



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA AISLADA PARA UN CAMPING

Autor:

González Carranza, Sebastián

Tutor:

**Pérez García, Julián Manuel
Departamento de Ingeniería
Eléctrica**

Valladolid, Junio - 2021

Resumen

El presente proyecto desarrolla la evolución del PFC "INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CON AUTOCONSUMO PARA UN CAMPING", transformando la instalación de autoconsumo conectada a red en una instalación fotovoltaica aislada. La motivación del TFG viene dada por la evolución del sector eléctrico español hasta 2015, cuando los nuevos impuestos y trámites administrativos desmotivan la ejecución de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red. El TFG presenta un análisis de la evolución del sector eléctrico español, y el estudio en base a criterios, económicos, medioambientales y energéticos para definir la potencia instalada y capacidad de almacenamiento mas óptimas para la instalación presentada.

Palabras clave

- Instalación fotovoltaica
- Estudio
- Potencia Instalada
- Capacidad de almacenamiento
- Marco Regulador

Summary

This project develops the evolution of the PFC "PHOTOVOLTAIC INSTALLATION WITH SELF-CONSUMPTION FOR A CAMPING", transforming the self-consumption installation connected to the network into an isolated photovoltaic installation. The motivation for the TFG is given by the evolution of the Spanish electricity sector until 2015, when the new taxes and administrative procedures discourage the execution of photovoltaic installations connected to the grid. The TFG presents and analyses the evolution of the Spanish electricity sector, and the study based on economic, environmental and energy criteria to define the installed power and storage capacity as optimal for the installation presented.

Keywords

- Photovoltaic installation
- Study
- Installed Power
- Storage Capacity
- Regulator

Índice Memoria

Resumen.....	3
Palabras clave.....	3
Summary	4
Keywords.....	4
Índice Memoria	5
Índice Imágenes	7
Índice Gráficas.....	9
Índice Tablas.....	11
1. Introducción al TFG	13
2. Motivación	13
2.1. Aspecto ambiental Dar una vuelta.....	15
2.2. Aspecto económico.....	15
2.3 Proyecto anterior	15
3. Introducción al mercado eléctrico de autoconsumo	15
3.1. Instalación de autoconsumo.....	19
3.2. Aplicación de los marcos reguladores a nuestra instalación	26
3.2.1 Marco regulador previo al TFG	26
3.2.2 Marco reglador al inicio del TFG	27
3.3.3 Marco regulador en la actualidad	28
4. Instalación Solar Fotovoltaica Aislada con generador diésel	29
4.1. Módulos fotovoltaicos.....	30
4.2. Estructura de fijación	33
4.3. Inversor	33
4.4. Protecciones.....	35
4.5. Conductores.....	37
4.6. Regulador de Carga	37
4.7. Baterías.....	38
4.8. Grupo generador diésel	40
5. Objetivos del Proyecto	41
5.1 Consumos Tipo	42
5.1.1. Bungalows	43
5.1.2. Autocaravana	43
5.1.3. Servicios.....	44

5.1.4. Lavandería	44
5.1.5. Recepción	45
5.1.6. Bar	45
5.1.7. Iluminación exterior.	46
5.2 Estudio.....	46
5.2.1 Datos y consideraciones iniciales	46
5.2.1.1 Batería:	47
5.2.1.2 Potencia instalada (Paneles Fotovoltaicos):.....	48
5.2.1.3 Generador Auxiliar (Generador diésel):	48
5.2.2 Desarrollo del estudio	49
5.2.3 Resultados del estudio	52
5.2.4 Estudios particulares	54
5.2.4.1 Estudio General	54
5.2.4.2 Estudio Económico	56
5.2.4.3 Estudio Energético	63
5.2.5 Conclusiones de los estudios.....	67
5.2.6 Estudio final.....	68
5.2.6.1 Ensayo del estudio final.....	69
5.2.7 Evolución del estudio al marco regulador y económico actual.	71
Bibliografía	77
Anexos.....	79

Índice Imágenes

Imagen 1 - Mapa de irradiancia de la península ibérica	14
Imagen 2 - Esquema instalación solar fotovoltaica aislada con generador diésel...	30
Imagen 3 - Panel solar GSM6	31
Imagen 4 - Inversor Ingecon SN 70.....	34
Imagen 5 - Caja de protección Fronius String Control 250/30.....	36
Imagen 6 - Controlador de carga solar MPPT con selección automática de voltaje	38
Imagen 7 - Batería 48 V	40
Imagen 8 - Generador diésel industrial.....	40
Imagen 9 - Ingecon Sun Storage serie B.....	41
Imagen 10 - Discriminación horaria	72

Índice Gráficas

Gráfica 1 - Paridad de red y Paridad de generación. Escenarios.....	17
Gráfica 2 - Antes de la Paridad de Red	18
Gráfica 3 - Después de la Paridad de Red.....	18
Gráfica 4 - Tras la Paridad de Generación.....	19
Gráfica 5 - Generación de energía eléctrica en 2015 y abril de ese año.....	27
Gráfica 6 - Curva V-I del panel fotovoltaico.....	32
Gráfica 7 - Potencia de eficiencia VS Potencia de entrada	35
Gráfica 8 - Litros consumidos VS Capacidad de almacenamiento	55
Gráfica 9 - Litros consumidos VS Potencia instalada	56
Gráfica 10 -Inversión inicial (1º año) VS Potencia instalada	58
Gráfica 11 - Inversión inicial (1º año) VS Capacidad de almacenamiento.....	59
Gráfica 12 - Coste consumo litros diésel/año.....	60
Gráfica 13 - Coste anual (Amortización en 25 años) VS Capacidad de almacenamiento.....	61
Gráfica 14 - Coste anual (Amortización en 25 años) VS Potencia instalada	62
Gráfica 15 - Energía suministrada VS Capacidad de almacenamiento.....	64
Gráfica 16 - Energía perdida VS capacidad de almacenamiento	65
Gráfica 17 - Energía suministrada y perdida VS capacidad de almacenamiento.....	66

Índice Tablas

Tabla 1 - Consumo Bungalow	43
Tabla 2 - Consumo Autocaravana	44
Tabla 3 - Consumo servicios	44
Tabla 4 - Consumo lavandería	44
Tabla 5 - Consumo recepción	45
Tabla 6 - Consumo Bar.....	45
Tabla 7 - Datos y consideraciones iniciales.....	46
Tabla 8 - Datos batería.....	47
Tabla 9 - Potencia instalada	48
Tabla 10 - Horas mas desfavorables del estudio.....	49
Tabla 11 - Datos generador diésel	49
Tabla 12 - Características y valores a estudiar	50
Tabla 13 - Consumo del generador VS Energía suministrada.....	52
Tabla 14 - Resultados del estudio.....	52
Tabla 15 - Resultados del estudio (%)	53
Tabla 16 - Consumo de litros diésel al año	54
Tabla 17 - Inversión inicial (1º año).....	57
Tabla 18 - Gasto en diésel por año	59
Tabla 19 - Coste anual (Amortización en 25 años).....	61
Tabla 20 - Energía perdida y suministrada VS potencia instalada y capacidad de almacenamiento.....	63 y 64
Tabla 21 - Resultados estudio final.....	70
Tabla 22 - Cálculo del coste anual (Amortización 25 años)	70
Tabla 23 - Características y valores a estudiar (Actual marco regulador).....	72
Tabla 24 - Resultados estudio (Actual marco regulador)	74

1. Introducción al TFG

El presente proyecto busca desarrollar la viabilidad de una instalación fotovoltaica desconectada de red, soportada por un grupo de generación diésel para cubrir las necesidades demandadas por la instalación en aquellos momentos en que la energía generada y almacenada no sea suficiente.

