o del propio edificio en construcción requieren un estudio previo exhaustivo antes de realizar una obra para que el dispositivo sea efectivo y logre el objetivo de suministrar electricidad a una obra sin emplear en exceso el grupo electrógeno de apoyo.

7. TRABAJO FUTURO

De continuar con el presente proyecto, la primera misión a realizar en el futuro sería mejorar la secuencia de trámites administrativos que imposibilitan el suministro a través de la red eléctrica. Esto implica un cambio, algo que posiblemente generará resistencia. Por ello sería útil identificar todas las posibles fuentes de resistencia (obstáculos) y los apoyos que podemos conseguir, identificando los factores que facilitarían el cambio.

Para conseguir apoyos es necesario la difusión, a los agentes relacionados, del análisis desarrollado en este Trabajo. De esta manera podremos concienciar que existe un problema económico-medioambiental y su propuesta de solución para el cambio.

Estos cambios, por desgracia, no son rápidos. Igualmente existen obras en zonas no urbanizadas donde no es posible conectar a la red eléctrica. Por ello es interesante concienciar a las constructoras de la necesidad de implantar las soluciones alternativas planteadas.

Otra tarea para el futuro es la vinculada al desarrollo de aquellas tecnologías implicadas en las alternativas estudiadas. En efecto, se debería en primer lugar; profundizar y seguir de primera mano el desarrollo del uso del hidrógeno como combustible y su aplicación en los grupos electrógenos. Mediante la toma de contacto y recopilación de información de primera mano a través de empresas, organizaciones y fundaciones implicadas en el desarrollo.

Explorar más combustibles como alternativas que reduzcan las emisiones producidas como el gas natural o el gas licuado de petróleo. Son alternativas presentes en la actualidad que requerirían de una mayor extensión para poder llegar a conclusiones efectivas.

En cuanto a la alternativa fotovoltaica híbrida, en futuras implementaciones se podría llevar a cabo el cálculo estructural de la estructura portante de las placas fotovoltaicas para garantizar su seguridad y su fijación ante inclemencias meteorológicas o accidentes

en la propia obra. También realizar el cálculo y diseño del cableado con las dimensiones adecuadas de acuerdo a las dimensiones establecidas de cada dispositivo.

El estudio de la alternativa fotovoltaica mediante un grupo electrógeno de apoyo que funcione con biodiesel sería de gran interés, puesto que como se ha comprobado, se reduciría aún más la huella de carbono a pesar de tener que hacer frente a un coste mayor.

8. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Huella de carbono en la edificación. “Arquitectura sostenible, Urbanismo sostenible”. Asociación Sostenibilidad y Arquitectura. 23/09/2019 [En línea]. Disponible: <https://www.sostenibilidadyarquitectura.com/blog/2019/09/23/huella-de-carbono-en-la-edificacion/> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [2] “El sector de la construcción y los edificios tiene un rol clave en la reducción de emisiones.” ONU Programa para el medio ambiente. 7/12/2019 [En línea]. Disponible: <https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/comunicado-de-prensa/el-sector-de-la-construccion-y-los-edificios-tiene-un> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [3] Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. “Factores de emisión registro de huella de carbono, compensación y proyectos de absorción de dióxido de carbono”. Versión 22. Julio 2022. [En línea]. Disponible: https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemision_tcm30-479095.pdf [Consulta: 20 Julio 2022]
- [4] Y. Cepero Aguilera. “Contaminación acústica por grupos electrógenos”. Centro de Estudios de Ingeniería de Mantenimiento. 06/05/2009 [En línea]. Disponible: <https://cubaman.cubava.cu/files/2019/01/Contaminaci%C3%B3n-ac%C3%B3stica-por-grupos-electr%C3%B3genos.pdf> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. “HOJA DE RUTA DEL HIDRÓGENO: Una apuesta por el hidrógeno renovable.” Marco estratégico de energía y clima. Octubre 2020 [En línea]. Disponible: https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/planes-estrategias/hidrogeno/hojarutahidrogenorenovable_tcm30-525000.PDF [Consulta: 20 Julio 2022]
- [6] Antonio Francisco Marcilla. “Biodiesel. Combustible ecológico y renovable”. Información. 07/12/06. [En línea]. Disponible: <https://www.informacion.es/opinion/2006/12/07/biodiesel-combustible-ecologico-renovable-7716179.html> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [7] Girasol Energía. “La vida útil de una instalación fotovoltaica”. 20/05/2019. [En línea]. Disponible: <https://girasolenergia.com/la-vida-util-de-una-instalacion-fotovoltaica/> [Consulta: 20 Julio 2022]

- [8] Ministerio de transportes, movilidad y agenda urbana. “Documento Básico Ahorro de Energía”. 14/06/2022. [En línea] Disponible: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DBHE.pdf> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [9] Boletín Oficial del Estado. Códigos electrónicos. “Reglamento electrotécnico para baja tensión e ITC.” 16/03/2022. [En línea] Disponible: https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?modo=2&id=326_Reglamento_electrotecnico_para_baja_tension_e_ITC [Consulta: 20 Julio 2022]
- [10] European Commission. PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM. 01/03/2022. [En línea]. Disponible: https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/ [Consulta: 20 Julio 2022]
- [11] Smart Spain. Instalación. “La orientación de placas solares más óptima”. 29/03/2022. [En línea]. Disponible: <https://smartspain.es/orientacion-placas-solares/>
- [12] Canal Hogar. Mapfre. “Diferencias entre paneles monocristalinos y policristalinos”. 02/09/2021. [En línea]. Disponible: <https://www.hogar.mapfre.es/hogar/ahorro-en-el-hogar/paneles-monocristalinos-policristalinos/> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [13] GCM MAQUINARIA. “¿Cuánto consume un grupo electrógeno?”. 26/03/2020. [En línea]. Disponible: <https://gcmindustrial.com/cuanto-consume-un-grupo-electrogeno/> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [14] GCM MAQUINARIA. “Vida útil de un generador eléctrico”. 26/03/2020 [En líneas]. Disponible: <https://gcmindustrial.com/vida-util-de-un-generador-electrico/>
- [15] MoverDB. “2022 Tarifas y costes del transporte internacional de contenedores”. [En línea]. Disponible: <https://moverdb.com/es/transporte-de-contenedores/> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [16] David Nuevo. Esenergia. “MANTENIMIENTO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS”. 31/01/2022. [En línea]. Disponible: <https://esenergia.es/mantenimiento-preventivo-modulos-fotovoltaicos/> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [17] Edwin S. Pinto, Luis M. Serra, Ana Lázaro. “Sustainable Cities and Society.” [En línea]. Disponible: www.elsevier.com/locate/scs [Consulta: 20 Julio 2022]
- [18] Fundación Para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón. “EVERYWH2ERE”. [En línea]. Disponible: <https://hidrogenoaragon.org/es/proyectos/everwhy2ere/> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [19] Future Energy. “Acciona participa en un proyecto europeo de innovación para sustituir los generadores eléctricos de fuel por otros cero emisiones”. 23/02/2018. [En línea]. Disponible: <https://futureenergyweb.es/acciona-participa-en-un-proyecto-europeo-de-innovacion-para-sustituir-los-generadores-electricos-de-fuel-por-otros-cero-emisiones/> [Consulta: 20 Julio 2022]

- [20] H2SYS. Homepage. Products. [En línea]. Disponible: <https://h2sys.fr/es/#> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [21] Martín Cabello. Reporter Miner. “Cat lanza grupos electrógenos que operan al 100% con hidrógeno”. 22/10/2021. [En línea]. Disponible: <https://www.reporteminero.cl/noticia/noticias/2021/10/cat-grupos-electrogenos-hidrogeno> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [22] ClickGasoil. “Evolución del precio Biodiesel”. [En línea]. Disponible: <https://www.clickgasoil.com/c/evolucion-del-precio-biodiesel> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [23] Sutrimex. Contenedores. [En línea]. Disponible: <https://www.sutrimex.com/contenedores/> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [24] DSV. Global Transport and Logistics. “Códigos ISO y marcas de los contenedores marítimos”. [En línea]. Disponible: <https://www.dsv.com/es-es/nuestras-soluciones/modos-de-transporte/transporte-maritimo/marcas-codigos-iso-nomenclatura-contenedores-maritimos> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [25] TarifasGasLuz. “¿Cómo orientar e inclinar mi instalación fotovoltaica?”. [En línea]. Disponible: <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/instalacion/inclinacion-y-orientacion> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [26] MiPanelSolar. “PANELES SOLARES: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS”. [En línea]. Disponible: <https://mipanel solar.com/blog/paneles-solares-especificaciones-tecnicas> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [27] AutoSolar. Sección Blog. “¿Cuáles son las características de los inversores solares? [En línea]. Disponible: <https://autosolar.es/aspectos-tecnicos/caracteristicas-inversores-solares> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [28] Ministerio de Ciencia y Tecnología. “INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA”. ITC-BT-18. [En línea]. Disponible: <https://www.direct-electro.es/files/reglamentobajatenion/ITC BT 18.pdf> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [29] EnergíaVM. Generación. “¿Qué es un sistema antivertido fotovoltaico?”. 05/08/2020. [En línea]. Disponible: <https://www.energyavm.es/que-es-un-sistema-antivertido-fotovoltaico/> [Consulta: 20 Julio 2022]
- [30] JOSÉ ANTONIO SANTANA. “Cableado para una instalación de placas solares”. 26/02/2020. [En línea]. Disponible: <https://decocables.com/cableado-para-una-instalacion-de-placas-solares/> [Consulta: 20 Julio 2022]

9. ANEXOS

9.1 Suministro Compañía Eléctrica

CONTADOR: 87240384			ENERGÍA ACTIVA (kWh)								COSTE ENERGÍA CONSUMIDA (€)		ENERGÍA REACTIVA (kVar)						ENERGÍA CONSUMIDA	COSTE INCLUIDO IMPUESTOS (€)
nº factura	PERIODO	DIAS CONSUMO	CONSUMO PERIODO 1 (kWh)	CONSUMO PERIODO 2 (kWh)	CONSUMO PERIODO 3 (kWh)	CONSUMO PERIODO 4 (kWh)	CONSUMO PERIODO 5 (kWh)	CONSUMO PERIODO 6 (kWh)	ENERGÍA CONSUMIDA	COSTE ENERGÍA CONSUMIDA (€)	CONSUMO PERIODO 1	CONSUMO PERIODO 2	CONSUMO PERIODO 3	CONSUMO PERIODO 4	CONSUMO PERIODO 5	CONSUMO PERIODO 6	ENERGÍA CONSUMIDA	COSTE INCLUIDO IMPUESTOS (€)		
2019																				
SZ290150000400		49	116,00	437,00	186,00	50,00	187,00	80,00	1.056,00	83,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	530,75 €	
SM2901N0279267	abril-junio	49	-116,00	-437,00	-186,00	-50,00	-187,00	-80,00	-1.056,00	-83,55	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-530,75 €	
SZ2901Y0000400		49	280,00	581,00	43,00	19,00	49,00	21,00	993,00	80,92	478,00	980,00	52,00	26,00	63,00	24,00	1.623,00	644,74 €		
SM2901N0320469		15	37,00	138,00	59,00	13,00	50,00	21,00	318,00	23,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	135,86 €	
SZ290150000401	junio	15	-37,00	-138,00	-59,00	-13,00	-50,00	-21,00	-318,00	-23,68	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-135,86 €	
SZ2901Y0000401		15	86,00	178,00	14,00	6,00	16,00	6,00	306,00	23,51	147,00	301,00	16,00	8,00	19,00	7,00	498,00	171,81 €		
SM2901N0397854	julio	42	240,00	498,00	37,00	17,00	42,00	18,00	852,00	69,84	410,00	840,00	44,00	23,00	54,00	20,00	1.391,00	487,00 €		
SM2901N0437173	agosto	34	220,00	478,00	51,00	10,00	26,00	14,00	799,00	60,14	339,00	790,00	93,00	19,00	58,00	34,00	1.333,00	409,49 €		
SM2901N0488235	septiembre	27	63,00	237,00	101,00	26,00	100,00	42,00	569,00	40,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	240,54 €	
SM2901N0553593	octubre	36	83,00	313,00	133,00	37,00	137,00	60,00	763,00	56,39	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	325,38 €	
SM2901N0619014	noviembre	36	1.049,00	4.376,00	1.008,00	139,00	472,00	323,00	7.367,00	574,73	800,00	3.326,00	386,00	76,00	302,00	141,00	5.031,00	1.131,91 €		
SM2001N0043747	diciembre	33	357,00	2.244,00	676,00	116,00	405,00	248,00	4.046,00	258,68	43,00	958,00	72,00	11,00	91,00	27,00	1.202,00	756,77 €		
2020																				
SM2001N0061699	enero	21	349,00	2.277,00	649,00	122,00	433,00	242,00	4.072,00	286,25	39,00	1.180,00	60,00	6,00	105,00	6,00	1.396,00	642,90 €		
SM2001N0127549	febrero	29	312,00	3.171,00	617,00	70,00	298,00	141,00	4.609,00	292,52	44,00	1.920,00	61,00	6,00	86,00	9,00	2.126,00	774,07 €		
SM2001N0144450	marzo	8	29,00	382,00	51,00	3,00	15,00	17,00	497,00	29,04	12,00	297,00	13,00	0,00	0,00	0,00	322,00	107,97 €		
SM2001N0181209	marzo	21	36,00	897,00	104,00	11,00	20,00	28,00	1.096,00	60,55	5,00	656,00	29,00	0,00	2,00	0,00	692,00	254,18 €		
SM2001N0235017	abril-junio	28	376,00	688,00	135,00	21,00	48,00	10,00	1.278,00	60,67	262,00	568,00	72,00	11,00	51,00	16,00	980,00	351,02 €		
SM2001N0297123	mayo	31	477,00	869,00	63,00	17,00	49,00	19,00	1.494,00	75,04	399,00	874,00	84,00	28,00	79,00	37,00	1.501,00	443,89 €		
SM2001N0355830	junio	30	324,00	523,00	55,00	16,00	30,00	9,00	957,00	56,59	185,00	352,00	49,00	19,00	44,00	21,00	670,00	304,62 €		
SM2001N0415891	julio	31	327,00	502,00	40,00	0,00	6,00	2,00	877,00	56,02	8,00	8,00	2,00	0,00	0,00	0,00	18,00	291,01 €		
SM2001N0472780	agosto	31	206,00	325,00	20,00	2,00	8,00	1,00	562,00	37,26	0,00	3,00	0,00	0,00	0,00	1,00	4,00	262,36 €		
SM2001N0541424	septiembre	30	158,00	241,00	27,00	3,00	7,00	4,00	440,00	31,89	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	247,55 €		
SM2009N0005638	octubre	22	8,00	16,00	2,00	0,00	0,00	0,00	26,00	1,75	2,00	3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	5,00	148,53 €		
		682	4.980,00	18.796,00	3.826,00	635,00	2.161,00	1.205,00	31.603,00	2.047,36	3.173,00	13.056,00	1.033,00	233,00	954,00	343,00	18.792,00	7.995,74 €		

CALCULO DE LA HUELLA DE CARBONO	
Factor Emisión Endesa (kgCO2 / kWh)	0,20
Energía Consumida (Kwh)	4.980,00
HUELLA DE CARBONO (kgCO2)	996,00

ESTIMACION COSTE TOTALIDAD OBRA CON SUMINISTRO ELÉCTRICO	
ESTIMACIÓN COSTE (15/01/2019 - 14/04/2019)	1.042,92
COSTE (14/04/2019 - 22/10/2020)	7.995,74
COSTE TOTAL ESTIMADO	9.038,66

COSTE ESTIMADO GRUPO ELECTRÓGENO LOS 3 PRIMEROS MESES	3.900,00 €
---	------------

ESTIMACIÓN COSTE GRUPO ELECTRÓGENO + SUMINISTRO ELÉCTRICO	
COSTE ESTIMADO GRUPO ELECTRÓGENO LOS 3 PRIMEROS MESES	3.900,00 €
COSTE SUMINISTRO ELÉCTRICO (14/04/2019 - 22/10/2020)	7.995,74 €
COSTE ESTIMADO TOTAL	11.895,74 €

9.2 Datos Facturas Alquiler Grupo Electrogeno

GRAN CANAL 7										
ALQUILER GRUPO ELECTROGENO 150KVA										
AÑO	NP factura	PERIODO	DIAS ALQUILER	H. SEGUN DIAS ALQUILER	H. SEGUN REGISTRO GRUPO	HORAS EXCEDIDAS	H. TRABAJADAS ACUMULADAS	COSTE ALQUILER (€)	OBSERVACIONES	
2020	JUNIO									
	30/2545	06/06/2020	12/06/2020	5	50			45,00 €		
		24/06/2020	26/06/2020	3	30			27,00 €	Esta factura no se tiene en cuenta por ser un grupo pequeño que no va con gasóleo. Grupo monofásico 2KVA portatil	
	0 0086436	29/06/2020	07/07/2020	6	60			265,49 €		
		07/07/2020	15/07/2020	7	70	17.329		702,08 €		
	0 0086783	16/07/2020	31/07/2020	12	120	17.525	6	196	467,12 €	
				21	210		6	256	1.435,69 €	
	AGOSTO									
	0 0086921	01/08/2020	15/08/2020	10	100				377,40 €	
	0 0087048	16/08/2020	31/08/2020	11	110				411,69 €	En la factura de este mes no se refleja el dato de horas acumuladas del grupo electrogeno por lo que se toma el dato de 10 horas al día para el consumo de combustible.
				21	210			210	791,09 €	
	SEPTIEMBRE									
	0 0087153	01/09/2020	15/09/2020	11	110			110	410,79 €	
	0 0087307	16/09/2020	30/09/2020	11	110	17.900	35	145	527,69 €	
				22	220		35	255	938,48 €	
	OCTUBRE									
	0 0087387	01/10/2020	15/10/2020	10	100			100	377,40 €	
	0 0087548	16/10/2020	31/10/2020	11	110	18.231	31	141	517,23 €	
				21	210		31	241	894,63 €	
	NOVIEMBRE									
	0 0087632	01/11/2020	15/11/2020	9	90			90	344,01 €	
	0 0087740	16/11/2020	30/11/2020	11	110	18.494	63	173	621,21 €	
				20	200		63	263	965,22 €	
	DICIEMBRE									
0 0087854	01/12/2020	15/12/2020	9	90			90	344,01 €		
0 0087982	16/12/2020	31/12/2020	11	110	18.716	22	132	487,17 €		
			20	200		22	222	831,18 €		
2021	ENERO									
	0 0088049	01/01/2021	15/01/2021	9	90			90	344,01 €	
	0 0088173	16/01/2021	31/01/2021	9	90	18.932	36	126	467,15 €	
				18	180		36	216	811,16 €	
	FEBRERO									
	0 0088246	01/02/2021	15/02/2021	11	110			110	410,79 €	
	0 0088394	16/02/2021	28/02/2021	9	90	19.194	62	152	545,29 €	
				20	200		62	262	956,08 €	
	MARZO									
	0 0088497	01/03/2021	15/03/2021	10	100			100	377,40 €	
	0 0088624	16/03/2021	31/03/2021	12	120	19.476	62	182	654,16 €	
				22	220		62	282	1.031,56 €	
	ABRIL									
	0 0088721	01/04/2021	15/04/2021	8	80			80	310,62 €	
	0 0088875	16/04/2021	30/04/2021	10	100	19.724	68	168	604,52 €	
				18	180		68	248	915,14 €	
	MAYO									
	0 0088961	01/05/2021	15/05/2021	10	100			100	377,40 €	
	0 0089145	16/05/2021	31/05/2021	11	110	20.003	69	179	644,15 €	
				21	210		69	279	1.021,55 €	
	6022089	18/05/2021	31/05/2021	10	100			100	317,20 €	
				10	100			100	317,20 €	
				21	210		69	279	1.021,55 €	
	JUNIO									
	0 0089224	01/06/2021	15/06/2021	11	110			110	410,79 €	
	0 0089442	16/06/2021	30/06/2021	11	110	20.294	71	181	647,93 €	
				22	220		71	291	1.058,72 €	
	6020751	01/06/2021	30/06/2021	22	220			220	450,00 €	
				22	220			220	450,00 €	
				22	220		71	291	1.058,72 €	
	JULIO									
	0 0089547	01/07/2021	15/07/2021	11	110			110	410,79 €	
	0 0089713	16/07/2021	31/07/2021	11	110	20.560	46	156	567,33 €	
				22	220		46	266	978,12 €	
	6020751	01/07/2021	31/07/2021	22	220			220	451,80 €	
				22	220			220	451,80 €	