Para ello se presenta un estudio técnico y económico de una instalación fotovoltaica para un camping desconectado de la red, analizando la viabilidad técnica y económica del conjunto.

La instalación a estudiar se basa en la descrita en el proyecto presentado y elaborado por mi mismo en Julio de 2013 como Proyecto de Final de Carrera para la Ingeniería Técnica Industrial, especialidad en Electricidad. Los datos más relevantes para el nuevo estudio se extraerán de el y se presentarán en esta memoria sin entrar en el detalle de todos los cálculos.

2. Motivación

El presente proyecto viene motivado por la intención de fomentar una mayor utilización de energías renovables y un consumo responsable, demostrando que para ciertos negocios turísticos es perfectamente viable reducir el coste del consumo mediante una inversión en energía fotovoltaica que es recuperada, y que desde un principio genera también un ahorro económico importante en cuanto a consumo eléctrico se refiere, demostrando la viabilidad de la desconexión de la red eléctrica para instalaciones con un consumo elevado moderado complementando la producción con otras tecnologías complementarias. Aunque partimos como motivación del estudio elaborado en el Proyecto de Final de Carrera mencionado y en base al artículo (Fuente 20) **"A grandes males grandes remedios: desconectados" publicado en Noviembre de 2013**, en el que se analizan las primeras instalaciones de autoconsumo desconectadas de la red 100%, mantenidas con instalaciones híbridas, este TFG se comenzó a elaborar a finales de 2015.

En la imagen 1 podemos apreciar cual es el nivel de radiación solar en España.

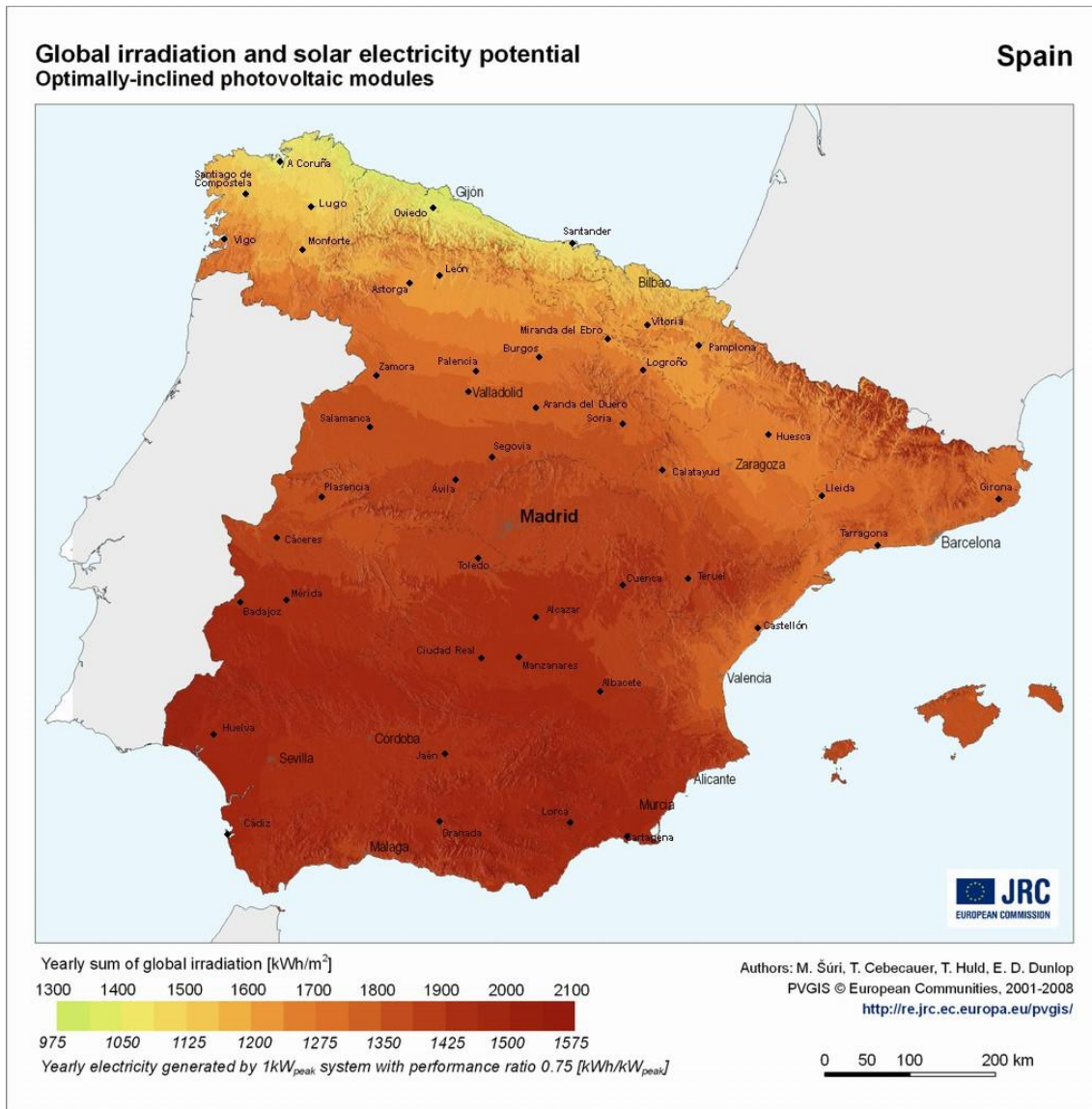


Imagen 1 - Mapa de irradiancia de la península ibérica - Fuente 1

La energía solar es una de las fuentes de energía renovable que más desarrollo está experimentando en los últimos años y con mayores expectativas para el futuro. Cada año, el Sol arroja sobre la Tierra cuatro mil veces más energía que la que se consume, lo que demuestra que esta fuente de energía está aún infravalorada y, sobre todo, poco explotada en relación a sus posibilidades. El aprovechamiento de la energía solar consiste en captar por medio de diferentes tecnologías la radiación del Sol que llega a la Tierra con el fin de emplear esta energía para calentar agua, generar electricidad, etcétera.

Los sistemas solares fotovoltaicos transforman la luz solar directamente en energía eléctrica mediante una célula solar o célula fotovoltaica de silicio, utilizando el efecto fotovoltaico. En la aplicación de dicha tecnología basaremos nuestro estudio técnico y económico.

2.1. Aspecto ambiental

La obtención de energía eléctrica a partir de una fuente de energía renovable como es la solar fotovoltaica, contribuye eficazmente a la reducción de emisiones de CO₂ y, en menor medida de SO_x. Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1 Kg de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 400 g de CO₂, en el caso de comparar con generación eléctrica de gas natural.

Además la vida útil de los módulos o paneles solares se estima su en unos 30 ó 40 años, y no contaminan acústicamente, ni necesitan prácticamente de mantenimiento alguno.

Los residuos generados una vez la vida útil del panel llega a su fin no son biodegradables, la solución aplicada para disminuir estos residuos es reciclar los componentes mediante unos procesos químicos y mecánicos para crear nuevos paneles fotovoltaicos.

2.2. Aspecto económico

En cuanto al aspecto económico el estudio se realizará estableciendo los consumos a lo largo de cada hora del año para nuestra instalación, y obteniendo la producción de energía eléctrica para cada una de ellas, obteniendo de esta manera un balance económico entre la energía consumida y la producida. Teniendo en cuenta el precio de la instalación fotovoltaica podremos obtener el precio de kWh, lo que nos dirá si la instalación es rentable o no.

2.3 Proyecto anterior

El emplazamiento del camping se encuentra en la ciudad de Alicante junto a la playa de San Juan. Se ha decidido que este sea el lugar para el estudio debido a estar en una zona de turismo muy concurrida durante todo el año, pudiendo así ser factible construir un camping que este operativo durante todo el año, el cual además presenta una buena incidencia de la luz solar en la zona gracias a su orientación, acimut 9°.

Coordenadas: Latitud 38° 23' 40.22" Longitud 0° 24' 32.52"

3. Introducción al mercado eléctrico de autoconsumo

Tradicionalmente, el concepto de autoconsumo se entiende como el consumo por parte de los productores de bienes o servicios de los productos que ellos mismos producen.

El autoconsumo o consumo propio de energía eléctrica (consumo de energía por la misma persona física o jurídica que la genera), se ha venido aplicando en instalaciones de cogeneración dentro del régimen especial de producción de energía eléctrica. Es un término que engloba la **producción de energía eléctrica mediante una instalación propia en una vivienda (o en otro tipo de edificios)** y destinada a satisfacer el consumo habitual en dicho domicilio (o en la empresa, organización o industria de turno).

Actualmente, otras tecnologías como la solar térmica, la eólica o la biomasa, están en condiciones de suministrar energía eléctrica para autoconsumo de una manera competitiva, según el recurso disponible y coste de la instalación, lo que ha despertado el interés por ellas.

En este documento, se analizará el autoconsumo mediante la tecnología fotovoltaica debido a que es el punto de mira de desarrollo del mismo, por la sencillez y facilidad de implementación de los sistemas fotovoltaicos (FV). Por lo tanto, de ahora en adelante, cada vez que se nombre el autoconsumo, se referirá a autoconsumo fotovoltaico.

Para entender de una manera más adecuada la importancia del autoconsumo, así como sus beneficios y costes, que son lo que la hacen realmente rentable e interesante para su fomento, vamos a definir una serie de conceptos que son: Paridad de Red

Paridad de red:

Por **paridad de red** (en inglés grid parity) entendemos la coincidencia entre el coste de producir un kWh directamente en un punto de consumo y el coste de otro kWh suministrado por la red en ese mismo punto de consumo. Concepto que va de la mano del autoconsumo.

Se dice que una tecnología ha alcanzado la Paridad de Red, *cuando el coste de su producción eléctrica es igual o inferior al coste de la energía obtenida del sistema eléctrico.*

Alcanzar la paridad de red implica un punto definitivo en el desarrollo de las tecnologías de generación para autoconsumo, ya que les convierte en competidoras directas de las tecnologías de generación convencionales.

Se pueden distinguir **tres tipos** de Paridad de Red:

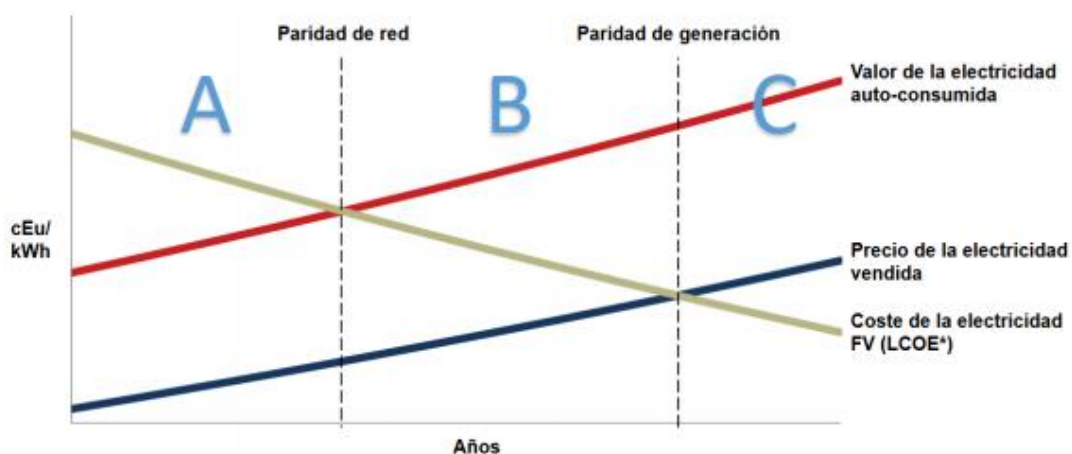
1. Punto de consumo aislado: el coste de la autoproducción es igual o inferior al coste de desarrollar las redes hasta el punto de consumo más el coste del suministro posterior.
2. Coste de generación: el coste de autoproducción es igual o inferior al coste de generación del sistema eléctrico centralizado.
3. Coste total de suministro: el coste de autoproducción es igual o inferior al coste total del suministro de un sistema centralizado, que incluiría los costes

de generación, transporte y distribución y otros costes que deban ser sufragados

En los dos últimos casos, el consumidor, además de producir energía para su consumo, permanece conectado al sistema para garantizarse el suministro eléctrico cuando su instalación de generación no esté disponible o no sea suficiente para cubrir sus necesidades, y para verter al sistema la energía producida que no es consumida. Pero en la práctica, si se tiene en cuenta una perspectiva económica, un consumidor de electricidad instalará una central de generación de electricidad y producirá su propia energía cuando su coste sea inferior a los costes de su factura eléctrica actual.

La **Paridad de Generación** representa el momento en el que la tecnología fotovoltaica además comienza a ser rentable si inyectamos a la red toda la producción de nuestra instalación fotovoltaica.

En las siguientes figuras se muestran los tres escenarios que forman la paridad de red y paridad de generación.



Grafica 1 - Paridad de red y paridad de generación. Escenarios - Fuente 2

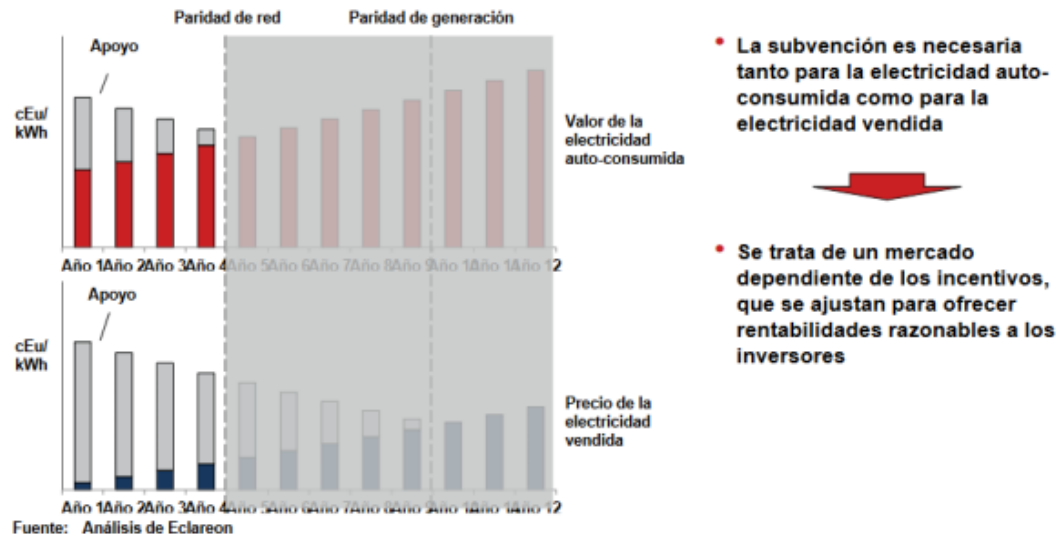
Como se puede observar en la gráfica, la **paridad de red** se alcanza cuando el coste que supone para el usuario generar su propia electricidad fotovoltaica iguala el coste de comprar la electricidad de la red (precio retail), en este momento es preferible autoconsumir la propia energía generada que comprarla a cualquier distribuidora.