ANÁLISIS DEL SUMINSITRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

			22	220		46	266	978,12 €	
AGOSTO									
00089777	01/08/2021	15/08/2021	10	100			100	377,40 €	
00089931	16/08/2021	31/08/2021	11	110	20.809	39	149	543,95 €	
			21	210			249	921,35 €	
0029110	01/08/2021	31/08/2021	21	210			210	433,80 €	
			21	210			210	433,80 €	
			21	210		39	249	921,35 €	
SEPTIEMBRE									
00090082	01/09/2021	15/09/2021	11	110			110	410,79 €	
00090235	16/09/2021	30/09/2021	11	110	21.062	33	143	521,01 €	
			22	220			253	931,80 €	
0033021	01/09/2021	29/09/2021	21	210			210	430,20 €	
			21	210			210	430,20 €	
			22	220		33	253	931,80 €	
OCTUBRE									
			21	210		43	253	931,80 €	
NOVIEMBRE									
			21	210		43	253	931,80 €	
DICIEMBRE									
			21	210		43	253	931,80 €	Los últimos meses de la obra hacemos una estimación mediante el promedio de todos los meses anteriores
TOTAL OBRA							4.552	15.413,57 €	

COSTE MEDIO ALQUILER GRUPO / HORA 3,39

9.3 Consumo Gasóleo Grupo Electrígeno. Facturas

GRAN CANAL 7							OBSERVACIONES
CONSUMO GASOLEO							
AÑO	nº factura	LLENADO	LITROS	PRECIO GASOIL	IMPORTE (€)	CONSUMO (l/h)	
2020	JULIO						*En esta factura hay un alquiler de manipuladora telescópica de 2 días. Considerando una media de 3h/día, la manipuladora como máximo ha podido trabajar 6 horas. Se ha comprobado con catálogos de JCB que una telescópica de este tipo tiene un consumo de 5,31/h, por lo que el consumo de gasoil ha podido ser de 30,6l. RESTAMOS 120 LITROS DEL CONSUMO MEDIO DEL TORO
	00991030	09/07/2020	147,0	0,8920	131,12 €		
		*	-30,6	0,8920	-27,30 €		
		16/07/2020	265,0	0,8920	236,38 €		
		20/07/2020	136,0	0,8900	121,04 €		
		23/07/2020	147,0	0,8910	130,98 €		
		29/07/2020	230,0	0,8950	205,85 €		
		30/07/2020	345,0	0,8920	307,74 €		
		*	-120,0	0,8920	-107,04 €		
			1.119,4		998,78 €	4,37	
	AGOSTO						En la factura de este mes no se refleja el dato de horas acumuladas del grupo electrígeno por lo que se toma el dato de 10 horas al día para el consumo de combustible.
	00991110	06/08/2020	149,0	0,8850	131,87 €		
		18/08/2020	159,0	0,8830	140,40 €		
		21/08/2020	169,0	0,8800	148,72 €		
		26/08/2020	197,0	0,8770	172,77 €		
		31/08/2020	198,0	0,8770	173,65 €		
		*	-120,0	0,8804	-105,65 €		
			752,0		661,75 €	3,58	
	SEPTIEMBRE						
	00991277	03/09/2020	192,0	0,8700	167,04 €		
00991276	07/09/2020	167,0	0,8540	142,62 €			
	10/09/2020	171,0	0,8430	144,15 €			
	14/09/2020	151,0	0,8410	126,99 €			
	17/09/2020	196,0	0,8480	166,21 €			
	21/09/2020	166,0	0,8530	141,60 €			
	24/09/2020	173,0	0,8500	147,05 €			
	28/09/2020	84,0	0,8480	71,23 €			
	30/09/2020	95,0	0,8530	81,04 €			
	*	-120,0	0,8511	-102,13 €			
		1.275,0		1.085,79 €	5,00		
OCTUBRE							
00991434	02/10/2020	148,0	0,8570	126,84 €			
	08/10/2020	188,0	0,8650	162,62 €			
	16/10/2020	233,0	0,8650	201,55 €			
	19/10/2020	97,0	0,8650	83,91 €			
	29/10/2020	174,0	0,8530	148,42 €			
00991436	05/10/2020	89,0	0,8500	75,65 €			
	22/10/2020	205,0	0,8590	176,10 €			
	27/10/2020	183,0	0,8560	156,65 €			
	30/10/2020	187,0	0,8530	159,51 €			
	*	-120,0	0,8581	-102,07 €			
		1.384,0		1.188,26 €	5,74		
NOVIEMBRE						*En esta factura hay un alquiler de carretilla elevadora 10 días. Considerando una media de 2h/día, la carretilla ha trabajado del día 6 al 15 unas 12 horas y del 16 al 19 otras 8 horas. Se ha comprobado con fichas técnicas que una carretilla de este tipo tiene un consumo de 5l/h, por lo que el consumo de gasoil ha podido ser de 60l y 40l en cada periodo de alquiler. El precio del gasoil a tener en cuenta para la carretilla será el promedio de todos los precios durante el mes.	
00991619	03/11/2020	134,0	0,8730	116,98 €			
	05/11/2020	148,0	0,8550	126,54 €			
	09/11/2020	157,0	0,8590	134,86 €			
	*	-60,0	0,8739	-52,43 €			
	23/11/2020	144,0	0,8880	127,87 €			
	*	-40,0	0,8739	-34,96 €			
00991621	12/11/2020	216,0	0,8740	188,78 €			
	16/11/2020	200,0	0,8740	174,80 €			
	19/11/2020	281,0	0,8800	247,28 €			
	25/11/2020	149,0	0,8880	132,31 €			
	*	-120,0	0,8739	-104,87 €			
		1.209,0		1.057,18 €	4,60		
DICIEMBRE							
00991822	03/12/2020	184,0	0,9010	165,78 €			
	09/12/2020	138,0	0,9110	125,72 €			
	16/12/2020	268,0	0,9190	246,29 €			
	21/12/2020	261,0	0,9270	241,95 €			
00991824	11/12/2020	139,0	0,9180	127,05 €			
	28/12/2020	192,0	0,9110	174,91 €			

ANÁLISIS DEL SUMINSITRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

GRAN CANAL 7							
AÑO	nº factura	CONSUMO GASOLEO				CONSUMO (l/h)	OBSERVACIONES
		LLENADO	LITROS	PRECIO GASOIL	IMPORTE (€)		
		*	-120,0	0,9138	-109,66 €		
			1.062,0		972,04 €	4,78	
ENERO							
	1Q990132	07/01/2021	183,0	0,9250	169,28 €		
		11/01/2021	200,0	0,9430	188,60 €		
	1Q990134	04/01/2021	223,0	0,9300	207,39 €		
		14/01/2021	206,0	0,9620	198,17 €		
		18/01/2021	215,0	0,9590	206,19 €		
		21/01/2021	245,0	0,9650	236,43 €		
		21/01/2021	87,0	0,9650	83,96 €		
		25/01/2021	222,0	0,9630	213,79 €		
		28/01/2021	265,0	0,9560	253,34 €		
		*	-120,0	0,9520	-114,24 €		
			1.726,0		1.642,89 €	7,99	
FEBRERO							
	1Q990328	04/02/2021	268,0	0,9790	262,37 €		
		08/02/2021	179,0	0,9790	175,24 €		
		22/02/2021	248,0	0,9930	246,26 €		
		24/02/2021	174,0	0,6650	115,71 €		
		26/02/2021	182,0	1,0150	184,73 €		
	1Q990330	01/02/2021	95,0	0,9660	91,20 €		
		11/02/2021	312,0	0,9880	308,26 €		
		15/02/2021	180,0	0,9870	177,66 €		
		22/02/2021	188,0	1,0070	189,32 €		
		*	-80,0	0,9326	-74,61 €		
		*	-120,0	0,9526	-114,31 €		
			1.616,0		1.550,71 €	6,17	
MARZO							
	1Q990529	10/03/2021	166,0	1,0250	170,15 €		
		12/03/2021	180,0	1,0160	182,88 €		
		22/03/2021	127,0	1,0020	127,25 €		
		25/03/2021	267,0	0,9950	265,67 €		
		29/03/2021	234,0	0,9970	233,30 €		
		31/03/2021	123,0	1,0090	124,11 €		
	1Q990530	03/03/2021	299,0	1,2050	360,50 €		
		08/03/2021	196,0	0,9800	192,08 €		
		15/03/2021	73,0	1,0160	74,17 €		
		17/03/2021	247,0	1,0210	252,19 €		
		18/03/2021	154,0	1,0160	156,46 €		
		*	-220,0	1,0075	-221,64 €		
		*	-120,0	1,0075	-120,89 €		
			1.846,0		1.857,11 €	6,55	
ABRIL							
	1Q990634	05/04/2021	85,0	1,0070	85,60 €		
		12/04/2021	142,0	1,0060	142,85 €		
		14/04/2021	189,0	1,0020	189,38 €		
		16/04/2021	175,0	1,0140	177,45 €		
		19/04/2021	159,0	1,0150	161,39 €		
		21/04/2021	181,0	1,0130	183,35 €		
		27/04/2021	242,0	1,0100	244,42 €		
		29/04/2021	215,0	1,0080	216,72 €		
	1Q990632	07/04/2021	179,0	1,0010	179,18 €		
		09/04/2021	187,0	0,9950	186,07 €		
		*	-225,0	1,0071	-226,60 €		
		*	-120,0	1,0071	-120,85 €		
			1.409,0		1.418,95 €	5,68	
MAYO							
	1Q990830	03/05/2021	131,0	1,0230	134,01 €		
		10/05/2021	101,0	1,0330	104,33 €		
		24/05/2021	99,0	1,0300	101,97 €		
		31/05/2021	171,0	1,0380	177,50 €		
	1Q990831	05/05/2021	167,0	1,0160	168,67 €		

ANÁLISIS DEL SUMINSITRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

GRAN CANAL 7								
CONSUMO GASOLEO								
AÑO	nº factura	LLENADO	LITROS	PRECIO GASOIL	IMPORTE (€)	CONSUMO (l/h)	OBSERVACIONES	
2021		07/05/2021	198,0	1,0420	206,32 €		suministro eléctrico de la obra. Por esta razón el consumo de gasoil de este grupo se elimina del cómputo total del consumo por uso de grupo debido a la falta de suministro eléctrico de la compañía suministradora. Consideramos que las soleras se trabajan una media de 3 horas al día con un consumo de 9 litros/hora. Lo que implica un total de 270 l durante los 10 días de alquiler.	
		12/05/2021	181,0	1,0320	186,79 €			
		14/05/2021	120,0	1,0440	125,28 €			
		17/05/2021	187,0	1,0420	194,85 €			
		19/05/2021	146,0	1,0440	152,42 €			
		21/05/2021	232,0	1,0320	239,42 €			
		26/05/2021	232,0	1,0300	238,96 €			
		28/05/2021	211,0	1,0370	218,81 €			
				-270,0	1,0341	-279,29 €		
		*		-310,0	1,0341	-320,56 €		
		*		-120,0	1,0341	-124,09 €		
				1.476,0		1.526,49 €	5,29	*En esta factura hay un alquiler de carretilla elevadora 31 días. Considerando una media de 2h/día. La carretilla ha trabajado unas 62 horas. Se ha comprobado con fichas técnicas que una carretilla de este tipo tiene un consumo de 5l/h, por lo que que el consumo de gasoil ha podido ser de 310l. (Se considera un precio medio de gasoil).
		JUNIO						
		1Q990985	16/06/2021	197,0	1,0630	209,41 €		Durante este mes se alquila otro grupo para las bombas de las soleras. Este alquiler en toda obra es inevitable independientemente del suministro eléctrico de la obra. Por esta razón el consumo de gasoil de este grupo se elimina del cómputo total del consumo por uso de grupo debido a la falta de suministro eléctrico de la compañía suministradora. Se considera un tiempo de trabajo de 3 horas al día con un consumo de 9 litros/hora. Lo que implica un total de 594l durante los 22 días de alquiler.
			21/06/2021	120,0	1,0670	128,04 €		
			23/06/2021	165,0	0,7210	118,97 €		
			28/06/2021	108,0	1,0740	115,99 €		
		1Q990987	02/06/2021	233,0	1,0430	243,02 €		
			04/06/2021	325,0	1,0500	341,25 €		
			07/06/2021	169,0	1,0500	177,45 €		
		09/06/2021	249,0	1,0530	262,20 €			
		11/06/2021	309,0	1,0560	326,30 €			
		14/06/2021	140,0	1,0580	148,12 €			
		18/06/2021	285,0	1,0690	304,67 €			
		25/06/2021	258,0	1,0770	277,87 €			
			-594,0	1,0318	-232,10 €			
	*		-220,0	1,0318	-226,99 €			
	*		-120,0	1,0318	-123,81 €			
			1.624,0		2.070,40 €	5,58	*En esta factura hay un alquiler de carretilla elevadora 22 días. Considerando una media de 2h/día. La carretilla ha trabajado unas 44 horas. Se ha comprobado con fichas técnicas que una carretilla de este tipo tiene un consumo de 5l/h, por lo que que el consumo de gasoil ha podido ser de 220l. (Se considera un precio medio de gasoil).	
	JULIO							
GRAN CANAL 7								
CONSUMO GASOLEO								
AÑO	nº factura	LLENADO	LITROS	PRECIO GASOIL	IMPORTE (€)	CONSUMO (l/h)	OBSERVACIONES	
2021		02/07/2021	199,0	0,7250	144,28 €		Durante este mes se alquila otro grupo para las bombas de las soleras. Este alquiler en toda obra es inevitable independientemente del suministro eléctrico de la obra. Por esta razón el consumo de gasoil de este grupo se elimina del cómputo total del consumo por uso de grupo debido a la falta de suministro eléctrico de la compañía suministradora. Se considera un tiempo de trabajo de 3 horas al día con un consumo de 9 litros/hora. Lo que implica un total de 594l durante los 22 días de alquiler.	
		08/07/2021	266,0	1,0760	286,22 €			
		29/07/2021	313,0	1,0870	340,23 €			
		1Q991106	05/07/2021	143,0	1,0810	154,58 €		
			12/07/2021	137,0	1,0730	147,00 €		
			15/07/2021	243,0	1,0910	265,11 €		
			19/07/2021	347,0	1,0880	377,54 €		
			22/07/2021	399,0	1,0640	424,54 €		
			26/07/2021	236,0	1,0830	255,59 €		
				-594,0	1,0409	-618,29 €		
		*		-220,0	1,0409	-229,00 €		
		*		-120,0	1,0409	-124,91 €		
				1.349,0		1.422,89 €	5,07	*En esta factura hay un alquiler de carretilla elevadora 22 días. Considerando una media de 2h/día. La carretilla ha trabajado unas 44 horas. Se ha comprobado con fichas técnicas que una carretilla de este tipo tiene un consumo de 5l/h, por lo que que el consumo de gasoil ha podido ser de 220l. (Se considera un precio medio de gasoil).
		AGOSTO						
		1Q991194	02/08/2021	157,0	1,0800	169,56 €		Durante este mes se alquila otro grupo para las bombas de las soleras. Este alquiler en toda obra es inevitable independientemente del suministro eléctrico de la obra. Por esta razón el consumo de gasoil de este grupo se elimina del cómputo total del consumo por uso de grupo debido a la falta de suministro eléctrico de la compañía suministradora. Se considera un tiempo de trabajo de 3 horas al día con un consumo de 9 litros/hora. Lo que implica un total de 567l durante los 21 días de alquiler.
			09/08/2021	162,0	1,0760	174,31 €		
		1Q991195	05/08/2021	295,0	1,0790	318,31 €		
			12/08/2021	227,0	1,0770	244,48 €		
			17/08/2021	183,0	1,0780	197,27 €		
			19/08/2021	164,0	1,0730	175,97 €		
		23/08/2021	169,0	1,0720	181,17 €			
		26/08/2021	298,0	1,0790	321,54 €			
		30/08/2021	244,0	1,0810	263,76 €			
			-567,0	1,0772	-610,79 €			
	*		-262,5	1,0772	-282,77 €			
	*		-120,0	1,0772	-129,27 €			
			949,5		1.023,55 €	3,81	*En esta factura hay un alquiler de carretilla elevadora 21 días. Considerando una media de 2h/día. La carretilla ha trabajado unas 42. Se ha comprobado con fichas técnicas que una carretilla de este tipo tiene un consumo de 5l/h, por lo que que el consumo de gasoil ha podido ser de 210l. (Se considera un precio medio de gasoil).	
	SEPTIEMBRE							

ANÁLISIS DEL SUMINSITRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

GRAN CANAL 7							
AÑO	CONSUMO GASOLEO					CONSUMO (l/h)	OBSERVACIONES
	nº factura	LLENADO	LITROS	PRECIO GASOIL	IMPORTE (€)		
	1Q991322	06/09/2021	205,0	1,0940	224,27 €		<p>Durante este mes se alquila otro grupo para las bombas de las soleras. Este alquiler en toda obra es inevitable independientemente del suministro eléctrico de la obra. Por esta razón el consumo de gasoil de este grupo se elimina del cómputo total del consumo por uso de grupo debido a la falta de suministro eléctrico de la compañía suministradora. Se considera un tiempo de trabajo de 3 horas al día con un consumo de 9 litros/hora. Lo que implica un total de 567l durante los 21 días de alquiler.</p> <p>*En esta factura hay un alquiler de carretilla elevadora 22 días. Considerando una media de 2h/día. La carretilla ha trabajado unas 44 horas. Se ha comprobado con fichas técnicas que una carretilla de este tipo tiene un consumo de 5l/h, por lo que que el consumo de gasoil ha podido ser de 220l. (Se considera un precio medio de gasoil).</p> <p>Los últimos meses de la obra hacemos una estimación mediante el promedio de todos los meses anteriores.</p>
		27/09/2021	108,0	1,1320	122,26 €		
		29/09/2021	212,0	1,1510	244,01 €		
	1Q991323	02/09/2021	336,0	1,0830	363,89 €		
		09/09/2021	303,0	1,0890	329,97 €		
		13/09/2021	193,0	1,0960	211,53 €		
		15/09/2021	217,0	1,1020	239,13 €		
		17/09/2021	258,0	1,1020	284,32 €		
		20/09/2021	164,0	1,1140	182,70 €		
		22/09/2021	269,0	1,1200	301,28 €		
		24/09/2021	289,0	1,1250	325,13 €		
			-567,0	1,1098	-629,27 €		
		*	-275,0	1,1098	-305,20 €		
		*	-120,0	1,1098	-133,18 €		
			1.592,0		1.760,83 €	6,29	
	OCTUBRE						
			1.359,3	0,9801	1.332,21 €		
	NOVIEMBRE						
			1.359,3		1.332,21 €		
	DECIEMBRE						
			1.359,3		1.332,21 €		
TOTAL		24.466,7		24.234,23 €			

9.4 Análisis del hidrógeno como alternativa

9.4.1 Introducción al hidrógeno

El hidrógeno es en teoría una de las opciones más factibles. Se trata de un elemento que se encuentra en el agua, por lo que se trataría de una fuente inagotable y accesible para la mayoría de la población.

Es el elemento químico más ligero y abundante del universo. A presión atmosférica y temperatura ambiente es incoloro, inodoro e insípido.

Se trata de un elemento que no se puede extraer directamente de la naturaleza ya que tiene que ser obtenido mediante diferentes procesos que por supuesto conllevan cierto gasto de energía.

Por esta razón, estamos ante un producto manufacturado cuyos procesos de obtención, almacenamiento y transporte van a repercutir directamente en el balance final de su uso e impacto medioambiental.

Hoy en día, el 96% de la producción del hidrógeno se lleva a cabo a partir de energías convencionales con altas emisiones de gases contaminantes.

A continuación, se van a enumerar los principales procesos de obtención:

1. Electrolisis
2. Termólisis
3. Reformado mediante vapor
4. Gasificación del carbón

5. Procesos industriales

También se puede obtener como subproducto de algunos procesos industriales convencionales, pero generalmente estas fuentes de subproductos tienen una escasa capacidad de producir elevadas cantidades de hidrógeno.