El costo de la producción de energía fotovoltaica se expresa como LCOE (Levelized Cost Of Electricity), que define el coste teórico constante requerido para la producción de 1 kWh mediante un sistema FV durante toda su vida útil.

La **paridad de generación**, se alcanza cuando el precio al que se vende la electricidad generada mediante tecnología fotovoltaica es igual a su coste de producción.

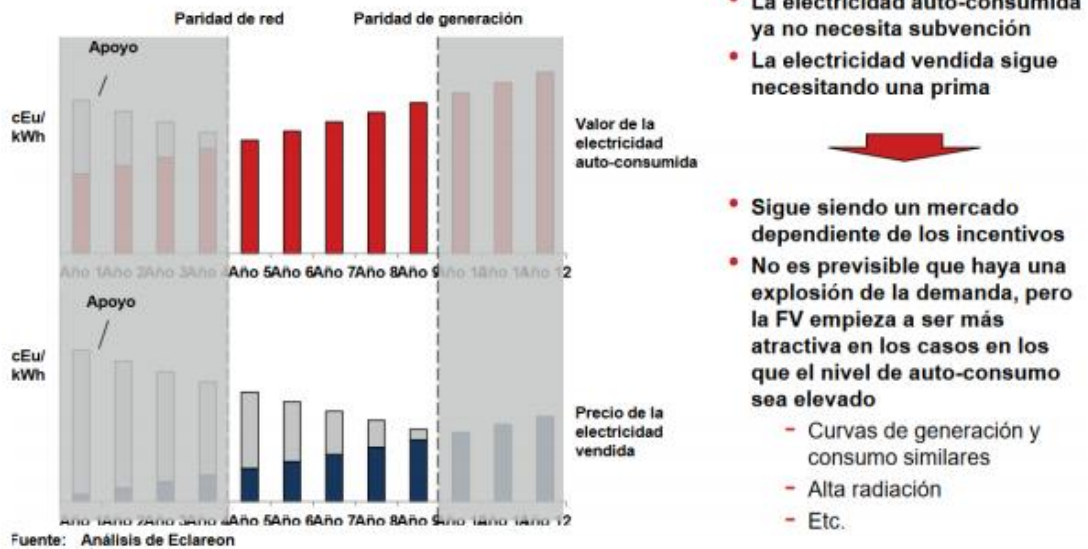
Como podemos ver en la figura anterior la paridad de red y paridad de generación, forman tres escenarios posibles. A continuación se muestran unas gráficas brevemente explicativas que definen cada uno de los escenarios posibles:

ESCENARIO A



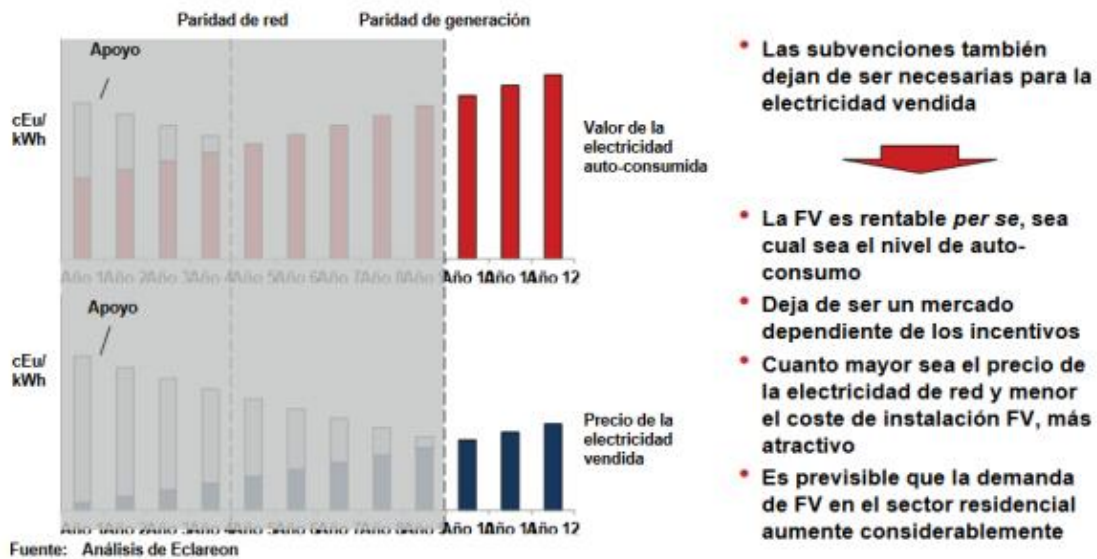
Gráfica 2 - Antes de la paridad de red - Fuente 2

ESCENARIO B



Gráfica 3 - Después de la paridad de red - Fuente 2

ESCENARIO C



Gráfica 4 - Tras la paridad de generación - Fuente 2

3.1. Instalación de autoconsumo.

Evolución del autoconsumo y sus marcos reguladores

Existen numerosas leyes y reales decretos que se han ido modificando con el tiempo, donde se habla del derecho de cualquier sujeto a la producción de energía eléctrica y al aprovechamiento de la misma. Por eso, a continuación se exponen las leyes que han tratado sobre estos temas o los referentes a ellos desde que se empezó a tratar de regularlos. Como veremos en este apartado y en posteriores, el sector eléctrico en este ámbito es bastante complejo

El sector fotovoltaico empieza a crecer con la **Ley 54/1997**, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico y con el **Real Decreto 2818/1998**, de 23 de diciembre, que establece las primas que es lo que ha incentivado desde su creación a las instalaciones de este tipo de tecnología limpia como es la tecnología solar fotovoltaica. El **Real Decreto 1663/2000**, simplifica los procedimientos de conexión de instalaciones y esto también ayuda a que la población se aventure a intentarlo con esta tecnología creciente, igualmente pasa con la publicación del **Real Decreto 436/2004**, que recoge las primeras tarifas.

La **Ley 38/1992** de impuestos especiales establece que la energía eléctrica destinada al autoconsumo de los titulares de las instalaciones no está sujeta al régimen de impuestos especiales, así como el autoconsumo en instalaciones de producción, transporte o distribución.

La **Ley 54/1997**, de 27 de Noviembre, del sector eléctrico (derogada por la Ley 24/2013), incluye el concepto de autoprodutor en la definición de productor. En el capítulo II del título IV, se autoriza la producción en régimen especial, igual que el destino de dicha energía y las obligaciones y derechos que tienen los productores que se vinculan a este tipo de instalaciones de producción de energía eléctrica. También se establece que dichas instalaciones deben inscribirse en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

En el **Real Decreto 2818/1998**, de 23 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración se establece una prima a pagar por kWh de energía vertida a la red. En este real decreto se desarrolla, en lo que se refiere al régimen especial, de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, lo relativo a los requisitos y procedimientos para acogerse al régimen especial, los procedimientos de inscripción en el registro correspondiente, las condiciones de entrega de energía y el régimen económico.

El **Real Decreto 1663/2000**, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión y que efectúa el desarrollo reglamentario de la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, mediante el establecimiento de las condiciones técnicas y administrativas de conexión a la red de baja tensión de las instalaciones fotovoltaicas, estableciendo así una regulación para este tipo de instalaciones e intensificando la presencia en el mercado, simplificando los trámites de conexión dada la nula participación de las instalaciones en régimen especial. Además, fija el objetivo de incentivar las instalaciones en régimen especial.

El **Real Decreto 1955/2000** por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece que el acceso a la red de distribución es un derecho para productores, según quedan definidos en la Ley 54/1997, que pueden producir tanto para autoconsumo total como parcial.

El **Real Decreto 436/2004**, de 12 de Marzo, establece una metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Este Real decreto crea un marco normativo sólido, con un objetivo bien definido y transparente con el que se consiga la apuesta de nuevos productores de energía eléctrica a través de régimen especial, unificando la normativa de desarrollo iniciada ya con la Ley 54/1997, del sector eléctrico y con las modificaciones iniciadas por el Real Decreto 2818/1998. A partir de este momento el titular de la instalación puede optar por vender su producción recibiendo una retribución en forma de tarifa regulada o un precio negociado en el mercado. Con este método se logró hacer atractiva la inversión privada en estas energías que, de otra forma, no podrían competir en igualdad de condiciones con otras energías convencionales.

El **Real Decreto 661/2007**, de 25 de mayo, regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. Estableció el marco retributivo a aplicar en dichas instalaciones de producción. Esta retribución solo se aplica a las instalaciones fotovoltaicas con inscripción definitiva en el RAIPRE antes de septiembre de 2008. El titular de la instalación podía optar por vender su energía a una tarifa única o vender la energía en el mercado diario, mercado a plazo o a través de un contrato bilateral, ganando así la posibilidad de ser primado.

El **Real Decreto 1578/2008**, de 26 de Septiembre, establece la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007. Introduce cupos anuales de potencia incrementados anualmente, un mecanismo de pre asignación de la retribución, una reducción trimestral de tarifa en función del grado de cobertura del cupo anterior y la clasificación de las instalaciones:

- Tipo I. Cubiertas o fachadas de construcciones fijas, cerradas, hechas de materiales resistentes, dedicadas a usos residencial, de servicios, comercial o industrial, incluidas las de carácter agropecuario. Estructuras fijas con uso de cubierta de aparcamiento o de sombreadamiento.
- Tipo I.1: instalaciones del tipo I, con una potencia inferior o igual a 20 kW.
- Tipo I.2: instalaciones del tipo I, con una potencia superior a 20 kW.
- Tipo II. Instalaciones no incluidas en los tipos anteriores.

El **Real Decreto 6/2009** por el que se adoptan determinados cambios en el acceso a la retribución de las instalaciones de producción de régimen especial con objeto de contener el incremento del déficit tarifario cada vez más pronunciado. Crea un “Registro de Preasignación” en el cual, deberán inscribirse todas las instalaciones de régimen especial para poder tener derecho a la percepción del régimen retributivo y económico fijado en el RD 661/2007.

El **Real Decreto-Ley 14/2010**, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico. Teniendo en cuenta el enorme crecimiento de las instalaciones fotovoltaicas, y conservando el principio de suficiencia de su retribución, por el desvío y la falta de previsión de la producción de dicha tecnología, se establece la posibilidad de limitar las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima. De este manera se fijan unos valores de referencia de acuerdo con los valores utilizados para el cálculo de su retribución establecidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, en aquellas instalaciones acogidas al Real Decreto 661/2007 y RD 1578/2008. Estos Reales Decretos regulan la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, teniendo en cuenta la zona solar climática donde se encuentre la instalación, de acuerdo con la clasificación de zonas climáticas según la radiación solar media en España establecidas en el Real Decreto 314/2006.

El **Real Decreto 1565/2010**, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican aspectos relativos a la producción de energía eléctrica en régimen especial. Se define el concepto de modificación sustancial de una instalación a efectos de renovación del régimen económico. Aplica una nueva remuneración para los tres tipos de instalaciones:

- Instalaciones de tipo I.1: 5% de reducción.
- Instalaciones de tipo I.2: 25% de reducción.
- Instalaciones de tipo II: 45% de reducción

Por todo ello se establece la necesidad de instalación de equipos de medida en bornes de los grupos de generación cuando sea condición necesaria y se agilizan los procedimientos mediante la utilización de medios electrónicos, en la medida de lo posible.

El **Real Decreto 1699/2011**, de 18 de Noviembre, regula la conexión a la red de pequeños sistemas de producción de menos de 100 kW. El presente real decreto deroga el Real Decreto 1663/2000, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión, ampliando el ámbito de aplicación de la nueva regulación y manteniendo la estructura básica de su contenido.

Se simplifican los requisitos para instalaciones de pequeña potencia, estableciendo procedimientos abreviados para instalaciones de hasta 10 kW nominales, que pretendan conectarse en puntos donde ya exista un suministro, quedando además estas instalaciones exentas de avales. También se excluyen del régimen de autorización administrativa las instalaciones de producción con potencia nominal no superior a 100 kW y se anuncia la posibilidad del autoconsumo total o parcial de la electricidad producida por estos sistemas.

Regula todas las condiciones técnicas a cumplir por las instalaciones sin distinguir si estas dedican la energía producida a venta o a autoconsumo. Con estas medidas se pretende el desarrollo de la generación distribuida, que presenta beneficios para el sistema como son la reducción de pérdidas en la red, la reducción de necesidades de inversiones en nuevas redes y, en definitiva, una minimización del impacto de las instalaciones eléctricas en su entorno.

El **Real Decreto 1/2012**, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de pre asignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. Este recorte de retribución se debió a la no reducción del déficit tarifario que obligo a establecer esta decisión si se pretendía acabar o como mínimo reducirlo. Fue uno de los golpes más duros que sufrió la tecnología solar fotovoltaica.

El **Real Decreto-Ley 2/2013**, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero. Se establece que todas aquellas metodologías de actualización de retribuciones que se encuentren vinculadas al IPC, sustituyan éste por el Índice de Precios de Consumo a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos. Y también establece la necesidad que el régimen económico primado se sustente únicamente en la opción

de tarifa regulada, sin perjuicio de que los titulares de las instalaciones puedan vender su energía libremente en el mercado de producción sin percibir prima.