Según la hoja de ruta elaborada por el gobierno en junio de 2019, el consumo de hidrógeno en España rondaba las 500.000 t/año. La mayoría utilizado como materia prima en refinerías y por los fabricantes de productos químicos. En muchos casos la producción se realiza directamente en la propia planta de consumo mediante el reformado con vapor de gas natural. [5]

En cuanto a las etapas de su cadena de valor, se resumen en el esquema de la siguiente figura:

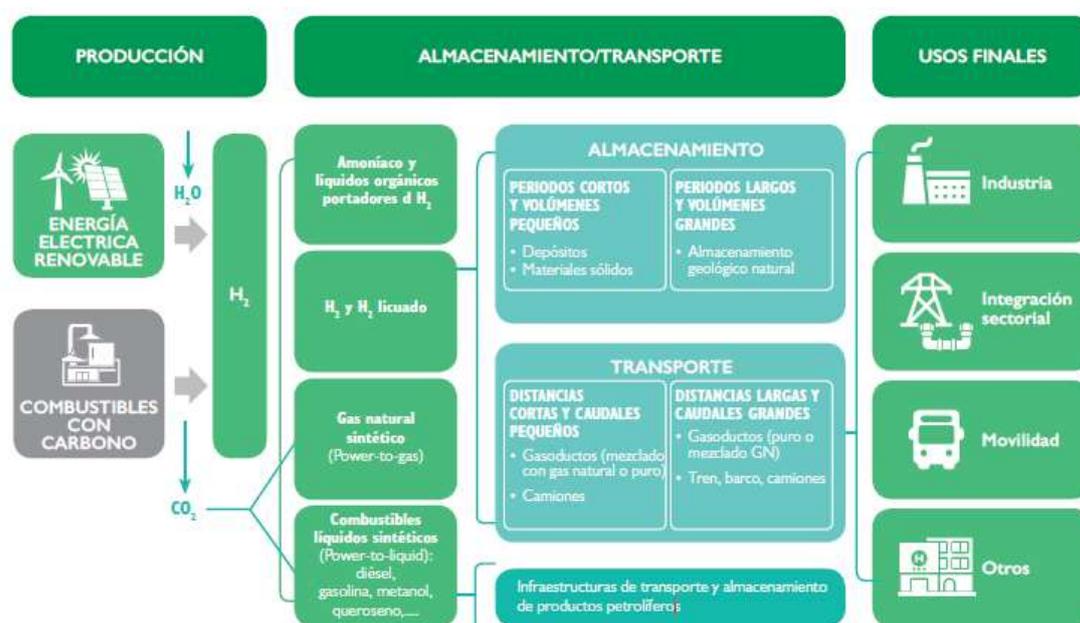


Ilustración 9.1 Cadena de valor del hidrógeno. [5]

9.4.2 Consideraciones previas

- Transporte:

El principal problema del hidrógeno es su obtención, pero el transporte del mismo también es un gran reto a solucionar tanto en estado líquido como gaseoso. Y es que a la hora de implementar esta alternativa de combustible, se debe considerar la viabilidad del suministro a la ubicación de cada obra.

o Transporte de hidrógeno en forma gaseosa:

Se lleva a cabo mediante una red de gasoductos. La estructura de tuberías para transportar el hidrógeno es similar a la del gas natural con algunos cambios en

ciertos parámetros como el diámetro, el nivel de presión y las distancias entre estaciones de compresión debido a las propiedades físico químicas del hidrogeno en estado gaseoso.

Existe ya una infraestructura en áreas industriales de Estados Unidos, Canadá y Europa. Pero la logística se encuentra en pleno desarrollo y llega a zonas muy específicas. Por lo que a día de hoy es muy complicado que las obras dispongan de suministro a través de estos gaseoductos.

Por otro lado, existen ya numerosos proyectos que investigan la distribución del hidrogeno a través de tuberías de gas natural. Aunque se trate de una buena noticia, los gaseoductos de gas natural tampoco llegarían directamente a la mayoría de las obras, por lo que habría que considerar un transporte terrestre intermedio. [5]

- Transporte de hidrógeno en forma líquida:

El transporte del hidrogeno líquido se realiza mediante transporte rodado, ferrocarril y transporte marítimo. El transporte por carretera se hace con unos depósitos especiales también conocidos como depósitos Dewar con una capacidad de 48000 l y 52000 l que van montados en camiones.

Las cisternas de ferrocarril también son depósitos Dewar horizontales con forma cilíndrica con una capacidad entre 10.000 y 120.000 litros. Ocurre lo mismo con las cisternas que se emplean en los buques que disponen de una capacidad de hasta 1 millón de litros.

El transporte en forma líquida es el más económico ya que ocupa mucho menos espacio. Un camión cisterna transporta en hidrogeno liquido el equivalente de 15 a 30 camiones de hidrogeno gaseoso a presión. Pero tiene un inconveniente, hay que transformar el hidrogeno liquido en gaseoso allá donde vaya a encontrarse el grupo electrógeno para poder emplearlo como combustible. [5]

- Desarrollo de estaciones, hidrogeneras:

Es cierto que España está haciendo un gran esfuerzo apostando por el hidrógeno, pero más enfocado al ámbito de la movilidad. Esto provoca el crecimiento de estaciones de repostaje de hidrógeno en el territorio nacional, pero a día de hoy y sobre todo en Zaragoza la evolución de estos proyectos es prácticamente nula. Se llegaron a construir varias de ellas en Plaza y Valdespartera pero no se encuentran en funcionamiento en la actualidad.

A continuación se muestran los costes del transporte de Hidrógeno en función de la distancia recorrida y el volumen transportado (€/kg):

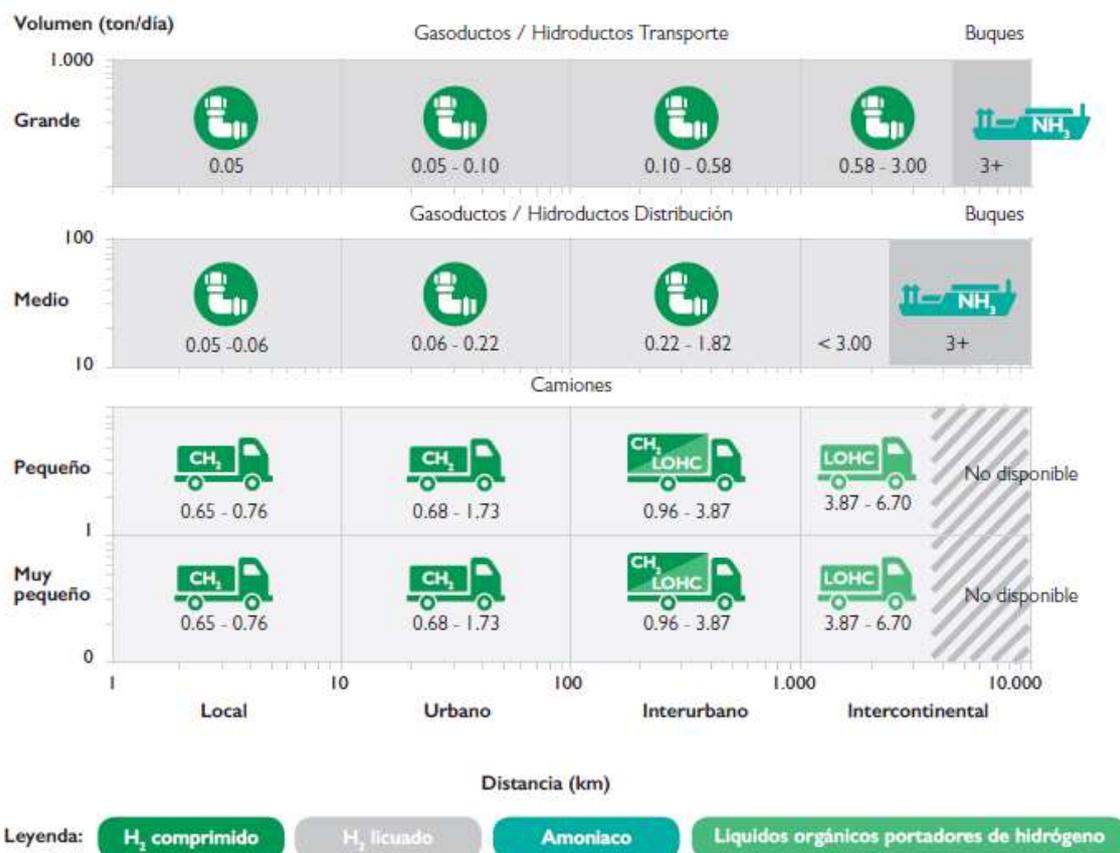


Ilustración 9.2 Coste del transporte de hidrógeno. [5]

- Almacenamiento:

Otro aspecto a tener en cuenta es el almacenamiento y más aún cuando el sistema de transporte está poco desarrollado y habría que considerar la opción de almacenar en la obra el hidrógeno. Cantidades necesarias para que el grupo electrógeno funcionase un periodo de tiempo considerable o al menos hasta recibir el siguiente cargamento de hidrógeno.

El tamaño relativo del dispositivo de almacenaje va a depender directamente de la baja densidad del hidrógeno ya que provoca una densidad de energía reducida. Este aspecto provoca que se requieran tamaños más grandes de los que estamos acostumbrados con combustibles como el gasoil. La mayoría de sistemas de almacenaje de hidrógeno son considerablemente más aparatosos y pesados que los empleados para la gasolina o el diésel.

Las dos alternativas más utilizadas en cuanto a su almacenamiento son:

- o Almacenamiento como gas a alta presión:

Es el sistema más desarrollado y empleado actualmente. Se trabaja a presiones entre 200 bar y 700 bar. Al tener que comprimir el hidrógeno es cuando se produce el consumo energético en el proceso de almacenaje.

Los dispositivos utilizados son los cilindros metálicos. Estos se dividen en cuatro categorías en función de las presiones a las que trabajen. A pesar de su peligrosidad, estos cilindros son bastante seguros ya que su diseño debe someterse a rigurosas pruebas y pasar satisfactoriamente las pruebas de certificación. [5]

- Almacenamiento como líquido a temperaturas criogénicas:

Este tipo de almacenaje soluciona muchos de los problemas relacionados con el tamaño y peso de los sistemas de gas a alta presión. Pero tiene que encontrarse a temperaturas criogénicas, lo que provoca que aumente la densidad del hidrógeno y facilite así su transporte.

Para que el hidrógeno se almacene en estado líquido debe encontrarse por debajo de su punto normal de ebullición, a -253°C . La utilización de tanques súper-aislantes es fundamental para lograrlo. Se trata de tanques formados por varias capas de vacío separadas por capas de fibra.

Sin embargo, el proceso de licuefacción del hidrógeno es complejo y requiere de gran energía para ser llevado a cabo. Además, el hidrógeno no se puede almacenar en estado líquido indefinidamente. Por muy buenos que sean los sistemas de almacenamiento siempre va a haber pequeñas transmisiones de calor ambiental de los alrededores, provocando que se evapore el hidrógeno y aumente la presión del mismo. [5]

Otros sistemas de almacenaje como las nano-estructuras de carbono o los hidruros metálicos también existen, pero se encuentran en la fase inicial de su desarrollo.

El grado de madurez de las opciones anteriores y la aplicación a la que se destine el hidrógeno producido, así como del tiempo que transcurra desde su producción hasta su consumo y la localización de dicho consumo son factores condicionantes en la elección de la alternativa óptima para su almacenamiento y transporte.

En términos generales, los costes de transporte y almacenamiento pueden llegar a suponer una parte importante del coste de la energía y por tanto afectar a la competitividad del hidrógeno frente a otras fuentes de energía.

9.4.3 Aplicación a los grupos electrógenos

Dentro de todas las aplicaciones que puede tener el hidrógeno como fuente de energía, los grupos electrógenos tienen un atractivo importante. Existen proyectos como es el caso de EVERYWHERE de la Fundación Hidrógeno dentro del programa Horizonte 2020 en el que también está implicada la Unión Europea. Su hoja de ruta se adapta con creces a

las necesidades de este proyecto y es la de promover trabajos de innovación que aseguren el desarrollo sostenible y cuyo objetivo principal sea el desarrollar grupos electrógenos portátiles basados en hidrógeno que sean capaces de atender todo tipo de necesidades de suministro eléctrico en aquellas situaciones que como ocurre en las obras, es difícil el acceso a la red eléctrica.

El proyecto que contaba en sus inicios (2020) con una duración de cinco años y un presupuesto de aproximadamente 7 millones de euros, tenía como objetivo desarrollar 8 equipos autónomos de generación eléctrica con hidrógeno, de diversas potencias (100 KW y 25 KW) para testar su empleo a partir de 2020 entre otros en varios festivales musicales, y en obras civiles de ACCIONA, tales como carreteras y túneles, de cara a extrapolar la experiencia a su uso comercial a partir de 2023 [18] [19]

9.4.4 Consulta de mercado actual.

Hoy en día es muy difícil encontrar empresas que comercialicen este tipo de dispositivos, pero haciendo una exhaustiva consulta en el mercado, la empresa H2SYS es una de ellas. En concreto, el modelo THYTAN para aplicaciones de hasta 130 kVA. [20]

Este modelo podría encajar con las necesidades de una obra de tamaño medio. En el ANEXO X se puede consultar con más detalle la ficha técnica del grupo.

Se trata de un grupo totalmente libre de emisiones de CO_2 , silencioso e inodoro.

También hay noticias de que la famosa empresa CAT anunció que la compañía comenzará a ofrecer grupos electrógenos alimentados al 100% con hidrógeno con fechas de entrega a finales de 2022. Pero a día de hoy en su catálogo de la web no podemos encontrar estos productos disponibles. [21]

9.5 Análisis del biodiesel como alternativa

9.5.1 Introducción al biodiesel

El biodiesel es un combustible alternativo de origen natural, renovable y mucho más limpio que el diésel tradicional. Este se puede ser fabricado a partir de diversas fuentes renovables y, dependiendo de dicha fuente, lo podemos clasificar en un tipo u otro.

1. El biodiesel a partir de cosechas. Como pueden ser la soja, el maíz o la colza, cuyos aceites son empleados para el biocombustible.
2. El biodiesel proveniente de árboles. Como pueden ser la palma o incluso el pistacho, habitual en China. De nuevo los aceites de estas plantas son el producto empleado.

3. El biodiesel proveniente de grasas de origen animal o aceites de desecho. Como los que usamos habitualmente en casa o utiliza la industria alimentaria.

A partir de estos aceites vegetales hay dos métodos tradicionales, el mezclado directo y el micro emulsión. Alcohol y un catalizador son usados en esa mezcla para crear el biocombustible.

Otros métodos más modernos utilizan la llamada transesterificación, una reacción química entre los triglicéridos del aceite y alcohol, que transforma a los primeros y proporciona un biodiesel fiable y con menos inconvenientes para ser usado en motores.

Es un sustituto del combustible diésel elaborado total o parcialmente a partir de productos orgánicos, aceites vegetales especialmente procesados, como el aceite de soja y de cacahuete.

Puede usarse directamente en cualquier motor diésel, ya sea puro o mezclado en cualquier proporción con diésel tradicional.

- B5: Contiene 95% diésel convencional y 5% biodiesel.
- B10: Contiene 90% diésel convencional y 10% biodiesel
- B20: Contiene 80% diésel convencional y 20% biodiesel
- B30: Contiene 70% diésel convencional y 30% biodiesel
- B100: Contiene 0% diésel convencional y 100% biodiesel

9.5.2 Consideraciones previas

En cuanto a la calidad del aire, el uso de este combustible reduce de manera notoria las emisiones porque el dióxido de carbono liberado por la combustión del biodiesel se compensa con el dióxido de carbono absorbido por el cultivo de soja u otras materias primas que se utilizan para llevar a cabo su producción.

En lo relacionado al funcionamiento del motor, hay que considerar que el biodiesel mejora considerablemente la lubricidad del combustible. En función del porcentaje de pureza se obtienen unos resultados u otros. Cuando se emplea en su completa pureza como es el caso del B100, su viscosidad es elevada y su poder calorífico bajo lo que conlleva a la reducción notable de la potencia del motor.

Lo recomendable es realizar ensayos con diferentes materias para determinar aquella con la que se obtienen rendimientos del motor y emisiones de gases óptimos.

El almacenamiento del combustible es un factor importante a tener en mente. Su almacenamiento tiene un alto riesgo de que se infecte con bacterias y evitar el crecimiento de dicha infección es esencial para tener un combustible más limpio.

Periodos inferiores a los 6 meses son idóneos para que no ocurra este problema siempre y cuando se mantenga constante la humedad de este. Si la humedad aumenta, las bacterias pueden empezar a florecer y multiplicarse provocando la inutilidad del combustible.

Esta humedad también puede afectar a los tanques de almacenamiento, las bacterias generan residuos ácidos que pueden llegar a oxidar el fondo del dispositivo.

9.5.3 Consulta de mercado

Se ha solicitado información a diferentes empresas de alquiler de grupos electrógenos y la empresa AGGREKO ha proporcionado documentación sobre grupos compatibles con B100. Dicha información se expone a continuación:

Disponen de una amplia gama de generadores eléctricos compatibles con B100:

- Equipos desde 60 hasta 500 kVA
- Cumplen con las normas sobre emisiones de fase IIIA de la UE para máquinas móviles no de carretera.
- Reducción del sonido a niveles ultra silenciosos sin afectar al rendimiento
- Ranuras para carretilla elevadora para facilitar la carga y descarga
- Bastidores de acero resistente y ligero
- Conexiones y controles muy sencillos
- Cada grupo de generadores eléctricos puede incluir depósitos de combustible con cámara doble
- Monitorización a distancia de las 24 horas del día, todos los días del año, a cargo de la empresa Aggreko

Con estos equipos, según la empresa, se consiguen los beneficios medioambientales que buscamos.

- Con el B100, se consigue una reducción de las emisiones de gas efecto invernadero en al menos un 60% en comparación con el diésel.
- Mejora la calidad del aire al reducir las emisiones de partículas finas y ultra finas en hasta un 80%.
- No presenta riesgos de contaminación, por ejemplo, por vertido, al considerarse no peligroso para personas y medioambiente. Cero emisiones de óxido de azufre SO_3 .
- Estos grupos adaptados al B100, requieren un mantenimiento a base de limpieza de los sistemas donde circula el combustible, cambio de filtros más a menudo.
- Se requieren tanques nodriza dedicados (para evitar contaminación).

Los equipos están logotipados con adhesivos identificadores de generación mediante Biocombustible.

La misma empresa advierte que el coste de combustible es superior al del diésel estándar y como ya hemos indicado el rango es de 60 kVA a 500 kVA (carrozados). Y que para potencias inferiores es difícil encontrar grupos de alquiler.

En el Anexo 9.9 se adjuntan las fichas técnicas de dichos equipos.

La empresa ha proporcionado una tarifa de precios para estos equipos, que es superior al alquiler de grupos electrógenos tradicionales. Junto con estos precios de alquiler y el consumo de biodiesel extraído de las fichas técnicas se puede hacer una estimación del coste del alquiler de estos equipos.

El precio del biodiesel se adopta 1.103€/l en Aragón como media entre 2020 y 2021 según la siguiente tabla:

CCAA	2017	2018	2019	2020	2021	Media total
Andalucía	1.167 EUR	1.021 EUR	1.161 EUR	1.171 EUR	1.064 EUR	0.931 EUR
Aragón	0.000 EUR	0.533 EUR	1.191 EUR	1.152 EUR	1.054 EUR	0.655 EUR
Asturias	0.000 EUR	0.000 EUR	0.000 EUR	0.000 EUR	0.092 EUR	0.015 EUR
Illes Balears	0.000 EUR					
Canarias	0.000 EUR					
Cantabria	1.218 EUR	1.156 EUR	1.225 EUR	1.189 EUR	1.107 EUR	0.982 EUR
Castilla y León	1.253 EUR	1.116 EUR	1.245 EUR	1.173 EUR	1.073 EUR	0.977 EUR
Castilla - La Mancha	0.000 EUR					
Cataluña	1.151 EUR	1.015 EUR	1.177 EUR	1.181 EUR	1.069 EUR	0.932 EUR
Valencia	1.201 EUR	1.026 EUR	1.177 EUR	1.184 EUR	1.082 EUR	0.945 EUR

Ilustración 9.3 Evolución del precio del biodiesel en territorio nacional. [22]

9.5.4 Análisis económico

A continuación, se va a analizar el grupo electrógeno de biodiesel como alternativa única a sustituir el grupo alimentado por gasoil.

Con los datos recibidos de la empresa AGGREKO, tenemos el coste semanal del alquiler del grupo biodiesel. El coste semanal se debe considerar durante el tiempo que se emplea el grupo diésel una de las obras objeto de este estudio, Gran Canal VII. Se ha estimado que ese periodo corresponde a 80 semanas, lo equivalente a 20 meses.