La **Ley 3/2013**, de 4 de junio, tiene por objeto la creación de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, que velará por el correcto funcionamiento de los mercados y sectores supervisados por la Comisión Nacional de Energía, la Comisión del Mercado de las Telecomunicaciones, la Comisión Nacional de la Competencia, el Comité de Regulación Ferroviaria, la Comisión Nacional del Sector Postal, la Comisión de Regulación Económica Aeroportuaria y el Consejo Estatal de Medios Audiovisuales. La presencia de entidades que controlan el mercado, pero de forma separada, con sus respectivos órganos de gobierno y medios materiales, exige una reforma profunda teniendo en cuenta su semejanza, que haría posible su ejercicio en una sola institución.

El **Real Decreto ley 9/2013**, de 12 de Julio, por el que se adoptan medidas urgentes, equilibradas, proporcionadas y de amplio alcance, destinadas a garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico y dirigido a todas las actividades del sector eléctrico. Deroga expresamente el Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y el Real Decreto 1578/2008, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, para dicha tecnología.

El sistema eléctrico español genera un déficit tarifario que, debido a que los costes reales asociados a las actividades reguladas y al funcionamiento del sector eléctrico, resultan superiores a la recaudación por los peajes que fija la administración y que pagan los consumidores. Este incremento de los costes del sistema es debido en gran parte a las primas del régimen especial y las anualidades de déficits acumulados.

La **Ley 15/2013**, de 17 de octubre, por la que se establece la financiación con cargo a los Presupuestos Generales del Estado de determinados costes del sistema eléctrico, ocasionados por los incentivos económicos para el fomento a la producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías. Esta medida se establece debido al duro golpe que supondría a las economías domésticas un nuevo incremento de los peajes de acceso.

Buscando fomentar las energías renovables se opta por la alternativa de una medida temporal para cubrir los costes del sistema mediante transferencias específicas de los Presupuestos Generales del Estado financiados mediante un crédito extraordinario, evitando un nuevo esfuerzo a los consumidores, que afectaría a su capacidad de consumo e inversión. Todo ello con el objetivo principal de aminorar el impacto de la factura eléctrica sobre los consumidores y contribuir a la mejora de la competitividad de las empresas y al desarrollo de la actividad económica.

La **Ley 24/2013**, de 26 de diciembre, fija los criterios de revisión de parámetros retributivos y el establecimiento del régimen retributivo específico mediante procedimientos de concurrencia competitiva. Tiene como finalidad regular el sector eléctrico garantizando el suministro eléctrico con los niveles necesarios de calidad y al mínimo coste posible, asegurar la sostenibilidad económica y financiera del sistema y permitir un nivel de competencia efectiva en

el sector eléctrico. El régimen retributivo de las energías renovables, cogeneración y residuos se basará en su participación en el mercado, complementado los ingresos de mercado con una retribución regulada específica que permita a estas tecnologías competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado. Esta Ley deroga la Ley 54/1997.

En su artículo 9 regula el autoconsumo de energía, y lo define como el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor. Se distinguen además las modalidades de autoconsumo: suministro con autoconsumo, producción con autoconsumo, producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción, y cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor

Se establece que todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía auto consumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico. No obstante, se prevén excepciones para los casos en los que el autoconsumo suponga una reducción de costes para el sistema. También tendrán la obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, creado a tal efecto en el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

El **Real Decreto 413/2014**, de 6 de junio, regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Determina la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones de producción a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos a las que les sea otorgado

Las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de la energía valorada al precio del mercado, una retribución específica compuesta por un término por unidad de potencia instalada que cubra los costes de inversión y un término a la operación que cubra la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado de producción.

En este nuevo marco normativo se pretende encontrar solución al mayor problema del sector eléctrico, que es el déficit tarifario, vemos que lo que se busca es ir reduciendo las primas que se establecieron años atrás en muchas actividades del sector y que pueden verse afectadas debido a la bajada de su rentabilidad a causa de estos recortes.

El **Real Decreto 900/2015**, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo tiene por objeto el establecimiento de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo definidas en el artículo 9.1 de la Ley 24/2013.

El Real Decreto Ley 900 del 2015 establece las siguientes medidas:

- Se imponen nuevos cargos a los productores, tanto un coste fijo por la potencia instalada, como uno variable por la electricidad auto consumida.
- El decreto también contempla un sobrecargo específico para los que cuenten con baterías para almacenar parte de la electricidad producida por sus paneles solares incluyendo procesos burocráticos como:
 - Inscripción en un registro de auto consumidor.
 - Solicitud de un informe de conexión a las comercializadoras.
- Obligación de poner los equipos de medida en un lugar accesible y cerca del punto de conexión a la red de distribución.
- Prohibición de compartir instalaciones de producción entre varios usuarios.
- Todas las instalaciones de autoconsumo deberán pagar el impuesto por la energía generada y auto consumida sin que ésta pise en ningún momento la red de distribución eléctrica. El conocido “Impuesto al Sol” o peaje de respaldo, es decir cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y por otros servicios del sistema.

El **RDL 15/2018**, de 5 de Octubre, desaparece un impuesto muy criticado en Europa (Impuesto al sol) y que, en la práctica, se demostró inviable por falta de reglamento específico. El artículo 9, se aporta modificaciones a la Ley 24/2013 y al RD 900/2015.

Este RDL reconoce el derecho a auto consumir energía eléctrica sin cargos; de igual modo, se reconoce el derecho al autoconsumo compartido, y se introduce el principio de simplificación administrativa y técnica. La energía auto consumida de origen renovable estará exenta de cargos y peajes.

Las instalaciones de producción no superiores a 100 kW de potencia asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes estarán exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica y se ejecutarán de acuerdo a lo establecido en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Se introduce la aplicación del llamado balance neto tal que: “...reglamentariamente podrán desarrollarse mecanismos de compensación simplificada entre déficits de los autoconsumidores y excedentes de sus instalaciones de producción asociadas”.

El **RD 244/2019**, del 5 de abril completa el marco regulatorio impulsado por el RDL 15/2018. Reduciendo y simplificando los trámites administrativos, especialmente en el caso de los pequeños autoconsumidores (instalaciones de hasta 15kW o de hasta 100kW, en caso de autoconsumo sin excedentes).

Introduce la figura del autoconsumo colectivo de tal forma que varios consumidores puedan asociarse a una misma planta de generación, repartiendo la

energía con coeficientes fijos, lo que permitirá, con un proceso sencillo para el cliente, proyectos de autoconsumo con un mayor aprovechamiento de la energía.

Explica una variante del balance neto, es decir de la compensación de la energía producida y no consumida en instalaciones de 100 kW máxima bajo el concepto de “compensación simplificada de los excedentes “. La diferencia entre el "balance neto" establecido en el RD 15/2018 y la nueva definición del RD 244/2019 radica en que, en el primero la energía excedentaria de nuestras placas solares se contabilizaría y compensaría vatio a vatio, es decir por cada vatio vertido a la red se puede recuperar un vatio de la red eléctrica cuando se necesite, mientras que en el segundo, esta compensación no va a ser vatio a vatio, si no que va a ser una compensación económica por vatio vertido que se descontará de la factura eléctrica.

3.2. Aplicación de los marcos reguladores a nuestra instalación

Una vez analizados las diferentes Leyes y Reales Decretos de los últimos años y teniendo en cuenta los diferentes marcos reguladores que nos afectan en la elaboración de este Trabajo Fin de Grado, podemos encontrar tres momentos que definen la evolución de nuestro Proyecto.