Se debe elegir un grupo con prestaciones equivalentes al contratado en Gran Canal VII. En dicha obra se tenía un grupo de 150KVA, trabajaba al 40%, con un consumo medio de 6 l/h, podemos equiparlo con un grupo biodiesel de 60KVA trabajando al 50%.

AGGREKO					
POTENCIAS (KVA)	ALQUILER (€/semana) + seguro	% Rendimiento	CONSUMO (l/h)	DURACIÓN OBRA (semanas)	Coste alquiler
60	307,05	100%	13,10		
		75%	10,30		
		50%	7,60	80	24.564 €
125	404,80	100%	26,20		
		75%	19,90		
		50%	15,30		
350	902,75	100%	70,00		
		75%	52,30		
		50%	35,20		

Tabla 9.1 Trabajo grupos electrógenos Aggreko. Investigación personal

Suponiendo que durante toda la obra se consume el mismo volumen de diésel que biodiésel, 24.466,68 l y aplicando el precio de biodiésel estimado de 1,103€/l, obtenemos el coste estimado de biodiésel durante la obra:

$$C_{bio} = 24.466,68 \text{ l} \times 1,103 \text{ €/l} = \mathbf{26.986,75 \text{ €}}$$

A la hora de la verdad, el biodiésel al tener un poder calorífico (PCI) algo inferior al del gasoil, tendría un consumo en litro superior al supuesto durante toda la obra. Pero se trata de un error aceptable ya que se realiza una estimación.

Sumando los conceptos de alquiler y combustible, el coste total es de:

$$CT = 26.986,75 \text{ €} + 21.186,45 \text{ €} = \mathbf{48.173,20 \text{ €}}$$

El coste total del grupo electrógeno convencional se había calculado en 35.760.50 €, inferior al calculado para biodiésel. A continuación, se muestra una tabla resumen comparativa en cuanto a costes:

Comparativa	Biodiesel	Gasoil
Coste total alquiler grupo	21.186,45	13,186,79
Coste total combustible	26.986,75	22.573,71
Coste total uso grupo	48.173,20	35.760,50

Tabla 9.2. Comparativa costes de usar distintos combustibles. Elaboración propia

Podemos observar como el coste de utilizar biodiésel excede en más de 12.000 € como mínimo en una obra. Este excedente en el precio del 26-27% es considerablemente alto, pero hay que tener en cuenta que la huella de carbono producida durante el ejercicio es inferior tal y como se detallará a continuación.

9.5.5 Análisis medioambiental

Se van a comparar las huellas de carbono que producirían cada grupo electrógeno en la totalidad de una obra.

Tal y como Aggreko asegura; reduciríamos en un 60% las emisiones por lo que la huella de carbono producida queda de la siguiente manera:

	Cálculo huella de carbono grupo biodiesel	Cálculo huella de carbono grupo diésel
Tipo de combustible	BIODIESEL B100	GASOLEO A
Periodo	Duración de la Obra	Duración de la Obra
Litros consumidos (l)	24.466,68	24.466,68
Factor de emisión (KgCO ₂ /l)	$(1 - 0,6) * 2,49 = 1$	2,49
Huella carbono (kg CO₂)	24.466,68	60.995,43

Tabla 9.3 Cálculo Huella Carbono de distintos combustibles. Elaboración propia

Se puede observar que la diferencia de la huella de carbono producida por el grupo alimentado mediante biodiesel al finalizar la obra es de 2,5 veces inferior a la que se produce con grupos electrógenos convencionales alimentados con gasóleo.

9.6 Análisis técnico de los distintos dispositivos

9.6.1 Contenedor

Este elemento es necesario debido a la motivación de crear un sistema móvil y lo suficientemente robusto que permita el transporte de todos los elementos necesarios para el funcionamiento de la instalación.

Deberá tener las medidas estándar de un contenedor para que sea posible tanto el transporte de todos los equipos en su interior como su propio transporte de una obra a otra mediante medios terrestres o marítimos.

El interior del contenedor debe disponer de una instalación luminaria para iluminar el espacio, un aislamiento adecuado que permita una mayor inercia térmica ya que los equipos deberán estar a una temperatura constante de 20-25°C y unos refuerzos anclados a las paredes para dotar de mayor resistencia al contenedor.

Una unidad de aire acondicionado, así como de un sistema de disipación de calor y frío será indispensable para el correcto mantenimiento de las baterías y la labor que se pueda llevar a cabo en su interior. Tendrá que acoplar un sistema de seguridad en la puerta que

proporcione el cierre seguro y evitar percances durante el transporte, así como un sistema antincendios con un extintor de CO_2 .

Las medidas de un contenedor estándar son de 20 pies de largo, es decir, equivalente a 6'05 metros de largo, 2'43 metros de ancho y 2'59 metros de alto.

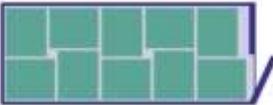
	Dimensiones exteriores (mm)		Dimensiones interiores (mm)	
	Largo	6.058	Largo	5.883
	Ancho	2.438	Ancho	2.330
	Alto	2.591	Alto	2.355
	Puerta (mm)		Peso (kg)	
	Ancho	2.342	Tara	1.900
	Alto	2.280	Carga Máx.	21.800
Plano de colocación de 10 palets estándar (1,2 m x 1,0 m)		Plano de colocación de 11 euro palets (1,2 m x 0,8 m)		
				

Ilustración 9.4 Medidas contenedor estándar. [23]

Todos los contenedores fabricados para ser utilizados en el comercio internacional, tienen que atenerse a la normativa de la International Organization for Standardization, mundialmente conocida como ISO. La cual les asigna unas determinadas características a cada tipo distinto de contenedor.

Para controlar todos los contenedores marítimos que circulan en el mundo, es necesario un sistema de registro estandarizado para todos los países. Por esta razón, todo contenedor que opera en el transporte de carga marítima internacionalmente debe registrarse obligatoriamente en el Bureau International du Container (BIC) y estar marcado con una serie de códigos o marcas de identificación regulada por la normativa ISO 6346 y la posterior actualización ISO 2716. Esta nomenclatura aporta información sobre las características y tipos de contenedores marítimos.

Cada contenedor marítimo está marcado con un código alfanumérico (matrícula) dividido en varias secciones o subcódigos, que proporcionan información sobre el propietario del contenedor y diferentes características de este. Esta matrícula consta de varios subcódigos o apartados:



Ilustración 9.5 Especificaciones técnicas contenedor [24]

9.6.2 Sistema de almacenamiento

Es necesario analizar tanto la potencia que la instalación posee, así como, la capacidad de las baterías instaladas que forman parte del sistema de almacenamiento.

Al ser una instalación móvil y estar aislada de la red eléctrica, debe tener un sistema de almacenamiento de energía, para hacer frente a momentos puntuales donde la potencia generada no sea la suficiente o no se consuma toda la energía que el sistema produce siendo posible almacenarla para otros usos.

Este sistema tiene que estar compuesto por un conjunto de baterías que se acoplen a las características técnicas de los demás dispositivos.

Una batería se compone esencialmente de dos electrodos sumergidos en un electrolito, donde se producen reacciones químicas durante la carga o descarga.

La capacidad de una batería se mide amperios/hora (Ah) para un tiempo determinado de descarga dado en horas. Es una medida realizada a 20°C de temperatura.

El efecto de la temperatura afecta a su rendimiento y la duración de su vida útil. Si trabaja a bajas temperaturas, se reduce el rendimiento pero beneficia su duración. En cambio, a temperaturas elevadas aumenta su rendimiento pero reduce la vida útil al acelerarse un proceso químico que aumenta la corrosión del electrolito.

La vida útil se mide por el número de ciclos carga y descarga que puede ser sometida una batería a una determinada profundidad de descarga (hasta que su capacidad caiga por debajo del 80% de su capacidad nominal).

El tiempo de vida de las baterías es directamente proporcional a la profundidad habitual de descarga que es sometida. Cuanto más profunda es su descarga, su vida, medida en número de ciclos, se hace menor y llega antes a su fin.

9.6.3 Módulos fotovoltaicos

Son los encargados de captar la energía solar. Los paneles fotovoltaicos se unen entre sí mediante conectores rápidos. Todo el cableado de la instalación se debe realizar con conductores que cumplan la norma UNE 21030.

La estructura de estos módulos se fabrica en aluminio y es resistente a las inclemencias climatológicas como las sobrecargas del viento y de la nieve. La instalación debe de incorporar todos los elementos necesarios para garantizar en todo momento la protección física de las personas y la calidad de suministro.

El diseño de la estructura y el sistema de fijación de los módulos debe permitir las dilataciones térmicas. La sujeción de los módulos se realiza al propio contenedor, de modo que no se produzcan flexiones superiores a las deseadas.

En cuanto a la configuración, los módulos se conectan en serie, de modo que la tensión (en corriente continua) de entrada no supere en ningún caso el rango de tensión de entrada del inversor admitida. Para ello hay que tener en cuenta los diferentes coeficientes de temperatura y los rangos de funcionamiento de los inversores.

Para obtener el máximo rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas en España, los paneles fotovoltaicos deben estar orientados en la medida de lo posible hacia el sur, en un lugar libre de sombras y con una inclinación adecuada que maximice la producción en la época del año de realización de la obra. Esto es debido a que la orientación sur garantiza que los paneles solares se encuentren ubicados perpendicularmente cuando el sol ofrece su mayor radiación solar durante el día. Como consecuencia, la producción energética del sistema fotovoltaico se maximizará.

Si se va a hacer uso de la instalación de manera constante, lo más recomendable será otorgar un ángulo de inclinación que optimice la generación eléctrica anual, es decir, durante todo el año.

Asimismo, la inclinación también está condicionada por la zona geográfica en la que sean instaladas las placas solares. De hecho, en la mayoría de provincias de España el ángulo de inclinación medio óptimo es de entre 30 y 40°. [25]

En cuanto a las especificaciones eléctricas [26]:

- Maximum Power (Pmax): La potencia máxima es el punto óptimo de la salida de energía del panel solar. Es la potencia que determina el modelo del panel.
- Open Circuit Voltage (Voc): El voltaje de circuito abierto es la cantidad de voltios que emite el panel solar sin carga. Si se mide con un voltímetro a través de los

cables positivo y negativo, tendrás la lectura del Voc. Como el panel solar no está conectado a nada, no tiene carga y no produce corriente.

- Short Circuit Current (Isc): La corriente de cortocircuito es la cantidad de amperios que producen los paneles solares cuando no están conectados a una carga, pero cuando los cables positivo y negativo de los paneles están conectados directamente entre sí.
- Maximun Power Voltage (Vmp): El voltaje de potencia máxima es el voltaje que generará la placa solar cuando esté funcionando al máximo de su rendimiento.
- Maximum Power Current (Imp): Es la intensidad máxima en amperios que produce el panel cuando está conectado a la instalación.
- Module Efficiency (%): La eficiencia del módulo mide el porcentaje de luz solar que llega al panel y se convierte en electricidad.

En cuanto a las especificaciones de temperatura [26]:

- Temperature Coefficients of Pmax: Todos los paneles solares reducen su potencia a medida que se calientan. El coeficiente de temperatura de Pmax nos dice cuánta potencia pierde por cada ° C que el panel está a más de 25 °C.
- Temperature Coefficients of Voc: El coeficiente de temperatura de Voc nos da información de la pérdida porcentual de tensión de circuito abierto de la placa solar por cada grado de diferencia entre la temperatura ambiente de referencia 25 °C y la temperatura de operación de las células.
- Temperature Coefficients of Isc: El coeficiente de temperatura de Isc mide los valores cambiantes de la corriente de cortocircuito del módulo fotovoltaico cuando la temperatura de la célula solar aumenta (o disminuye).

9.6.4 Inversores solares

Los inversores trabajan en el lado de corriente continua (DC) conectados al generador fotovoltaico y en el de corriente alterna (AC) al cuadro de conexiones. A través de la electrónica de potencia, se encargan de garantizar una correcta forma de onda.

En cuanto a su configuración, el máximo voltaje de los módulos que se da a cierta temperatura no debe estar por encima del valor que soporte el inversor.

Para el mínimo voltaje a una temperatura mucho mayor ocurre lo mismo, debe de estar por encima del límite inferior de tensión MPP (punto máximo de potencia) del inversor escogido.

La corriente máxima de cortocircuito que llega al inversor debe ser inferior a la corriente máxima de entrada al inversor para cada entrada de MPPT (seguidor del punto máximo de potencia).

Los parámetros más importantes a tener en cuenta son [27]:

- Tensión de funcionamiento: los inversores de baterías pueden ser de 12V, 24V o 48V, sin embargo, esta tensión de trabajo no se puede modificar y por lo tanto fijará la tensión de las baterías permanentemente. Esto quiere decir que una vez dispongamos de un inversor de baterías en nuestra instalación no se podrá modificar la tensión de las mismas sin cambiar el inversor.
- Rango de tensión de entrada (tensión de batería): los inversores de baterías pueden asimilar un intervalo de tensión de entrada (tensión de las baterías) fuera de este rango el inversor no funcionará. Cada inversor tiene un rango de entrada que es capaz de asimilar:
 - En inversor 12V: entre 10,5V y 16V.
 - En inversor 24V: entre los 21V y los 31V.
 - En inversor 48V: entre los 41V y los 60V.

Para estar seguro de qué rango de entrada tiene cada inversor es recomendable consultar las características de cada producto en la ficha técnica que proporciona el fabricante.

- Potencia de salida: la potencia de salida del inversor se puede expresar en vatios (W) o en Voltio-Amperios (VA). La diferencia entre cada uno es el factor de potencia que depende de cómo de eficaz sea nuestro inversor y también de qué tipo de cargas o consumos se conecten.
- Temperatura: la temperatura tiene un impacto importante en la salida de los inversores limitando el máximo de potencia que pueden entregar y el tiempo durante el cual pueden entregar esa potencia. Cuanto mayor paso de corriente haya mayor temperatura tendremos, por lo que todos los inversores serán capaces de suministrar la potencia de salida nominal a una temperatura estándar de 25° y prácticamente el doble de potencia nominal durante unos pocos segundos.
- Pico de potencia máxima: para poder soportar el pico de potencia que existe en los arranques de las cargas más exigentes todos los inversores son capaces de suministrar hasta el doble de potencia transitoriamente.

- Consumo de standby: El inversor siempre consumirá energía aun cuando no haya consumo en la obra, siendo en estos casos muy bajo. A mayor potencia en el inversor mayor será el consumo de standby.
- Tensión de funcionamiento: debido a la eficiencia en la conversión que proporcionan los inversores de baterías de 12V tienen potencias de salida desde unos pocos vatios hasta 1200W, los inversores 24V tienen potencias de salida entre 2000W y 4000W y los inversores 48V entre 4000W y 8000W.

Los inversores cargadores son equipos que asiduamente se encuentran en las instalaciones aisladas de la red. Son instalados entre las baterías y el cuadro de protección de corriente alterna AC, y su misión consiste en regular la carga y descarga del sistema de almacenamiento.

Debe cumplir con la potencia necesaria y disponer de una doble entrada que permita conectarse tanto al sistema fotovoltaico como a grupos electrógenos. De esta forma, las baterías podrían ser cargadas mediante el funcionamiento del grupo electrógeno si fuese necesario.

9.6.5 Grupo electrógeno de apoyo

Estamos ante un sistema aislado de la red y pueden darse situaciones en las que la instalación fotovoltaica no consiga cubrir la potencia necesaria debido a las condiciones climatológicas y al estado de carga de las baterías. Por lo que es necesario contar con un grupo electrógeno de apoyo que se pueda conectar al contenedor para cargar las baterías si es necesario.

9.6.6 Estructura

La estructura debe estar preparada para la configuración estudiada. Ocuparía la longitud del contenedor. Además de segura deberá ser fácilmente montable y desmontable a causa de la movilidad propia de la instalación. Una vez desmontada será propiamente guardada dentro de uno de los contenedores para su traslado con las pertinentes medidas de seguridad.

Debido a la condición de movilidad de la instalación se deberán realizar cálculos para ambientes desfavorables teniendo en cuenta coeficientes de exposición al viento y sobrecargas por posibles nevadas.

La estructura puede ser anclada mediante unas cimentaciones de hormigón distribuidas a lo largo de toda la estructura. La solera donde se ubique debe evitar diferentes desniveles del terreno para proporcionar estabilidad.

9.6.7 Protecciones y puesta a tierra

La instalación debe contar con las protecciones y cuadros de conexiones necesarios y adecuados para garantizar la seguridad de las personas, así como evitar daños en los equipos en caso de fallos del sistema, todo de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). [9]

Dentro del circuito de evacuación de energía debe distinguirse entre la parte de corriente continua y la de corriente alterna, describiéndose y justificándose los medios de protección frente a contactos directos e indirectos previstos para cada circuito, de alterna y continua.

Según lo indicado en la instrucción ITC-BT-18 [28], se debe proceder a la puesta en tierra de las masas metálicas con el objetivo de proteger contra contactos indirectos y se colocan dispositivos de corte por corriente alterna AC de defecto.

El sistema de instalación del neutro óptimo debe ser el de puesta a tierra TT (masas interconectadas y puestas a tierra en un punto).

9.6.8 Sistema antivertido

El sol es un recurso renovable que no puede ser aprovechado siempre que se quiera, sino que se depende de las condiciones climatológicas. Por lo que se van a dar situaciones en las que el recurso solar sea muy superior al necesario y otras en las que ocurra todo lo contrario. Se puede comprobar que, en los resultados finales obtenidos en la hoja de cálculo, hay una gran cantidad de exceso de energía fotovoltaica que podría ser inyectada de vuelta a la red si esto fuera posible. Exactamente un total de 9.602,9 kWh.

Hay que buscar una solución para no convertir este exceso de recurso solar en energía ya que almacenarla supone un incremento en la capacidad de las baterías considerable y su disipación supondría un desperdicio de energía.

Para ello habría que hacer uso de un sistema de antivertido fotovoltaico. Se trata de un mecanismo que algunas instalaciones de autoconsumo solar tienen mediante el cual se controla el excedente de energía para que sea cero y no se vuelque a la red eléctrica en el caso de que esto sea posible. Estos sistemas de antivertido fotovoltaico se encuentran dentro de las llamadas instalaciones de «inyección cero».

Los sistemas de inyección cero o antivertido miden la producción solar y el consumo eléctrico de una instalación en tiempo real, vigilando que, en el que caso de que la producción solar supere al consumo, el sistema antivertido disminuya automáticamente la producción solar para evitar la generación de kW excedentarios que se verterían en la red eléctrica si la conexión a esta fuera posible. [29]

Además, si nos surgiera la pregunta de si es mejor el autoconsumo con excedentes o sin excedentes garantizando una inyección cero. No hay una opción mejor ni peor, todo va a depender de nuestra instalación eléctrica, el consumo, la producción fotovoltaica y las condiciones de conexión a la red eléctrica. La única ventaja es que, en una instalación sin excedentes, garantizando un vertido cero a la red, nos ahorramos los trámites con la comercializadora eléctrica, los impuestos de generación y el peaje de acceso a la red por la energía excedentaria.

Un sistema de antivertido puede funcionar mediante dos mecanismos principales:

- Mecanismo de corte o de limitación de corriente. Esta opción hace que se puedan usar sistemas de generación sin capacidad de regulación de energía.
- Mecanismo de regulación del intercambio de potencia entre el sistema que produce la electricidad (las placas solares) y el que la consume. Esto se puede conseguir controlando las cargas, la generación o almacenando la energía. Este segundo método de antivertido es el más habitual.

Si optamos por la opción de autoconsumo fotovoltaico con el mecanismo de regulación, en nuestra instalación antivertido habrá un dispositivo que controle el consumo que hacemos en nuestra obra. Este dispositivo informará al llamado controlador dinámico de potencia, el cual trabajaría junto con el inversor de la instalación.

De esta forma, si no consumimos toda la energía que nuestras placas solares generan, el controlador dinámico actuará sobre el inversor y éste disminuirá la energía extraída del sol.