3.2.1 Marco regulador previo al TFG

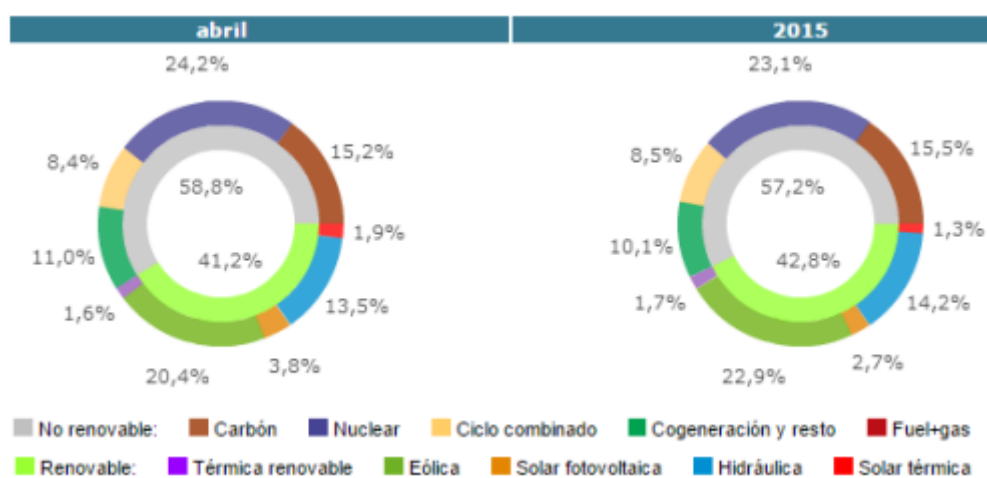
Tras elaborar el Proyecto Fin de Carrera "Instalación fotovoltaica con autoconsumo para un camping" en base al marco vigente del momento, los cambios constantes en el sector eléctrico provocan la continua actuación del legislador, siendo necesario un nuevo marco normativo para el sector eléctrico. El elemento determinante para acometer esta reforma es la acumulación de desequilibrios anuales entre ingresos y costes del sistema eléctrico y que ha provocado la aparición de un déficit tarifario que ha impedido garantizar un marco regulatorio estable.

Se publica la Ley 24/2013 que establece que todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía auto consumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico. También tendrán la obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, creado a tal efecto en el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital.

Durante los últimos veinte años se ha producido un desarrollo muy importante de las tecnologías de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Este crecimiento se debe a la aparición de marcos normativos de apoyo que establecían incentivos económicos a la producción eléctrica con estas tecnologías. En este nuevo marco normativo con

el que se pretende encontrar solución al mayor rompecabezas del sector eléctrico que es el déficit tarifario. Con el Real Decreto 413/2014 vemos que lo que se busca es ir reduciendo las primas que se establecieron años atrás en muchas actividades del sector y que pueden verse afectadas en la actualidad debido a la bajada de su rentabilidad a causa de estos recortes.

A pesar de todo eso la electricidad es un bien necesario en cualquier sociedad y es por ello que su consumo ya sea a nivel doméstico o industrial se ve levemente minimizado a causa de los recortes en retribuciones y la crisis profunda que está viviendo el país. Por lo que hace a la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables sigue siendo una cifra muy significativa, y como vemos en la siguiente figura, supone prácticamente la mitad del total de producción de energía eléctrica del país.



Grafica 5 - Generación de energía eléctrica en 2015 y abril de ese año - Fuente 3

3.2.2 Marco regulador al inicio del TFG

La elaboración del presente proyecto se empezó a realizar en 2015 momento en que se publica el Real Decreto 900/2015 y que motiva por lo expuesto a continuación el estudio del presente proyecto para desconectar la instalación fotovoltaica de autoconsumo, de la red.

El Real decreto 900/2015 regula el autoconsumo eléctrico suponiendo un freno al desarrollo de las energías limpias del país. Según la legislación del momento, si los a los auto consumidores no se les impusieran peajes para cubrir los costes del sistema (gasto en redes de transporte; distribución; en la amortización de la deuda o los sobrecostes de la generación en las islas, etc.), en cierta medida, éstos deberían ser asumidos por el resto de usuarios, lo que haría encarecer todavía más la parte regulada del kilovatio consumido.

Entre las medidas adoptadas por el RD y ya mencionadas, destaca el peaje de respaldo o el mal llamado "impuesto al sol". Se trata de un cargo que había que

pagar por seguir teniendo la red eléctrica disponible, aunque los kWh que estemos consumiendo sean generados por nuestra propia instalación. Los defensores de este impuesto se apoyaban en que la parte variable de la factura eléctrica no va íntegra a remunerar el coste de generar electricidad, sino que también se emplea para financiar el resto de costes fijos del sistema, por lo tanto, si un autoconsumidor deja de pagar esa parte de su energía cuando autoconsume, esto encarecería la factura del resto de consumidores.

El artículo 2.2 del Real Decreto 900/2015, exceptúa de la aplicación del mismo a las instalaciones aisladas y a los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía de la red eléctrica. Define la instalación aislada como aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución ni directa ni indirectamente a través de una instalación propia o ajena.

Este impuesto, por tanto, no se aplicaba a una instalación renovable aislada, ya que en ningún momento utiliza la red de transporte y distribución (ni siquiera como respaldo).

3.3.3 Marco regulador en la actualidad

Actualmente el mercado regulador ha seguido evolucionando y las premisas que impulsaron el estudio de este proyecto han cambiado.

El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores” pone fin a casi de 3 años de trabas para la instalación de energías renovables, implantadas con el RD 900/2015.

- Con la legislación anterior, había que enfrentar una gran cantidad de trámites administrativos a la hora de legalizar una instalación de autoconsumo conectada a red. Como ejemplo, la primera instalación compartida en España necesitó un año de papeleos y burocracia hasta su puesta en funcionamiento. Uno de los cambios más importantes de esta reforma es la simplificación de los trámites. Según el nuevo decreto, solo las instalaciones grandes que vayan a verter electricidad a la red deben pedir permiso a las compañías eléctricas para conectarse. Las instalaciones domésticas quedan exentas de ese requisito, además de la obligatoriedad de apuntarse al registro de autoconsumo.
- El nuevo decreto también prohíbe establecer cargos o peajes a toda energía renovable e introduce el concepto de balance neto.
- La anterior legislación contemplaba sanciones desorbitadas (que podían llegar hasta los 60 millones de euros) para las instalaciones que no cumplieran con la normativa. El nuevo decreto establece que la sanción

nunca podrá superar el 10% de la factura anual del consumidor, algo mucho más razonable.

Con los nuevos cambios implantados por el dos últimos Reales Decretos, vuelve a ser atractivo el conectar la instalación de autoconsumo a red.

4. Instalación Solar Fotovoltaica Aislada con generador diésel

El emplazamiento del camping se encontraba en la ciudad de Alicante junto a la playa de San Juan (Anexo I - Plano 1). Se decidió que este fuese el lugar para el estudio debido a estar en una zona de turismo muy concurrida durante todo el año, pudiendo así ser factible construir un camping que este operativo durante todo el año, el cual además presentaba y presenta una buena incidencia de la luz solar en la zona gracias a su orientación, acimut 9°.