9.6.9 Cableado

Cada país rige sus propias normas para determinar la instalación de paneles solares. El Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) es la ordenanza en vigor que rige las secciones de cable en España. En este sentido, el cableado reúne tres condiciones que se valoran en su cálculo [30]:

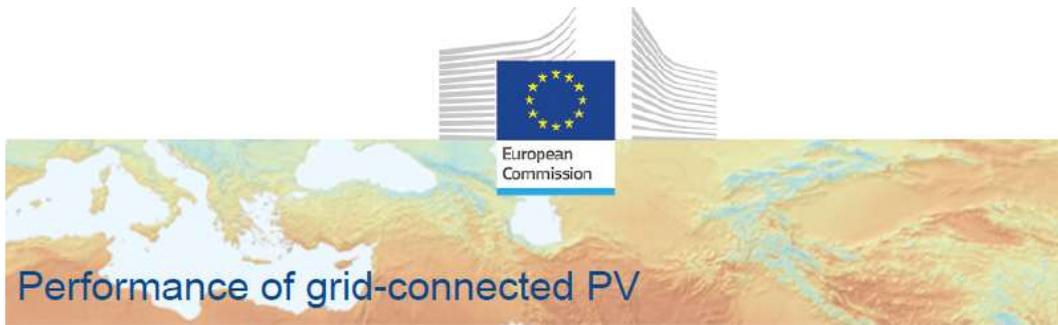
- La intensidad máxima admisible: La temperatura del conductor del cable en pleno funcionamiento de la instalación eléctrica no puede superar el calentamiento admisible determinado para los materiales designados para aislar las cuerdas, que ronda los 70°C en los aislantes termoplásticos y los 90°C en los termoestables.
- La potencia ante caída de tensión: El REBT establece una serie de límites que un cable de corriente no debe sobrepasar. Una caída en la potencia que transporta el cableado de las estaciones fotovoltaicas debe ser capaz de seguir garantizando el funcionamiento de todos los receptores de alimentación.
- La intensidad de cortocircuito: En el caso de que se produzca un cortocircuito, el conductor del cable no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible determinada por el REBT, que suele ser de 160 °C para termoplásticos y de 250 °C para los aislamientos termoestables. Este criterio es determinante en

instalaciones eléctricas de media y alta tensión, pero no en los de baja, ya que estas limitan la duración e intensidad del cortocircuito a tiempos breves.

En resumen, para calcular la sección de cable hay una serie de factores que se deben tener en cuenta:

- La longitud del cable (L): cuanto más largo sea el cable (en metro), más pérdidas se pueden producir. Por lo tanto, la sección de cable tiene que ser superior.
- La corriente máxima que puede circular por el cable (I_{cc}): es uno de los puntos más relevantes, puesto que la producción del cable puede verse reducida en el caso de que no se calcule de manera correcta.
- La caída de la tensión ($\Delta V(\%)$): en el momento en el que se produce una bajada de tensión en la instalación de placas solares el voltaje baja a causa de que se calientan el conductor porque deja pasar más corriente de lo que puede soportar. Es por esto que no es recomendable emplear un valor que sea superior a los 0.015.
- La tensión nominal (U_n): se trata de un parámetro que relaciona el voltaje disponible con la parte de corriente continua en la instalación eléctrica, de entre 12V, 24V o 48V.
- La conducción del cable eléctrico (k): el tipo de material que lleve el cableado puede afectar de manera considerable a su conductividad.

9.7 Informes Software PVGIS



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

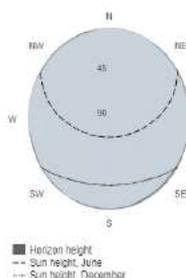
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.645,-0.897
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 24 kWp
 System loss: 10 %

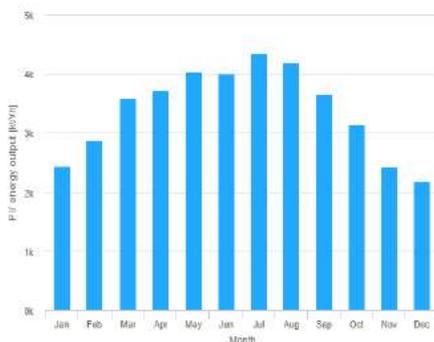
Simulation outputs

Slope angle: 30 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 40648.75 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2054.05 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1058.11 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.61 %
 Spectral effects: 0.73 %
 Temperature and low irradiance: -6.6 %
 Total loss: -17.54 %

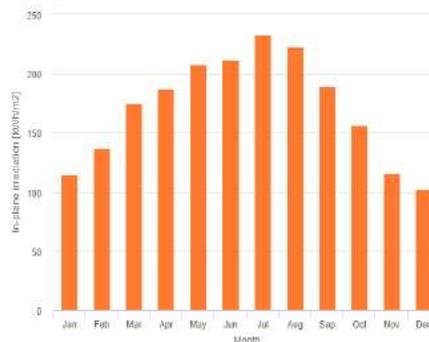
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2445.3	114.3	340.5
February	2883.7	136.9	352.1
March	3591.3	175.2	336.6
April	3721.4	187.4	265.3
May	4038.6	207.6	312.2
June	4003.1	212.2	110.8
July	4342.9	232.8	114.9
August	4193.8	222.8	118.0
September	3665.4	189.5	138.4
October	3145.9	156.7	271.3
November	2434.2	116.2	344.7
December	2183.2	102.5	310.4

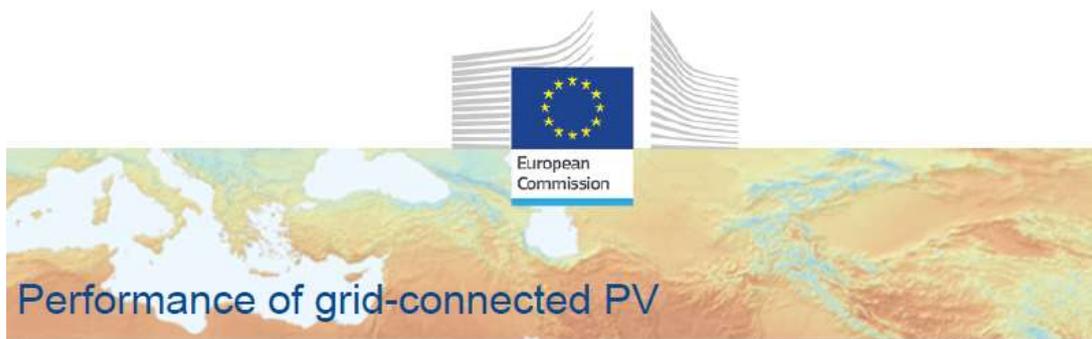
E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimize disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in file or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



PVGIS ©European Union, 2001-2022.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2022/05/25



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

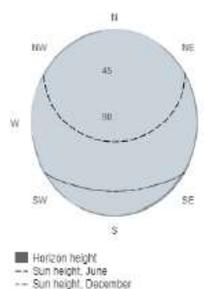
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.645,-0.897
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 24 kWp
 System loss: 10 %

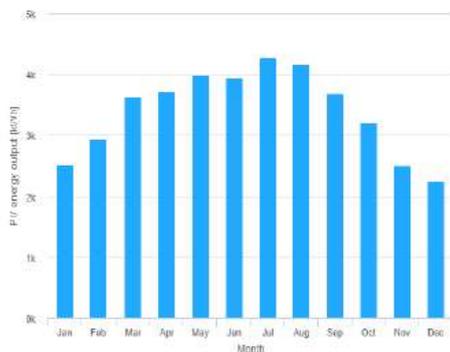
Simulation outputs

Slope angle: 33 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 40852.96 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2062.77 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1089.81 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.57 %
 Spectral effects: 0.74 %
 Temperature and low irradiance: -6.59 %
 Total loss: -17.48 %

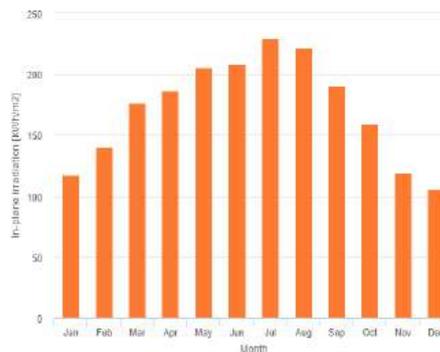
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2524.0	117.9	355.9
February	2949.0	140.0	363.9
March	3627.3	177.0	343.3
April	3715.0	187.1	267.0
May	3993.7	205.3	308.1
June	3941.3	208.9	109.1
July	4282.3	229.6	112.7
August	4170.9	221.6	117.6
September	3686.0	190.6	140.7
October	3201.0	159.4	279.2
November	2503.7	119.5	359.4
December	2258.7	105.9	326.1

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.

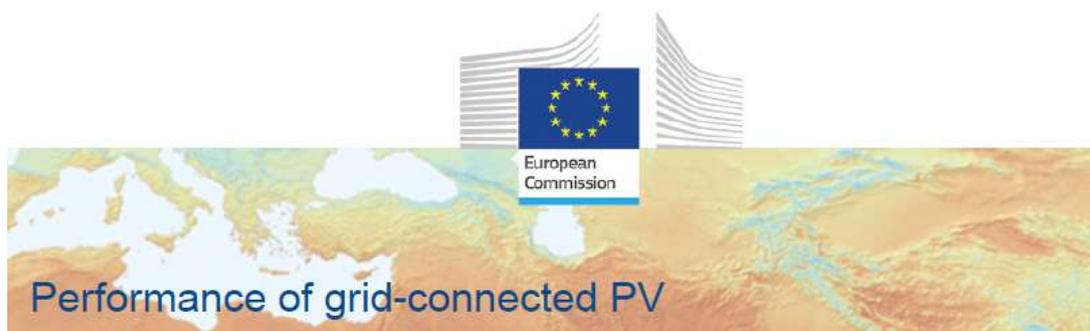
It is our goal to minimize disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any third external sites.

For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en

PVGIS ©European Union, 2001-2022.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2022/05/25





PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

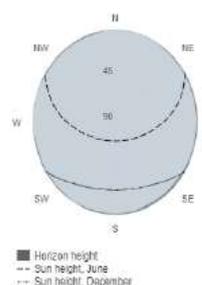
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.645,-0.897
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 24 kWp
 System loss: 10 %

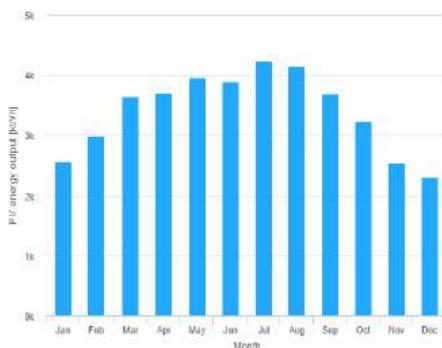
Simulation outputs

Slope angle: 35 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 40941.08 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2066.15 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1109.40 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.54 %
 Spectral effects: 0.75 %
 Temperature and low irradiance: -6.57 %
 Total loss: -17.44 %

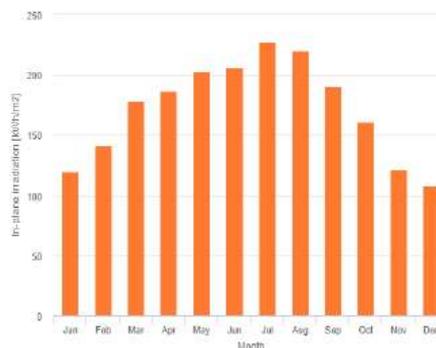
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2572.8	120.1	365.5
February	2988.5	141.9	371.3
March	3646.9	178.0	347.3
April	3705.8	186.7	267.7
May	3961.3	203.6	305.3
June	3896.2	206.5	107.8
July	4237.4	227.1	111.1
August	4151.0	220.5	117.2
September	3695.3	191.2	142.0
October	3233.7	161.1	284.0
November	2546.5	121.5	368.6
December	2305.7	108.0	336.0

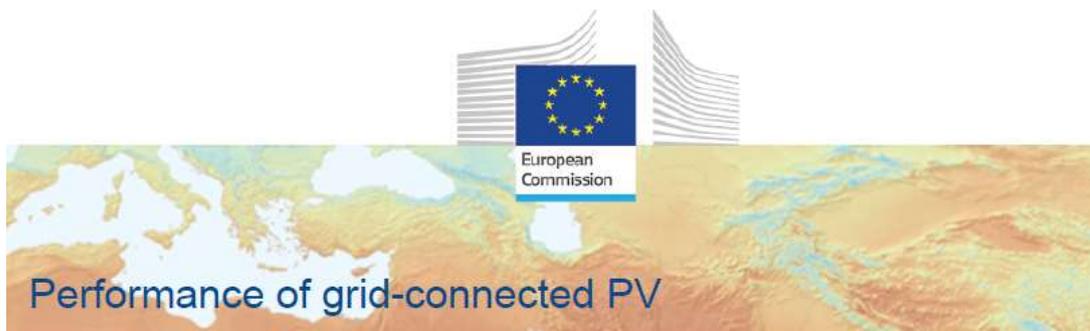
E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep the information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



PVGIS ©European Union, 2001-2022.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2022/05/25



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

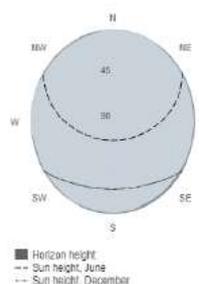
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.645,-0.897
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 24 kWp
 System loss: 10 %

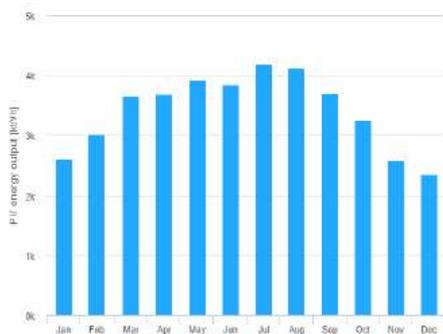
Simulation outputs

Slope angle: 37 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 40989.74 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2067.54 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1127.81 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.52 %
 Spectral effects: 0.75 %
 Temperature and low irradiance: -6.55 %
 Total loss: -17.39 %

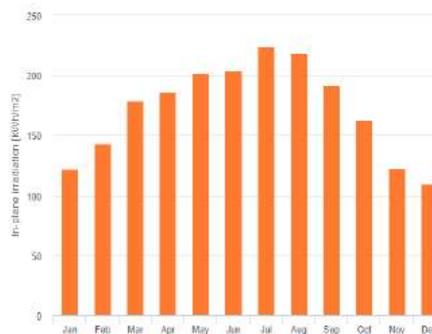
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2618.6	122.2	374.7
February	3024.8	143.6	378.1
March	3662.9	178.8	350.8
April	3693.1	186.0	268.0
May	3924.7	201.8	302.0
June	3848.7	204.0	106.5
July	4189.0	224.5	109.5
August	4127.3	219.2	116.6
September	3701.1	191.5	143.1
October	3263.1	162.5	288.4
November	2586.6	123.4	377.4
December	2350.0	110.0	345.4

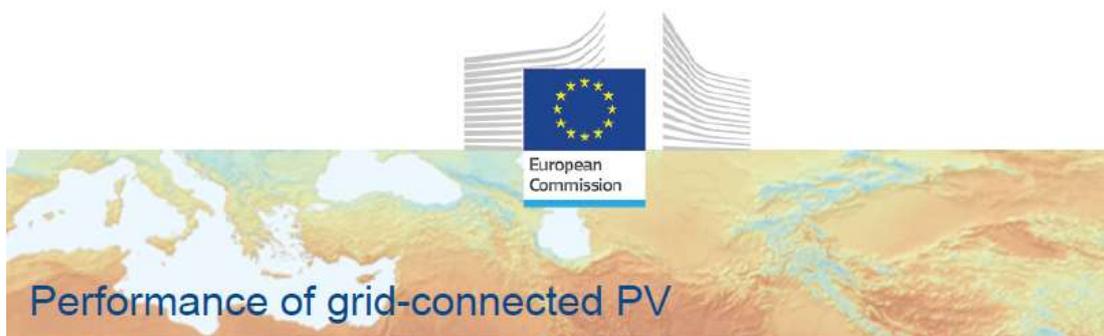
E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep the information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



PVGIS ©European Union, 2001-2022.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2022/05/25



PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

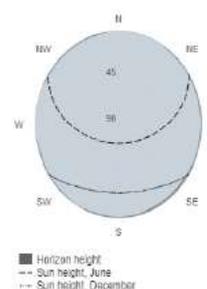
Provided inputs:

Latitude/Longitude: 41.645,-0.897
 Horizon: Calculated
 Database used: PVGIS-SARAH2
 PV technology: Crystalline silicon
 PV installed: 24 kWp
 System loss: 10 %

Simulation outputs

Slope angle: 40 °
 Azimuth angle: 0 °
 Yearly PV energy production: 40989.57 kWh
 Yearly in-plane irradiation: 2065.95 kWh/m²
 Year-to-year variability: 1153.15 kWh
 Changes in output due to:
 Angle of incidence: -2.49 %
 Spectral effects: 0.77 %
 Temperature and low irradiance: -6.52 %
 Total loss: -17.33 %

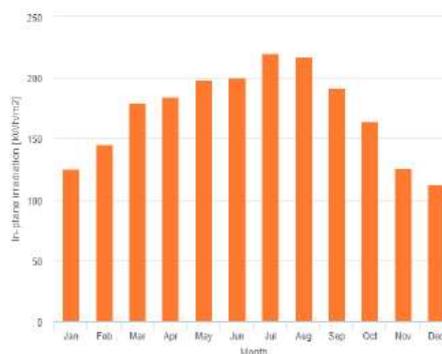
Outline of horizon at chosen location:



Monthly energy output from fix-angle PV system:



Monthly in-plane irradiation for fixed-angle:



Monthly PV energy and solar irradiation

Month	E_m	H(i)_m	SD_m
January	2681.7	125.2	387.5
February	3073.3	145.9	387.5
March	3680.1	179.7	355.3
April	3667.7	184.8	267.8
May	3861.8	198.6	296.3
June	3773.2	199.9	104.1
July	4110.3	220.1	106.9
August	4085.0	216.9	115.6
September	3703.0	191.6	144.5
October	3300.9	164.4	294.5
November	2641.2	125.9	389.5
December	2411.3	112.9	358.6

E_m: Average monthly electricity production from the defined system [kWh].
 H(i)_m: Average monthly sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system [kWh/m²].
 SD_m: Standard deviation of the monthly electricity production due to year-to-year variation [kWh].

The European Commission maintains this website to enhance public access to information about its initiatives and European Union policies in general. Our goal is to keep this information timely and accurate. If errors are brought to our attention, we will try to correct them. However, the Commission accepts no responsibility or liability whatsoever with regard to the information on this site.
 It is our goal to minimise disruption caused by technical errors. However, some data or information on this site may have been created or structured in files or formats that are not error-free and we cannot guarantee that our service will not be interrupted or otherwise affected by such problems. The Commission accepts no responsibility with regard to such problems incurred as a result of using this site or any linked external sites.
 For more information, please visit https://ec.europa.eu/info/legal-notice_en



PVGIS ©European Union, 2001-2022.
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Report generated on 2022/05/25

9.8 Hoja de cálculo Excel. Simulación

La finalidad es buscar aquella combinación óptima de los tres dispositivos principales partiendo del dato calculado anteriormente de 24 kWp.

Se va a realizar una hoja de cálculo Excel en la cual, en función de la producción horaria, la demanda horaria, la dimensión de las baterías y de la potencia de las placas, desarrollará unos flujos de potencia entre los dispositivos.

Los datos de partida son los siguientes: lo que genera al año una instalación solar con una potencia pico de 1 kWp, la demanda anual en una obra y la inclinación de las placas fotovoltaicas.

	A	B
1	Datos de Partida	
2	Generación 1kWp [kWh/año]	1702
3	Demanda [kWh/año]	21235
4	Inclinación	33º

Ilustración 9.6 Datos de partida. Hoja de cálculo Excel. Elaboración propia

Tanto la generación total de una instalación con una potencia total de 1 kWp como la generación horaria se calculan a través de los datos obtenidos del software PVGIS, dividiendo la producción de una instalación de 24 kWp entre 24.

$$\begin{aligned}
 Gen. 1 kWp (33^\circ) \left[\frac{kWh}{año * kWp} \right] &= \frac{Gen. 24 kWp (33^\circ) \left[\frac{kWh}{año} \right]}{24 kWp} = \frac{40.852,96 \left[\frac{kWh}{año} \right]}{24 kWp} \\
 &= 1.702,20 \frac{kWh}{año * kWp}
 \end{aligned}$$

Los datos horarios se vuelcan en la columna G, dividiendo todos estos entre 24.

La demanda anual se trata de la utilizada en el apartado 3.2 (Análisis del consumo real en obra pequeña. Comparativa) con el factor de corrección por tamaño (F=2). Se vuelcan los datos proporcionados por la empresa comercializadora en la columna H multiplicados por 2.

Se necesita saber cuál es la generación de un 1kWp para luego poder tener una celda en la que se multiplique dicha generación por la potencia de la instalación que se vaya a instalar y de esta manera calcular inmediatamente la generación para cualquier potencia de instalación.

La potencia de la instalación se calcula de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P(kWp) = \frac{D [kWh]/FS}{G \left[\frac{kWh}{kWp} \right]}$$

Donde:

- ($D = 21.235 \text{ kWh}$): Es la demanda anual de la obra.
- ($G = 1.702 \text{ kWh}$): La generación de una instalación de 1 kWp de potencia.
- ($FS = 0,75$): Es la fracción solar impuesta. Teóricamente se calcularía como la energía solar obtenida a través de la instalación (E) entre la demandada (D):

$$FS = \frac{E \text{ [kWh]}}{D \text{ [kWh]}}$$

Pero como todavía no sabemos la potencia que tendrá nuestra instalación, en una primera aproximación se va a imponer una fracción solar de 0,75. Para más adelante ajustarla en función de los resultados obtenidos. Este valor es aceptable, ya que hace referencia a la cantidad de energía que aprovecha de la instalación respecto a lo que esta demanda.

Por lo tanto, la primera aproximación de la potencia a instalar en el dispositivo fotovoltaico es:

$$P_1(\text{kWp}) = \frac{\frac{21.235 \text{ kWh}}{0,75}}{1.702 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp}}} = 16,63 \text{ kWp}$$

Acudimos a la hoja de cálculo e insertamos dicha potencia redondeada:

	A	B
6	PV_a_instalar [kWp]	16,63
7	PV_instalada [kWp]	16,63

Ilustración 9.7 Potencia a introducir en la hoja de cálculo para efectuar los flujos de energía

Donde la celda “B6” es el resultado de:

$$B6 = \frac{B3/0,75}{B2} = 16,63$$

A continuación, la hoja de cálculo llevaría a cabo los flujos de potencia, indicando la cantidad de energía que es capaz de suministrar cada hora, cuanta sobra o cuanta hace falta para cubrir la demanda. A continuación se muestra un ejemplo de las 12 primeras horas del año.

	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Mes	Día	Hora	Generación 1kWp [kW]	Demanda [kW]	Generación PV [kW]	Sobrante PV [kW]	Faltante PV [kW]
2	1	1	1	0	0,00	0	0,0	0,0
3	1	1	2	0	0,00	0	0,0	0,0
4	1	1	3	0	0,00	0	0,0	0,0
5	1	1	4	0	0,00	0	0,0	0,0
6	1	1	5	0	0,00	0	0,0	0,0
7	1	1	6	0	0,00	0	0,0	0,0
8	1	1	7	0	4,00	0	0,0	4,0
9	1	1	8	0	8,00	0	0,0	8,0
10	1	1	9	0,04262	12,00	0,7002466	0,0	11,3
11	1	1	10	0,31648	10,00	5,1997664	0,0	4,8
12	1	1	11	0,50115	8,00	8,2338945	0,2	0,0
13	1	1	12	0,63968	4,00	10,5099424	6,5	0,0

Ilustración 9.8 Columnas D-E-F-G-H-I-J-K de la simulación en la hoja de cálculo

- Las columnas “D, E y F” de la *ilustración 9.8*, hacen referencia a la hora y fecha en la que nos encontramos del año.
- La columna “G” refleja la producción horaria de una instalación de 1 kWp.
- La columna “H”, es la demanda horaria utilizada en el apartado 3.2 con el factor de corrección por tamaño (F=2). Datos proporcionados por la empresa comercializadora ENDESA.
- La columna “I” es el resultado de multiplicar la columna “G” por la celda “B7”. Es la generación horaria de una instalación con una potencia de 16,63 kWp. (*Columna G*B7*)
- La columna “J” define la cantidad de potencia extra que ofrecen las placas con respecto a la demanda. (*Columna J = Columna I – Columna H*). En caso de ser un resultado negativo, la generación es inferior a la demandada y no habría ningún excedente, por lo que el resultado se reflejaría como nulo.
- La columna “K” refleja la cantidad de potencia que es necesaria para cubrir la demanda teniendo en cuenta la energía ya producida por las placas. (*Columna K= Columna H – Columna I*). En caso de ser un resultado negativo, las placas satisfacen al completo la demanda por lo que el resultado se reflejaría como nulo.

De esta manera, en caso de tener una producción de energía por encima de la demandada; podemos saber cuánta potencia pueden aprovechar las baterías cada hora para ser cargadas o, en caso contrario, saber cuánta potencia es necesaria emplear de las baterías o del grupo electrógeno si las placas no son capaces de satisfacer la demanda.

Para dimensionar las baterías, tenemos que tener en cuenta que el estado de carga (SOC) de las mismas nunca debe sobrepasar o ser inferior al 10% con el fin de alargar la vida útil de los dispositivos. También hay que tener en mente el estado inicial de carga ya que las baterías nunca suelen estar completamente cargadas cuando son adquiridas. Se va a suponer un estado inicial de carga del 60%. En cuanto a la tecnología utilizada, van a ser de ion litio.

En cuanto al cálculo teórico de su capacidad, se calcula como la demanda diaria por los días que queremos de autonomía, teniendo en cuenta el posible rendimiento del sistema y que las baterías no bajen del límite del estado de carga, de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C(kWh) = \frac{D[kWh]}{t[d]} * \frac{A[d]}{R * SOC}$$

Donde:

- (t = 365 días): Días al año en los que las baterías van a estar conectadas.
- (R = 0,9): Estimación del rendimiento del sistema ante posibles pérdidas.
- (SOC = 90%): Máxima capacidad de carga disponible en las baterías, puesto que no recomiendan bajar del 10% de la capacidad.
- (D = 21.235 kWh): Demanda anual estimada en la obra.
- (A = 0,5 días): Autonomía que necesitamos de las baterías es de al menos 12 horas.

La capacidad teórica de baterías necesaria es de 36 kWh:

$$C_1 = \frac{21.235 \text{ kWh} * 0,5 \text{ días}}{365 \text{ días} * 0,9 * 0,9} = 35,91 \text{ kWh} \approx 36 \text{ kWh}$$

Acudimos a la hoja de cálculo e introducimos la capacidad de las baterías en la celda "B15".

	A	B
9	Parámetros de la Batería	
10	Tecnología	Litio
11	SOC_max	100%
12	SOC_min	10%
13	SOC_ini	60%
14	E_bat_a_instalar [kWh]	35,91
15	E_bat_instalada [kWh]	36,00
16	E_bat_max [kWh]	36
17	E_bat_min [kWh]	3,6
18	E_bat_ini [kWh]	21,6
19	E_bat_usable [kWh]	32,4
20	P_carga_batt_max [kW]	36,00
21	P_descarga_batt_max [kW]	36,00

Ilustración 9.9 Parámetros de las baterías introducidas en la simulación.

Donde el resultado de la celda “B15” es el mismo que el calculado teóricamente, pero reflejado en la hoja de cálculo es:

$$B15 = \frac{B3 * 0,5}{365 * 0,9 * (B11 - B12)} = 35,91$$

En lo relacionado a las velocidades de carga y descarga de las baterías, estas deben de ser como mínimo de una hora ya que trabajamos con demandas y flujos de potencias horarios. Las baterías a escoger deberán cumplir con dicha característica.

Una vez que ya tenemos una dimensión de la instalación en cuanto a potencia de las placas y capacidad de las baterías, se calculan los flujos de potencia de acuerdo a esos parámetros en la hoja de cálculo.

A continuación seguimos con el ejemplo de las 12 primeras horas del año, continuación de la *ilustración 9.8*:

	F	J	K	L	M	N	O
1	Hora	Sobrante PV [kW]	Diferencia tras PV [kW]	Potencia a/de batería [kW]	E_batt [kWh]	SOC [%]	Diferencia tras Batería [kW]
2	1	0,0	0,0	0,0	21,6	60%	0,0
3	2	0,0	0,0	0,0	21,6	60%	0,0
4	3	0,0	0,0	0,0	21,6	60%	0,0
5	4	0,0	0,0	0,0	21,6	60%	0,0
6	5	0,0	0,0	0,0	21,6	60%	0,0
7	6	0,0	0,0	0,0	21,6	60%	0,0
8	7	0,0	4,0	-4,0	17,6	49%	0,0
9	8	0,0	8,0	-8,0	9,6	27%	0,0
10	9	0,0	11,3	-6,0	3,6	10%	5,3
11	10	0,0	4,8	0,0	3,6	10%	0,0
12	11	0,2	0,0	0,2	3,8	11%	0,0
13	12	6,5	0,0	6,5	10,3	29%	0,0

Ilustración 9.10. Columnas F-J-K-L-M-N-O de la simulación en la hoja de cálculo

- En la columna “L” se representa el flujo de potencia de la batería en función de su estado de carga. Si en la columna “J” hay un valor positivo, las placas fotovoltaicas tienen un excedente de producción y puede ser aprovechado para cargar las baterías si estas no se encuentran al máximo de su capacidad. En cambio, si en la columna “K” hay un valor positivo, las placas no llegan a la producción necesaria y tendrán que entrar en acción las baterías siempre y cuando estén lo suficientemente cargadas.
- En las columnas “L” y “M” se refleja el estado de carga de las baterías y va variando en función del valor de la columna “L”
- En la columna “O” se refleja la potencia que falta para cubrir la demanda una vez ya han entrado a actuar las baterías. Esta potencia tendrá que ser cubierta por el grupo electrógeno.

A continuación se muestra la continuación de la *ilustración 9.10*:

	O	P	Q	R	S	T	U
1	Diferencia tras Batería [kW]	Potencia demandada por Cargas [kW]	Consumo Grupo [kW]	Consumo - Autoconsumo [kW]	Autoconsumo Instantáneo PV [kW]	Energía Generada [kW]	Exceso PV [kW]
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
8	0,0	0,0	0,0	4,0	0,0	4,0	0,0
9	0,0	0,0	0,0	8,0	0,0	8,0	0,0
10	5,3	5,3	5,3	6,0	0,7	6,7	0,0
11	0,0	4,8	4,8	0,0	5,2	5,2	0,0
12	0,0	0,0	0,0	0,0	8,0	8,0	0,0
13	0,0	0,0	0,0	0,0	4,0	4,0	0,0

Ilustración 9.11 Columnas O-P-Q-R-S-T-U de la simulación de la hoja de cálculo

- La columna “P” refleja la potencia que demandan las cargas de la obra después de haber utilizado la potencia que ofrecen las placas y la que son capaces de ofrecer las baterías.
- La columna “Q” coincide con los valores de la columna “P”, pues es el consumo al que va a tener que hacer frente el grupo electrógeno de apoyo cuando el conjunto de placas y baterías no sea capaz de suministrar la potencia necesaria en la obra.
- La columna “R” refleja el autoconsumo directo a través de las baterías. Es el resultado de restarle a la demanda lo que se aporta con las placas de manera instantánea y lo que se aporta a través del grupo electrógeno. ($Columna R = Columna P - Columna S - Columna Q$).
- La columna “S” muestra el consumo instantáneo que aportan las placas fotovoltaicas descontando el sobrante que es aprovechado por las baterías. ($Columna S = Columna P - Columna Q$).
- La energía generada de la columna “T” es aquella que aporta la combinación de placas y baterías. ($Columna T = Columna R + Columna S$).
- La columna “U” hace referencia a la energía que podrían producir las que no puede ser aprovechada por las cargas ni por las baterías porque se encuentran cargadas a plena capacidad.

Esta energía no se llega a realizar debido al sistema de anti-vertido. Si la instalación pudiera estar conectada a la red, se podría inyectar este excedente y recibir una compensación económica.

Una vez llevado a cabo todos los flujos de potencia entre los distintos dispositivos durante todas las horas de un año, se llega a los siguientes resultados:

	Demanda [kWh]	Generación PV [kWh]	Grupo Electrónico [kWh]	Energía Baterías [kWh]	Autoconsumo Instantáneo PV [kWh]	Energía Generada [kWh]	Exceso PV [kWh]
TOTAL	21.235,0	26.771,7	4.531,9	5.706,3	10.996,9	16.703,1	10.069,4

Tabla 9.4 Resultados finales de la simulación

Donde la energía generada es el total de energía renovable que suministra el dispositivo a la obra, sumando la energía que aportan las baterías con la instantánea de las placas fotovoltaicas.

El exceso de PV es toda la energía que las placas podrían llegar a generar en determinadas ocasiones, pero debido a que la demanda es inferior a la producción y las baterías están cargadas al máximo, no se puede aprovechar. Si se tratase de una instalación conectada a la red podría devolverse a esta, pero como esto no es posible, simplemente se deja de producir mediante un sistema de antivertido.

Una vez llegados a este punto, calculamos la fracción solar real respecto al 0,75 impuesto:

$$FS_1 = \frac{\text{Energía generada [kWh]}}{\text{Demanda [kWh]}} = \frac{16.703,1 \text{ kWh}}{21.235 \text{ kWh}} = 0,786 \approx \mathbf{0,79}$$

Para el dimensionado del grupo electrógeno tenemos que saber cuál es la máxima potencia real que suministra el grupo durante todo el año. Aplicando la fórmula [=MAX(Q2:Q8761)] obtenemos que la potencia pico de la instalación es 24 kWp, que coincide exactamente con la potencia pico estimada anteriormente.

Por lo que el grupo electrógeno a escoger deberá cumplir con esta potencia.

9.9 Fichas técnicas

9.9.1 Ficha técnica paneles fotovoltaicos



*Both 6BB & 9BB are available

LR4-72HIH

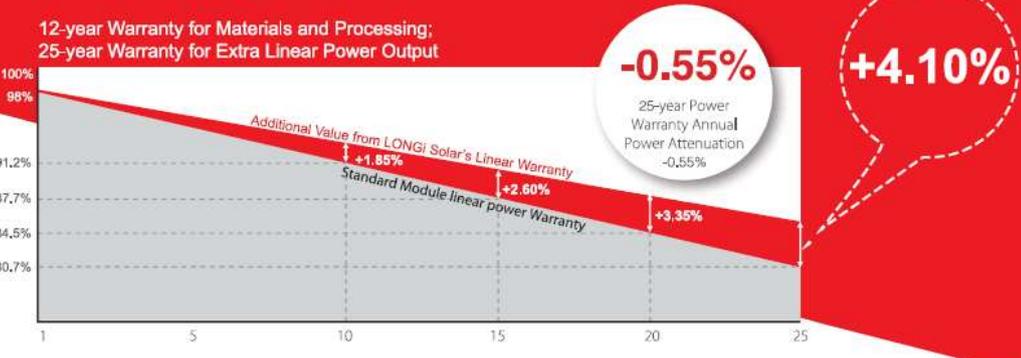
425~455M

High Efficiency
Low LID Mono PERC with
Half-cut Technology

Hi-MO 4m

NEW

12-year Warranty for Materials and Processing;
25-year Warranty for Extra Linear Power Output



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety





* Specifications subject to technical changes and tests.
LONGi Solar reserves the right of interpretation.

- Positive power tolerance** (0 ~ +5W) guaranteed
- High module conversion efficiency** (up to 20.9%)
- Slower power degradation** enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25
- Solid PID resistance** ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection
- Reduced resistive loss** with lower operating current
- Higher energy yield** with lower operating temperature
- Reduced hot spot risk** with optimized electrical design and lower operating current

LONGi

Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGi have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20200622-DraftV01

9.9.2 Ficha técnica baterías

BATTERY-BOX PREMIUM HVS / HVM

- Capacidad de Backup de Alta Potencia y de Off-Grid (aislada)
- La Más Eficiente Gracias a ser un Alto Voltaje Rea por la Conexión en Serie
- Diseño Plug-in Patentado Sin Cables Internos que permite Máxima Flexibilidad e Instalación Sencilla
- Libre de Cobalto. Litio Fosfato de Hierro (LFP): Máxima Seguridad, Ciclos de Vida y Potencia
- Compatible con Inversores Líderes en el Mercado Mono y Trifásicos
- Dos Modelos Disponibles para Cubrir un Amplio Rango de Demanda y Proyectos
- Más Altos Estándares de Seguridad como VDE2510-50



BATTERY-BOX PREMIUM HVS

BYD Battery-Box Premium HVS se compone de 2 a 5 módulos HVS conectados en serie para ofrecer un rango de capacidad útil de 5.1 kWh hasta 12.8 kWh.

Adicionalmente, desde el inicio es posible conexión directa en paralelo hasta un máximo de 3 torres HVS con el mismo número de módulos lo que permite alcanzar 38.4 kWh.

Es posible añadir módulos HVS para ampliar el sistema para cubrir necesidades futuras.



BATTERY-BOX PREMIUM HVM

BYD Battery-Box Premium HVM se compone de 3 a 8 módulos HVM conectados en serie para ofrecer un rango de capacidad útil de 8.3 kWh hasta 22.1 kWh.

Adicionalmente, desde el inicio es posible la conexión directa en paralelo hasta un máximo de 3 torres HVM con el mismo número de módulos lo que permite alcanzar 66.3 kWh.

Es posible añadir módulos HVM para ampliar el sistema para cubrir necesidades futuras.



FLEXIBLE, EFICIENTE, SIMPLE



ANÁLISIS DEL SUMINSITRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

PARÁMETROS TÉCNICOS PREMIUM HVS / HVM

	 HVS 5.1	 HVS 7.7	 HVS 10.2	 HVS 12.8
Módulo	HVS (2.56 kWh, 102.4 V, 38 kg)			
Número de módulos	2	3	4	5
Energía Utilizable [1]	5.12 kWh	7.68 kWh	10.24 kWh	12.8 kWh
Máx. Corriente de Salida [2]	25 A	25 A	25 A	25 A
Corriente de salida pico [2]	50 A, 5 s	50 A, 5 s	50 A, 5 s	50 A, 5 s
Voltaje Nominal	204 V	307 V	409 V	512 V
Voltaje Operativo	160–240 V	240–360 V	320–480 V	400–600 V
Dimensiones (H/W/D)	712x585x298 mm	945x585x298 mm	1178x585x298 mm	1411x585x298 mm
Peso	91 kg	129 kg	167 kg	205 kg

	 HVM 8.3	 HVM 11.0	 HVM 13.8	 HVM 16.6	 HVM 19.3	 HVM 22.1
Módulo	HVM (2.76 kWh, 51.2 V, 38 kg)					
Número de módulos	3	4	5	6	7	8
Energía Utilizable [1]	8.28 kWh	11.04 kWh	13.80 kWh	16.56 kWh	19.32 kWh	22.08 kWh
Máx. Corriente de Salida [2]	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A	50 A
Corriente de salida pico [2]	75 A, 5 s	75 A, 5 s	75 A, 5 s	75 A, 5 s	75 A, 5 s	75 A, 5 s
Voltaje Nominal	153 V	204 V	256 V	307 V	358 V	409 V
Voltaje Operativo	120–180 V	160–240 V	200–300 V	240–360 V	280–420 V	320–480 V
Dimensiones (H/W/D)	945 x 585 x 298 mm	1178 x 585 x 298 mm	1411 x 585 x 298 mm	1644 x 585 x 298 mm	1877 x 585 x 298 mm	2110 x 585 x 298 mm
Peso	129 kg	167 kg	205 kg	243 kg	281 kg	319 kg

HVS & HVM

Temperatura Operativa	-10 °C to +50°C
Tecnología de Celda	Litio Fosfato de Hierro (libre de Cobalto)
Comunicación	CAN/RS485
Protección IP	IP55
Eficiencia Ida/Vuelta	≥96%
Certificados	VDE2510-50 / IEC62619 / CEC / CE / UN38.3
Aplicaciones	ON Grid / ON Grid + Backup / OFF Grid
Garantía [3]	10 Años
Inversores Compatibles	Consulte la Lista de Configuración Mínima e Inversores Compatibles de Battery-Box Premium

[1] Energía Utilizable en CC. Condiciones de Test: 100% DO, 0.2C carga & descarga a 25°C. La energía utilizable puede variar con el inversor que se utilice

[2] Derating de corriente de carga ocurre desde -10°C a +5°C

[3] Aplican condiciones. Consulte la Carta de Garantía de BYD Battery-Box Premium



BYD Company Limited
www.byd.com/energy
Global Sales: batteryboxgrp@byd.com
Global Service: bboxeservice@byd.com

Battery-Box EU Service Partner
EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de
info@eft-systems.de

Battery-Box AU Service Partner
Alps Power Pty Ltd
www.alpspower.com.au
service@alpspower.com.au

Battery-Box US Service Partner
EFT-Systems GmbH
www.eft-systems.de/us
USservice@eft-systems.de

V1.0ESP



9.9.3 Ficha técnica inversor

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging



FRONIUS PRIMO

/ El inversor comunicativo para la optimización de la gestión de energía









/ Tecnología SnapInverter / Comunicación de datos integrada / Diseño SuperFlex / Seguimiento inteligente GMPP / Smart Grid Ready / Inyección cero

/ Dentro de la gama SnapInverter y con un rango de potencia entre 3,0 y 8,2 kW, el inversor monofásico Fronius Primo es el equipo perfecto para cubrir las necesidades de cualquier hogar. Gracias a su doble MPPT y su innovador diseño SuperFlex, es capaz de sacar el máximo rendimiento de las instalaciones en tejado. Con el sistema de montaje SnapInverter, la instalación y mantenimiento son más fáciles que nunca. El inversor Fronius Primo puede completarse de manera opcional con un Fronius Smart Meter, que es un equipo que envía la información más completa al sistema de monitorización, consiguiendo además que el inversor no inyecte energía a la red eléctrica.

DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máxima corriente de entrada ($I_{L, max} / I_{D, max}$)			12 A / 12 A		
Máxima corriente de cortocircuito por serie FV (MPP _p /MPP _s)			18 A / 18 A		
Mínima tensión de entrada ($U_{D, min}$)			80 V		
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{D, min, on-grid}$)			80 V		
Tensión de entrada nominal ($U_{D, n}$)			710 V		
Máxima tensión de entrada ($U_{D, max}$)			1000 V		
Rango de tensión MPP ($U_{MPP, min} - U_{MPP, max}$)		200 - 800 V		210 - 800 V	240 - 800 V
Número de seguidores MPP			2		
Número de entradas CC			2 + 2		
Máxima salida del generador FV ($P_{FV, max}$)	4,5 kW _{max}	5,3 kW _{max}	5,5 kW _{max}	6,0 kW _{max}	6,93 kW _{max}

DATOS DE SALIDA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Potencia nominal CA ($P_{ac, n}$)	3.000 W	3.500 W	3.680 W	4.000 W	4.600 W
Máxima potencia de salida	3.000 VA	3.500 VA	3.680 VA	4.000 VA	4.600 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac, nom}$)	13,0 A	15,2 A	16,0 A	17,4 A	20,0 A
Acoplamiento a la red (rango de tensión)	1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)				
Frecuencia (rango de frecuencia)	50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)				
Coefficiente de distorsión no lineal	< 5 %				
Factor de potencia ($\cos \phi_{ac, n}$)	0,85 - 1 ind. / cap.				

DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (3.0-1, 3.5-1, 3.6-1, 4.0-1, 4.6-1)

DATOS GENERALES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	645 x 431 x 204 mm				
Peso	21,5 kg				
Tipo de protección	IP 65				
Clase de protección	I				
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾	2 / 3				
Consumo inactivo	< 1 W				
Concepto de inversor	Sin transformador				
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada				
Instalación	Instalación interior y exterior				
Margen de temperatura ambiente	-40 +55 °C				
Humedad de aire admisible	0 - 100 %				
Máxima altitud	4.000 m				
Tecnología de conexión CC	Conexión de 4x CC+ y 4x CC- bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Tecnología de conexión principal	Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²				
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105				

RENDIMIENTO	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Máximo rendimiento	97,9 %	98,0 %	98,0 %	98,0 %	98,0 %
Rendimiento europeo (η ₁₁)	96,1 %	96,8 %	96,8 %	97,0 %	97,0 %
η con 5 % P _{arr} ²⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %
η con 10 % P _{arr} ²⁾	84,1 / 86,5 / 86,1 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %	86,3 / 93,6 / 91,8 %	86,6 / 93,9 / 92,2 %	88,9 / 94,4 / 92,9 %
η con 20 % P _{arr} ²⁾	90,3 / 95,9 / 94,8 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	91,6 / 96,2 / 95,2 %	92,2 / 96,7 / 95,6 %	93,0 / 97,0 / 95,9 %
η con 25 % P _{arr} ²⁾	91,8 / 96,4 / 95,1 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	92,7 / 96,9 / 95,8 %	93,2 / 97,2 / 96,1 %	93,9 / 97,2 / 96,8 %
η con 30 % P _{arr} ²⁾	92,7 / 96,9 / 96,0 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	93,5 / 97,2 / 96,3 %	94,0 / 97,2 / 96,8 %	94,5 / 97,3 / 96,9 %
η con 50 % P _{arr} ²⁾	94,5 / 97,4 / 97,0 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,0 / 97,7 / 97,3 %	95,2 / 97,8 / 97,4 %	95,6 / 97,9 / 97,6 %
η con 75 % P _{arr} ²⁾	95,4 / 97,9 / 97,7 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,6 / 97,8 / 97,8 %	95,8 / 97,9 / 97,8 %	96,0 / 97,9 / 97,8 %
η con 100 % P _{arr} ²⁾	95,7 / 97,9 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,8 / 98,0 / 97,8 %	95,9 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 97,9 / 98,0 %
Rendimiento de adaptación MPPT	> 99,9 %				

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
Medición del aislamiento CC	Sí				
Comportamiento de sobretensión	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia				
Seccionador CC	Sí				
Protección contra polaridad inversa	Sí				

INTERFACES	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1	PRIMO 4.6-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)				
6 inputs y 4 outputs digitales	Interface receptor del control de onda				
USB (Conector A) ³⁾	Data logging, actualización de inversores vía USB				
2 conectores RJ 45 (RS422) ³⁾	Fronius Solar.Nxt				
Salida de aviso ³⁾	Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)				
Data logging y Servidor web	Incluido				
Input externo ³⁾	Interface SO-Meter / Input para la protección contra sobretensión				
RS485	Modbus RTU SunSpec o conexión del contador				

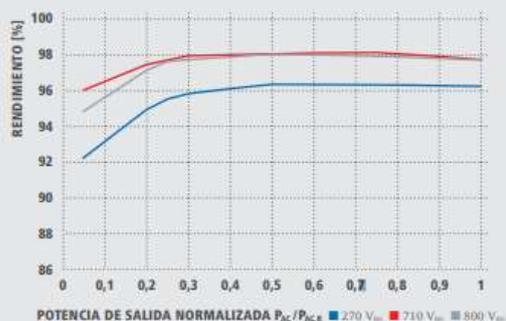
¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

²⁾ Y con U_{mppt} mín. / U_{dc,r} / U_{mppt} máx.

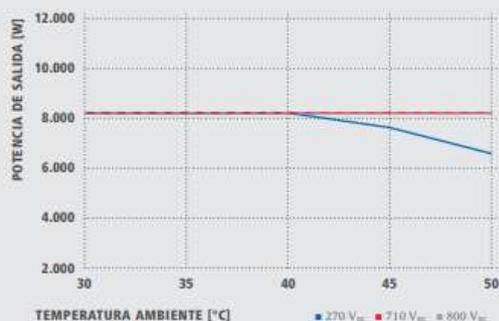
³⁾ También disponible en la versión light.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es

CURVA DE RENDIMIENTO FRONIUS PRIMO 8.2-1



REDUCCIÓN DE TEMPERATURA FRONIUS PRIMO 8.2-1



DATOS TÉCNICOS FRONIUS PRIMO (5.0-1, 6.0-1, 8.2-1)

DATOS DE ENTRADA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Máxima corriente de entrada ($I_{in\ max} / I_{in\ nom}$)	12 A / 12 A		18 A / 18 A
Máxima corriente de cortocircuito por serie EV (MPP ₁ /MPP ₂)	18 A / 18 A		27 A / 27 A
Mínima tensión de entrada ($U_{in\ min}$)		80 V	
Tensión CC mínima de puesta en servicio ($U_{in\ min\ (servicio)}$)		80 V	
Tensión de entrada nominal ($U_{in\ nom}$)		710 V	
Máxima tensión de entrada ($U_{in\ max}$)		1.000 V	
Rango de tensión MPP ($U_{MPP\ min} - U_{MPP\ max}$)	240 - 800 V		270 - 800 V
Número de seguidores MPP		2	
Número de entrañas CC		2 + 2	
Máxima salida del generador FV ($P_{g\ max}$)	7,5 kW _{nom}	9,0 kW _{nom}	12,3 kW _{nom}

DATOS DE SALIDA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Potencia nominal CA ($P_{ac,n}$)	5.000 W	6.000 W	8.200 W
Máxima potencia de salida	5.000 VA	6.000 VA	8.200 VA
Corriente de salida CA ($I_{ac,nom}$)	21,7 A	26,1 A	35,7 A
Adecuamiento a la red (rango de tensión)		1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)	
Frecuencia (rango de frecuencia)		50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Coefficiente de distorsión no lineal		< 5 %	
Factor de potencia (cos ϕ_{ac})		0,85 - 1 ind. / cap.	

DATOS GENERALES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)		645 x 431 x 204 mm	
Peso		21,5 kg	
Tipo de protección		IP 65	
Clase de protección		1	
Categoría de sobretensión (CC / CA) ¹⁾		2 / 3	
Consumo nocturno		< 1 W	
Concepto de inversor		Sin transformador	
Refrigeración		Refrigeración de aire regulada	
Instalación		Instalación interior y exterior	
Margen de temperatura ambiente		-40 - +55 °C	
Humedad de aire admisible		0 - 100 %	
Máxima altitud		4.000 m	
Tecnología de conexión CC		Conexión de 4x CC y 4x CC, bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Tecnología de conexión principal		Conexión de 3 polos CA bornes roscados 2,5 - 16 mm ²	
Certificados y cumplimiento de normas	DIN V VDE 0126-1-1/A1, IEC 62109-1/-2, IEC 62116, IEC 61727, AS 4777-2, AS 4777-3, G83/2, G59/3, CEI 0-21, VDE AR N 4105		

¹⁾ De acuerdo con IEC 62109-1.

Más información sobre la disponibilidad de inversores en su país en www.fronius.es

RENDIMIENTO	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Máximo rendimiento	98,0 %	98,0 %	98,1 %
Rendimiento europeo (η_{EU}) ¹⁾	97,1 %	97,3 %	97,5 %
η con 5 % P_{ac} ²⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %	84,6 / 86,5 / 86,0 %	85,5 / 89,6 / 88,5 %
η con 10 % P_{ac} ²⁾	83,6 / 94,8 / 93,1 %	90,5 / 95,5 / 94,6 %	92,2 / 96,0 / 94,8 %
η con 20 % P_{ac} ²⁾	93,4 / 97,2 / 96,2 %	94,0 / 97,2 / 96,8 %	94,9 / 97,4 / 97,2 %
η con 25 % P_{ac} ²⁾	94,1 / 97,3 / 96,8 %	94,7 / 97,4 / 97,0 %	95,5 / 97,7 / 97,6 %
η con 30 % P_{ac} ²⁾	94,7 / 97,4 / 97,0 %	95,1 / 97,6 / 97,3 %	95,8 / 97,9 / 97,7 %
η con 50 % P_{ac} ²⁾	95,8 / 97,0 / 97,7 %	96,0 / 97,9 / 97,8 %	96,1 / 98,0 / 98,0 %
η con 75 % P_{ac} ²⁾	96,1 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 98,0 / 98,0 %	96,3 / 98,1 / 97,9 %
η con 100 % P_{ac} ²⁾	96,2 / 97,9 / 97,9 %	96,2 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 97,7 / 97,7 %
Rendimiento de adaptación MPP		> 99,9 %	

EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Medición del aislamiento CC		Si	
Comportamiento de sobrecarga		Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia	
Seccionador CC		Si	
Protección contra polaridad inversa		Si	

INTERFACES	PRIMO 5.0-1	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN		Fronius Solarweb, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)	
6 inputs y 4 outputs digitales		Interface receptor del control de onda	
USB (Conector A) ³⁾		Data logging, actualización de inversores vía USB	
2 conectores RJ 45 (RS422) ³⁾		Fronius Solar Net	
Salida de aviso ⁴⁾		Gestión de la energía (salida de relé libre de potencial)	
Data logger y Servidor web		Incluido	
Input externo ⁴⁾		Interface SO Meter / Input para la protección contra sobretensión	
RS485		Modbus RTU SunSpec o conexión del contador	

¹⁾ Y con U_{mpp} mín. / U_{dc} / U_{mpp} máx.
²⁾ También disponible en la versión light.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES DIVISIONES CON UNA MISMA PASIÓN: SUPERAR LÍMITES.

/ No importa si se trata de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica o tecnología de carga de baterías, nuestra exigencia está claramente definida: ser líder en innovación. Con nuestros más de 3.000 empleados en todo el mundo superamos los límites y nuestras más de 1.000 patentes concedidas son la mejor prueba. Otros se desarrollan paso a paso. Nosotros siempre damos saltos de gigante. Siempre ha sido así. El uso responsable de nuestros recursos constituye la base de nuestra actitud empresarial.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo visita: www.fronius.com

©04 Nov 2014 ES

Fronius España S.L.U.
 Parque Empresarial LA CARPETANIA
 Miguel Faraday 2
 28906 Getafe (Madrid)
 España
 Teléfono +34 91 649 60 40
 Fax +34 91 649 60 44
pv-sales-spain@fronius.com
www.fronius.es

Fronius International GmbH
 Froniusplatz 1
 4600 Wels
 Austria
 Teléfono +43 7242 241-0
 Fax +43 7242 241-953940
pv-sales@fronius.com
www.fronius.com

9.9.4 Ficha técnica inversores cargadores



Inversor/cargador Quattro 120V

3kVA – 10kVA
Compatible con baterías de Lítio-Ion
www.victronenergy.com

Dos entradas CA con conmutador de transferencia Integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la red del pantallón o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la función "no-break" (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la red eléctrica/generador. Esto ocurre tan rápido (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción.

La segunda salida sólo está activa cuando a una de las entradas del Quattro le llega alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Capacidad de funcionamiento trifásico y de fase dividida

Se pueden configurar dos unidades para salida de fase dividida y tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 4 grupos de tres unidades pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia de inversión de 96kW / 120kVA y más de 1600 A de capacidad de carga. Para más información introduzca parámetro (paralelo) en el campo de búsqueda de nuestro sitio web.

PowerControl – En casos de potencia limitada del generador, del pantallón o de la red

Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red del pantallón.

PowerAssist – Refuerzo de la potencia del generador o de la red del pantallón

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que el Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente del pantallón o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos.

Configuración del sistema

- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

Seguimiento y control in situ

Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, panel Ve.Net Blue Power, Color Control GX y otros dispositivos smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

Seguimiento y control a distancia

Color Control GX y otros dispositivos.

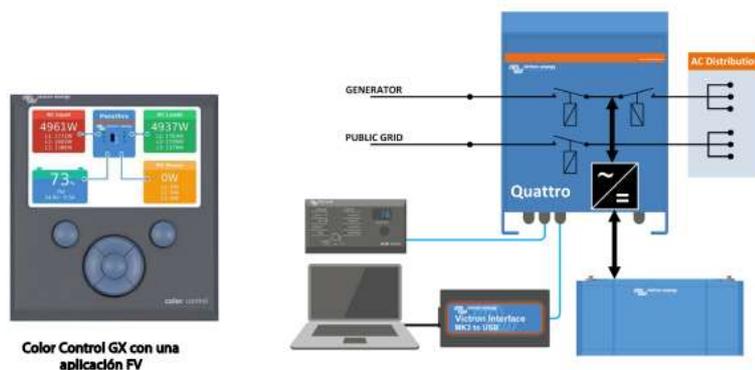
Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

Configuración a distancia

Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con un Color Control GX y otros dispositivos si está conectado a Ethernet.



Quattro
24/5000/70-100/100



Quattro	48/3000/35-50/50 120V	12/5000/220-100/100 120V 24/5000/120-100/100 120V 48/5000/70-100/100 120V	48/10000/140-100/100 120V
PowerControl / PowerAssist	Sí		
Conmutador de transferencia integrado	Sí		
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 90-140 VAC Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1		
Corriente máxima (A)	2x 50 A	2x 100 A	2x 100 A
INVERSOR			
Rango de tensión de entrada (V CC)	9,5 – 17 V 19 – 33V 38 – 66 V		
Salida (1)	Rango de tensión de entrada: 120 VAC ± 2% Frecuencia: 60 Hz ± 0,1%		
Potencia cont. de salida a 25°C / 77°F (VA) (3)	3000 VA	5000 VA	10000 VA
Potencia cont. de salida a 25°C / 77°F (W)	2400 W	4000 W	8000 W
Potencia cont. de salida a 40°C / 104°F (W)	2200 W	3700 W	6500 W
Potencia cont. de salida a 65°C / 150°F (W)	1700 W	3000 W	4500 W
Pico de potencia (W)	6000 W	10000 W	20000 W
Eficiencia máxima (%)	94 %	94 / 94 / 95 %	96 %
Consumo en vacío (W)	25 W	30 / 30 / 35 W	60 W
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	20 W	20 / 25 / 30 W	40 W
Consumo en vacío en modo búsqueda (W)	12 W	10 / 10 / 15 W	15 W
CARGADOR			
Tensión de carga de "absorción" (V CC)	57,6 V	14,4 / 28,8 / 57,6 V	57,6 V
Tensión de carga de "flotación" (V CC)	55,2 V	13,8 / 27,6 / 55,2 V	55,2 V
Modo de "almacenamiento" (V CC)	52,8 V	13,2 / 26,4 / 52,8 V	52,8 V
Corriente de carga batería casa (A)	35 A	200 / 120 / 70 A	140 A
Corriente de carga batería de arranque (A)	4 A (solo modelos de 12V y 24V)		
Sensor de temperatura de la batería	Sí		
GENERAL			
Salida auxiliar (A) (5)	32 A	50 A	50 A
Relé programable (6)	3x		
Protección (2)	a-q		
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema		
Puerto com. de uso general (7)	Sí, 2x		
On/Off remoto	Sí		
Características comunes	Temperatura de funcionamiento: -40 a +65°C (-40 - 150°F) Humedad (sin condensación): máx. 95%		
CARCAZA			
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012)		Categoría de protección: IP 21
Conexiones de la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)		
Conexión 120 V CA	Borne de tornillo de 13 mm ² (6 AWG)	Pernos M6	
Peso (kg)	42 lb 19 kg	75 / 66 / 66 lb 34 / 30 / 30 kg	Pernos M6 128 lb 58 kg
Dimensiones (al x an x p en mm.)	14,3 x 10,2 x 8,6	18,5 x 14,0 x 11,2	470 x 350 x 280
	362 x 258 x 218	17,5 x 13,0 x 9,6	444 x 328 x 240
		17,5 x 13,0 x 9,6	444 x 328 x 240
NORMATIVAS			
Seguridad	IEC 60335-1, IEC 60335-2-29, IEC 62109-1		
Emisiones / Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3		
Vehículos de carretera	Modelos 12V y 24V: ECE R10-5		
anti-isleño	Ver nuestra pagina web		

1) Puede ajustarse a 60 Hz / 120 V 60 Hz si se solicita
 2) Claves de protección:
 a) cortacircuito de salida
 b) sobrecarga
 c) tensión de la batería demasiado alta
 d) tensión de la batería demasiado baja
 h) temperatura demasiado alta
 f) 120 V CA en la salida del inversor
 g) oscilación de la tensión de entrada demasiado alta

3) Carga no lineal, factor de onesta 3:1
 4) Hasta 25 °C de temperatura ambiente
 5) Se desconecta si no hay fuente CA sistema disponible
 6) Relé programable que puede configurarse como alarma general, subtemión CC o señal de arranque para el generador
 Capacidad nominal CA: 230V/4A
 Capacidad nominal CC: 4A hasta 33VDC, 1A hasta 60VDC
 7) Entre otras funciones, para comunicarse con una batería BMS de Lito-Ion



Panel Multi Control Digital

Una solución práctica y de bajo coste de seguimiento remoto, con un selector rotatorio con el que se pueden configurar los niveles de Power Control y Power Assist.



Mochila VE.Bus Smart

Mide la tensión y la temperatura de la batería y permite monitorizar y controlar Multis y Quattros con un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth.



Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



Color Control GX y otros dispositivos

Proporciona monitorización e control, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).



Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [guía para el VEConfigure](#)).



Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Liga o dispositivo a una red electrónica marítima NMEA2000. Consulte o [guía de integración NMEA2000 e MFD](#)



Monitor de baterías BMV-712 Smart

Utilice un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth para:

- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y actualizar el software conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.

Inversor/cargador Quattro

3kVA - 15kVA

compatible con baterías de Lítio-Ion

www.victronenergy.com



Quattro
48/5000/70-100/100



Quattro
48/15000/200-100/100

Dos entradas CA con conmutador de transferencia Integrado

El Quattro puede conectarse a dos fuentes de alimentación CA independientes, por ejemplo a la toma de puerto o a un generador, o a dos generadores. Se conectará automáticamente a la fuente de alimentación activa.

Dos salidas CA

La salida principal dispone de la funcionalidad "no-break" (sin interrupción). El Quattro se encarga del suministro a las cargas conectadas en caso de apagón o de desconexión de la toma de puerto/generador. Esto ocurre tan rápidamente (menos de 20 milisegundos) que los ordenadores y demás equipos electrónicos continúan funcionando sin interrupción. La segunda salida sólo está activa cuando una de las entradas del Quattro tiene alimentación CA. A esta salida se pueden conectar aparatos que no deberían descargar la batería, como un calentador de agua, por ejemplo.

Opción de fase dividida

Se puede obtener una fuente CA de fase dividida conectando nuestro autotransformador (ver ficha técnica en www.victronenergy.com) a un inversor «europeo» programado para suministrar 240 V/60 Hz.

Capacidad de funcionamiento trifásico

Se pueden configurar tres unidades para salida trifásica. Pero eso no es todo: hasta 4 grupos de tres unidades de 15 kVA pueden conectarse en paralelo para lograr una potencia del inversor de 144 kW/180 kVA y más de 2400 A de capacidad de carga

PowerControl - En caso de potencia limitada del generador, de la toma de puerto o de la red

El Quattro es un cargador de baterías muy potente. Por lo tanto, usará mucha corriente del generador o de la toma de puerto (hasta 16 A por cada Quattro de 5 kVA a 230 VCA). Se puede establecer un límite de corriente para cada una de las entradas CA. Entonces, el Quattro tendrá en cuenta las demás cargas CA y utilizará la corriente sobrante para la carga de baterías, evitando así sobrecargar el generador o la red eléctrica.

PowerAssist - Refuerzo de la potencia del generador o de la toma de puerto

Esta función lleva el principio de PowerControl a otra dimensión, permitiendo que Quattro complemente la capacidad de la fuente alternativa. Cuando se requiera un pico de potencia durante un corto espacio de tiempo, como pasa a menudo, el Quattro compensará inmediatamente la posible falta de potencia de la corriente de la red o del generador con potencia de la batería. Cuando se reduce la carga, la potencia sobrante se utiliza para recargar la batería.

Energía solar: Potencia CA disponible incluso durante un apagón

El Quattro puede utilizarse en sistemas FV, conectados a la red eléctrica o no, y en otros sistemas eléctricos alternativos. Hay disponible software de detección de falta de suministro.

Configuración del sistema

- En el caso de una aplicación autónoma, si ha de cambiarse la configuración, se puede hacer en cuestión de minutos mediante un procedimiento de configuración de los conmutadores DIP.
- Las aplicaciones en paralelo o trifásicas pueden configurarse con el software VE.Bus Quick Configure y VE.Bus System Configurator.
- Las aplicaciones no conectadas a la red, que interactúan con la red y de autoconsumo que impliquen inversores conectados a la red y/o cargadores solares MPPT pueden configurarse con Asistentes (software específico para aplicaciones concretas).

Seguimiento y control in situ

Hay varias opciones disponibles: Monitor de baterías, panel Multi Control, Color Control GX y otros dispositivos, smartphone o tableta (Bluetooth Smart), portátil u ordenador (USB o RS232).

Seguimiento y control a distancia

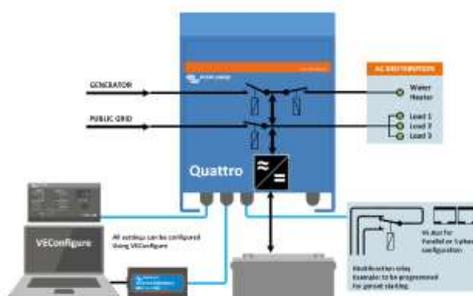
Color Control GX y otros dispositivos. Los datos se pueden almacenar y mostrar gratuitamente en la web VRM (Victron Remote Management).

Configuración a distancia

Se puede acceder a los datos y cambiar los ajustes de los sistemas con Color Control GX u otros dispositivos GX si está conectado a Ethernet.



Color Control GX mostrando
Una aplicación FV



Quattro	12/3000/120-50/50 24/3000/70-50/50	12/5000/220-100/100 24/5000/120-100/100 48/5000/70-100/100	24/8000/200-100/100 48/8000/110-100/100	48/10000/140-100/100	48/15000/200-100/100
PowerControl / PowerAssist	Sí				
Conmutador de transferencia integrado	Sí				
2 entradas CA	Rango de tensión de entrada: 187-265 VCA Frecuencia de entrada: 45 – 65 Hz Factor de potencia: 1				
Corriente máxima de alimentación (A)	2x50	2x100	2x100	2x100	2x100
INVERSOR					
Rango de tensión de entrada (VCC)	9,5 – 17V 19 – 33V 38 – 66V				
Salida (1)	Tensión de salida: 230 VCA ± 2% Frecuencia: 50 Hz ± 0,1%				
Potencia cont. de salida a 25°C (VA) (3)	3000	5000	8000	10000	15000
Potencia cont. de salida a 25°C (W)	2400	4000	6400	8000	12000
Potencia cont. de salida a 40°C (W)	2200	3700	5500	6500	10000
Potencia cont. de salida a 65°C (W)	1700	3000	3600	4500	7000
Pico de potencia (W)	6000	10000	16000	20000	25000
Eficacia máxima (%)	93 / 94	94 / 94 / 95	94 / 96	96	96
Consumo en vacío (W)	20 / 20	30 / 30 / 35	60 / 60	60	110
Consumo en vacío en modo de ahorro (W)	15 / 15	20 / 25 / 30	40 / 40	40	75
Consumo en vacío en modo de búsqueda (W)	8 / 10	10 / 10 / 15	15 / 15	15	20
CARGADOR					
Tensión de carga de 'absorción' (VCC)	14,4 / 28,8	14,4 / 28,8 / 57,6	28,8 / 57,6	57,6	57,6
Tensión de carga de "flotación" (VCC)	13,8 / 27,6	13,8 / 27,6 / 55,2	27,6 / 55,2	55,2	55,2
Modo de almacenamiento (VCC)	13,2 / 26,4	13,2 / 26,4 / 52,8	26,4 / 52,8	52,8	52,8
Corriente de carga de la batería auxiliar (A) (4)	120 / 70	220 / 120 / 70	200 / 110	140	200
Corriente de carga batería arranque (A)	4 (solo modelos de 12 y 24V)				
Sensor de temperatura de la batería	Sí				
GENERAL					
Salida auxiliar (A) (5)	25	50	50	50	50
Relé programable (6)	3x	3x	3x	3x	3x
Protección (2)	a - g				
Puerto de comunicación VE.Bus	Para funcionamiento paralelo y trifásico, supervisión remota e integración del sistema				
Puerto de comunicaciones de uso general	2x	2x	2x	2x	2x
On/Off remoto	Sí				
Características comunes	Temp. de trabajo: -40 a +65 °C Humedad (sin condensación): máx. 95%				
Altitud máxima	3500 m				
CARCASA					
Características comunes	Material y color: aluminio (azul RAL 5012) Grado de protección IP 21				
Conexión a la batería	Cuatro pernos M8 (2 conexiones positivas y 2 negativas)				
Conexión 230 V CA	Bornes de tornillo de 13 mm. ² (6 AWG)	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6	Pernos M6
Peso (kg)	19	34 / 30 / 30	45 / 41	51	72
Dimensiones (al x an x p en mm.)	362 x 258 x 218	470 x 350 x 280 444 x 328 x 240	470 x 350 x 280	470 x 350 x 280	572 x 488 x 344
NORMATIVAS					
Seguridad	EN-IEC 60335-1, EN-IEC 60335-2-29, EN-IEC 62109-1				
Emisiones, Inmunidad	EN 55014-1, EN 55014-2, EN-IEC 61000-3-2, EN-IEC 61000-3-3, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-3				
Vehículos de carretera	Modelos de 12 y 24V: ECE R10-4				
Antiisla	Visite nuestra página web				
1) Puede ajustarse a 60 Hz. Modelos de 120 V bajo pedido	3) Carga no lineal, factor de cresta 3:1				
2) Claves de protección:	4) Hasta 25 °C de temperatura ambiente				
a) cortocircuito de salida	5) Se desconecta sin hay fuente CA externa disponible				
b) sobrecarga	6) Relé programable que puede configurarse, entre otros, como función de alarma general, subtensión CC o arranque del generador				
c) tensión de la batería demasiado alta	Capacidad nominal CA 230 V/4 A				
d) tensión de la batería demasiado baja	Capacidad nominal CC 4 A hasta 35 VCC, 1 A hasta 60 VCC				
e) temperatura demasiado alta					
f) 230 VCA en la salida del inversor					
g) ondulación de la tensión de entrada demasiado alta					



Panel Digital Multi Control

Una solución práctica y de bajo coste para el seguimiento remoto, con un selector giratorio con el que se pueden configurar los niveles de PowerControl y PowerAssist.



Mochila VE.Bus Smart
Mide la tensión y la temperatura de la batería y permite monitorizar y controlar Multis y Quattros con un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth.



Funcionamiento y supervisión controlados por ordenador

Hay varias interfaces disponibles:



Color Control GX y otros dispositivos

Monitorear y controlar, de forma local e remota, no [Portal VRM](#).



Interfaz MK3-USB VE.Bus a USB

Se conecta a un puerto USB (ver [Guía para el VECConfigure](#)).



Interfaz VE.Bus a NMEA 2000

Conecta el dispositivo a una red marina electrónica marinha NMEA 2000. Consulte la [guía de integración NMEA 2000 y MFD](#)



Monitor de baterías BMV-712 Smart

Utilice un *smartphone* u otro dispositivo con Bluetooth para:

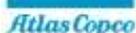
- personalizar los ajustes,
- consultar todos los datos importantes en una sola pantalla,
- ver los datos del historial y actualizar el *software* conforme se vayan añadiendo nuevas funciones.

9.9.5 Ficha técnica grupos electrógenos



Datos eléctricos		QAS 14	QAS 20	QAS 30	QAS 45	QAS 60	QAS 100	QAS 150	QAS 200
Frecuencia nominal	Hz	50	50	50	50	50 60	50 60	50 60	50 60
Tensión nominal (1)	V	400	400	400	400	400 480	400 480	400 480	400 480
Potencia continua (PRP)	kVA / kW	14,1 / 11,3	17,5 / 14	28 / 22,5	43,5 / 35	80/48 59/47	100/80 113/90	150/120 175/140	200/160 234/187
Potencia en espera nominal (ESP)	kVA / kW	15,5 / 12,4	18,7 / 15	31 / 25	47,6 / 38	80/48 59/47	104/83 113/90	165/132 193/154	220/176 258/208
Factor de potencia cos φ		0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Intensidad nominal (PRP)	A	20,4	25	41	63	88 71	145 135	217 211	289 282
Aceptación de una sola etapa de carga (G2) conforme a ISO-8528/5	%	100	100	100	100	100 100	55 55	60 75	50 50
Temperatura de funcionamiento (mín./máx.)	°C	-25 / 50	-25 / 50	-25 / 50	-25 / 50	-25 / 50	-25 / 50	-25 / 50	-25 / 50
Consumo de combustible									
Capacidad del depósito de combustible (estándar/gran autonomía)	l	115	115	32 / 282	32 / 282	220 / 430	220 / 430	308 / 750	308 / 750
Consumo al 100% de carga PRP 50 Hz	l / h	3,7	4,6	6,3	10,1	13,4	24	31,9	39,2
Autonomía al 100% de carga PRP 50 Hz	h	30,5	25	14/44	9/28	16/32	9/18	10/23	8/19
Motor									
Modelo (conforme a la normativa de la UE)		KUBOTA D1703M-E48G	KUBOTA V2203M-E48G	KUBOTA V3403 CRT E5	KUBOTA V3800-CRT E5	FFT F34TSVP01	FFT F36ETVP03	FFT M67TEVP02	FFT N67TEVP01
Velocidad	r.p.m.	1500	1500	1500	1500	1500 1800	1500 1800	1500 1800	1500 1800
Potencia para uso continuo (con ventilador)	kWm	13,2	15,8	25,5	38,9	54 53,6	91,8 101,2	136 150,5	176 200,5
Aspiración		Aspiración natural	Aspiración natural	Turbocompresor e intercambiador de calor aire-aire					
Control de velocidad		Electrónico	Electrónico	Electrónico	Electrónico	Electrónico	Electrónico	Electrónico	Electrónico
Número de cilindros		3L	4L	4L	4L	4L	4L	6L	6L
Refrigerante		Parcool	Parcool	Parcool	Parcool	Parcool	Parcool	Parcool	Parcool
Cilindrada	l	1,7	2,2	2,4	3,8	3,4	3,6	6,7	6,7
Sistema de posttratamiento de gases de escape		N/A	N/A	DOC+DPF	DOC+DPF	EGR+DOC+DPF	EGR+DOC+DPF+SCR-T	DOC+SCRoF+CLJC	DOC+SCRoF+CLJC
Capacidad del depósito de Ad-Blue®	l	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	30	43	43
Alternador									
Marca Modelo		LEROY SOMER TAL040D	LEROY SOMER TAL040F	LEROY SOMER TAL 042C	LEROY SOMER TAL 042P	LEROY SOMER TAL 042H	LEROY SOMER TAL 044D	LEROY SOMER TAL 044J	LEROY SOMER TAL 044M
Potencia de salida nominal (ESP 27 °C 40 °C)	kVA	16,5	22	35	50	66 80	110 133	165 199	220 265
Grado de protección / clase de aislamiento		IP 23 / H	IP 23 / H	IP 23 / H	IP 23 / H	IP 23 / H	IP 23 / H	IP 23 / H	IP 23 / H
Tipo de excitación / modelo AVR		AREP+ / R180	AREP+ / R180	AREP+ / R180	AREP+ / R180	AREP+ / D350	AREP+ / D350	AREP+ / D350	AREP+ / D350
Nivel de ruidos									
Nivel de ruidos (LwA)	dB(A)	87	88	89	90	90	92	94	95
Nivel de presión acústica (LpA) a 7 m.	dB(A)	59	60	61	62	62	64	66	67
Dimensiones y peso									
Longitud	mm	1780	1780	2100	2100	2730	2730	3500	3500
Ancho	mm	870	870	950	950	1100	1100	1160	1160
Altura	mm	1200	1200	1300	1300	1795	1795	1850	1850
Peso (seco/húmedo)	kg	851 / 750	896 / 795	810 / 905	985 / 1065	1525 / 1725	1680 / 1920	2465 2570	2675 2960

(1) Solicite información sobre tensiones disponibles. * El depósito estándar ya ofrece una larga autonomía. No todas las características u opciones estándar están disponibles en toda la gama. Póngase en contacto con el servicio de asistencia de Atlas Copco para solicitar información detallada. N/A significa no aplicable. DOC = catalizador de oxidación diésel | DPF = filtro de partículas diésel | EGR = recirculación de gases de escape | SCRoF = reducción catalítica selectiva en el filtro | CLJC = catalizador de limpieza | SCR = reducción catalítica selectiva.



ANÁLISIS DEL SUMINSITRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

 <p>Manufacturing Birch Road Dumbarton, G82 2RF Tel: 0044 (0)1389 742214 Fax: 0044 (0)1389 742554</p>		<p>EQUIPMENT DATA SHEET</p> <p>Diesel Generating Set</p> <p>50Hz 60kVA 60Hz 50kW</p>		<p>No. G08.0296</p> <p>Rev. A</p> <p>Date April 2006</p>
				<p>Page 1 of 3</p>
1	Model	Ref	GHP/8085E EU 2008	
2	Part Number	Ref	601225A	
3	Specification	Ref	G320040	
4	Installation Drawing	Ref	A050205	
5	Maximum Ambient	°C (°F)	35 (95)	35 (95)
6	Electrical Output	Hz	50	60
	ISO 8528-1			
	- Continuous Power (COP)	kW (kVA)	45.2 (56.8)	50.1 (62.8)
	- Prime Power (PRP)	kW (kVA)	50.5 (63.0)	57.1 (71.4)
	- Permissible average of PRP	%	65	65
	ISO3046/1			
	- Fuel Stop Power/Standby	kW (kVA)	55.7 (69.8)	62.0 (77.5)
	Single Step load application	%	100	100
7	Alternator			
	Class F Temp. Rise (105°C)			
	- Three phase	kW (kVA)	52.0 (65.0)	60.0 (75.0)
	- Single phase	kW (kVA)	34.8 (43.5)	38.0 (47.5)
	Ends Out		12	
	Make & Type		Newage UCI224F14	
	AVR		SX440	
	Regulation	%	+/-1.0	
8	Circuit Breaker			
	Make & Type		Merlin Gerin NS160N	
	Number of poles		4	
	Rating	Amps	160	
	Trip Unit Type		STR22SE	
	Overload Protection Range	Amps	64 – 160	
	Short Circuit Protection Range	Amps	128 – 1600	

Technical Department – Dumbarton Approved by W Telfer 28.07.06 / J A Casey 31.07.06
CLP0427A

ANÁLISIS DEL SUMINSITRO ELÉCTRICO EN OBRA Y ESTUDIO DE ALTERNATIVAS

 Manufacturing Birch Road Dumbarton, G82 2RF Tel: 0044 (0)1389 742214 Fax: 0044 (0)1389 742554		EQUIPMENT DATA SHEET Diesel Generating Set 50Hz 60kVA 60Hz 50kW		No. G08.0296 Rev. A Date April 2006 Page 2 of 3
9	Load Terminals			
	Type		M10/12 Studs	
10	Fuel Consumption			
	Standby/Fuel Stop	lit/hr(US gal/hr)	14.5 (3.8)	18.3 (4.8)
	100% Prime Power	" "	13.1 (3.5)	16.7 (4.4)
	75%	" "	10.3 (2.7)	13.1 (3.5)
	50%	" "	7.8 (2.0)	9.5 (2.5)
11	Running Hours			
	100% Prime Power	Hours	22.9	18.0
	75%	"	29.1	22.9
	50%	"	39.5	31.6
12	Exhaust Emissions			
	Measurement Method		TA Luft	EPA-MOH
	Specific Load		100% Load ± 2%	ISO 8178D2
	NOx - Oxides of Nitrogen		4000 mg/nm ³	7.6 g/kWh
	PM - Particulate Matter		130 mg/nm ³	0.2 g/kWh
	CO - Carbon Monoxide		650 mg/nm ³	0.7 g/kWh
	HC - Unburnt Hydrocarbons		150 mg/nm ³	0.7 g/kWh
13	Exhaust Silencer			
	Make & Type		IMS	
	Certificate		DNV M-10084	
	Certificate		DNV M-10084	
	Permissible back pressure	mm (ins) Hg	12.7 (0.5")	12.7 (0.5")
14	Noise			
	Sound Power – EEC	dBA	94	
	Certificate			
	Sound Pressure at 1 metre	dBA	75.3	76.0
	Sound Pressure at 7 metre	dBA	66.6	70.2

Technical Department – Dumbarton Approved by W Telfer 28.07.06 / J A Casey 31.07.06
 CLP0427A

 Manufacturing Birch Road Dumbarton, G82 2RF Tel: 0044 (0)1389 742214 Fax: 0044 (0)1389 742554		EQUIPMENT DATA SHEET Diesel Generating Set 50Hz 60kVA 60Hz 50kW		No. G08.0296 Rev. A Date April 2006 Page 3 of 3
15	Engine			
	Make & Type			Iveco 8065E.00
	Cylinders & Form			6 in line
	Aspiration			Natural
	Fuel Pump			Bosch type VE (Rotary)
	Governor Type			Electronic
	Make & Model			GAC
	Steady State frequency	%		+/-0.5
	Battery Voltage	Volts		12
16	Overall Dimensions			
	- Length	Metres (feet)		3.02 (9' 11")
	- Width	Metres (feet)		1.20 (3' 11")
	- Height	Metres (feet)		2.10 (6' 10")
17	Weight			
	- Without fuel	Kg (lbs)		2171 (4786)
	- With fuel	Kg (lbs)		2446 (5393)
18	Capacities			
	- Fuel	Gross	Litres (US Gall)	340 (90)
		Usable		300 (79)
	- Lub oil	Total		15 (4.0)
		Pan		8.8 (2.3)
	- Coolant			18.5 (4.9)
19	External fuel supply			
	- maximum above base	Metres (feet)		1.5 (5'0")
	- maximum below base	Metres (feet)		0.3 (1'0")

Technical Department – Dumbarton Approved by W Telfer 28.07.06 / J A Casey 31.07.06
 CLP0427A