Coordenadas: Latitud 38° 23´ 40.22" Longitud 0° 24´ 32.52"

La instalación fotovoltaica se situada en suelo. Según el PVGIS la inclinación ideal es la de 35° pero debido a la situación de nuestra instalación con 9° de acimut, la inclinación óptima de nuestros paneles podría ser diferente a la indicada por el PVGIS. Tras realizar un estudio en el PVsyst vemos que la inclinación óptima para nuestra instalación es de 30° en vez de 35°, ya que aunque el factor de transposición es el mismo las pérdidas respecto al óptimo son menores con la inclinación de 30°.

Nuestra instalación constara de un solo campo de producción (Anexo I - Plano 2), formado por quince cadenas, cada una con un total de 22 paneles en serie, lo que nos da un total de 329 paneles de 230 W_p y 25 V de la marca Gloria Solar modelo GSM6. Por tanto tendremos en total una potencia de 75,6 kW_p, funcionando a una tensión de 649 V para el inversor (de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun Power de 70 kW de potencia) y desarrollando una intensidad de 7,81 A por cadena.

La instalación está formada por los elementos que se describen a continuación, detallando en cada caso las características técnicas de cada uno. Sus fichas técnicas se encuentran en el Anexo II: Catalogo de componentes.

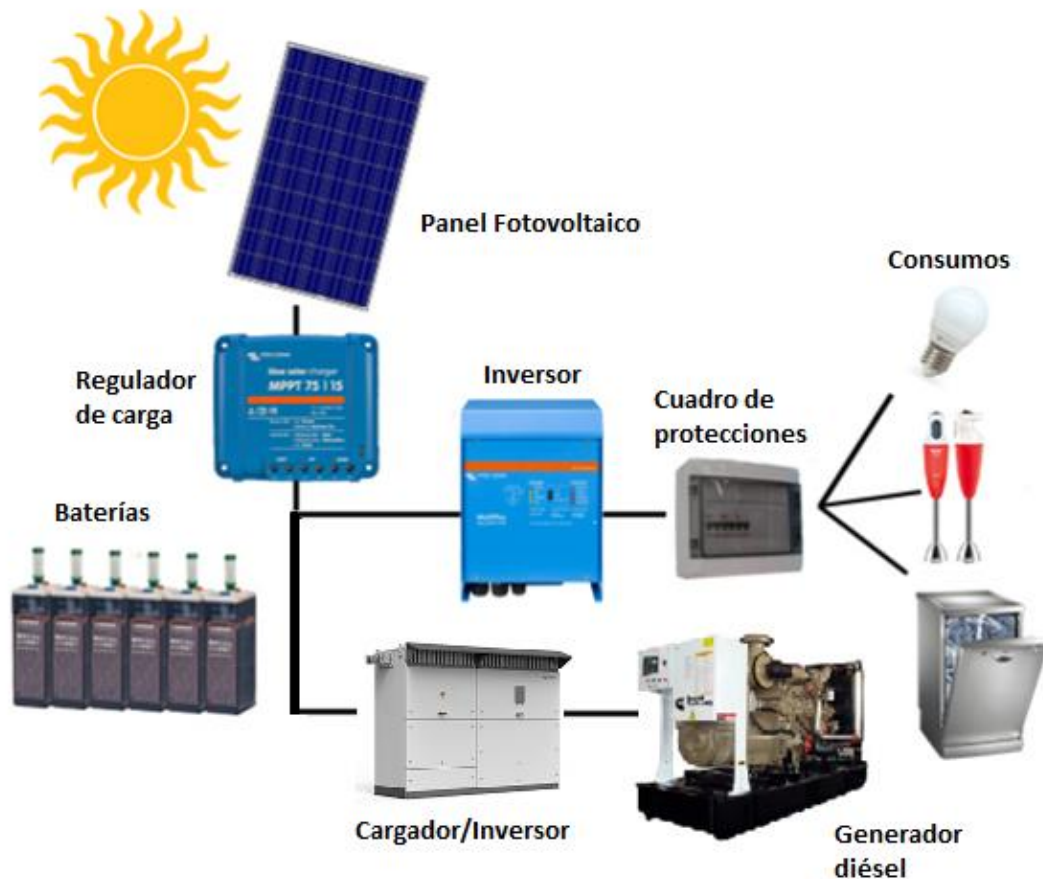


Imagen 2 - Esquema instalación solar fotovoltaica aislada con generador diésel - Fuente 4

4.1. Módulos fotovoltaicos.

Los principales componentes de los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red son los módulos fotovoltaicos, por lo que a continuación se describe con mayor detalle la funcionalidad y características técnicas de los mismos.

Los módulos que vamos a utilizar para nuestra instalación pertenecen al fabricante Gloria Solar modelo GSM6 (230Wp).



Imagen 3 - Panel solar GSM6 - Fuente 5

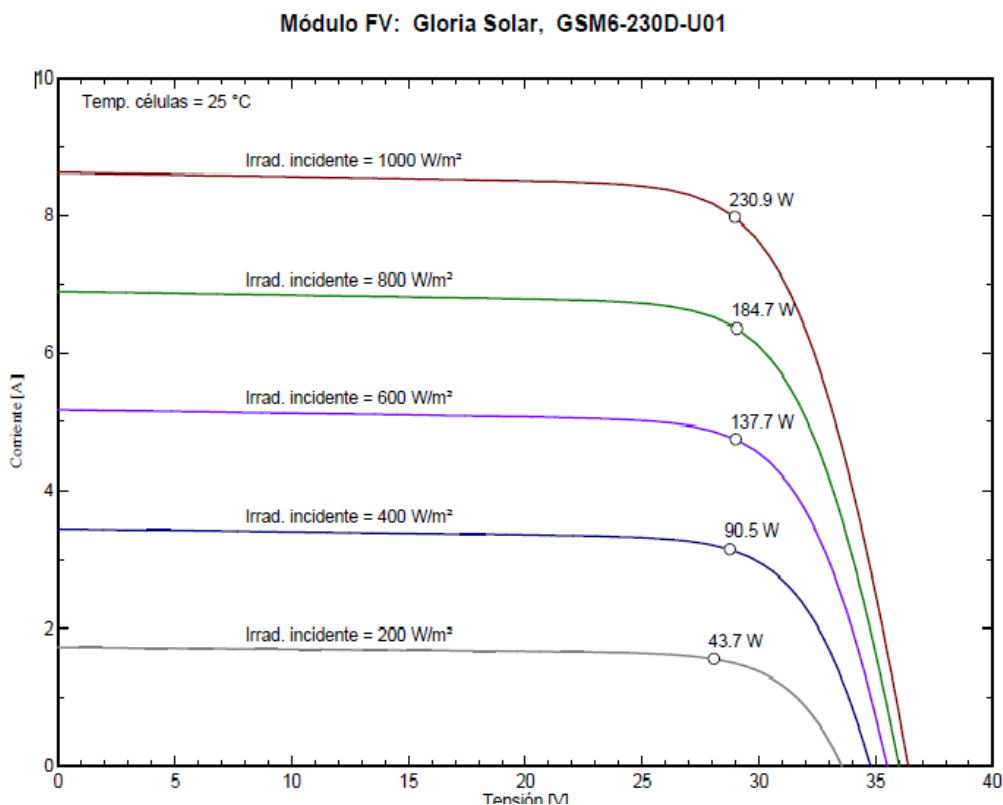
Características técnicas del módulo fotovoltaico (características obtenidas del software de simulación PVsyst):

Potencia STC	P_{nom} = 230 Wp	Tecnología	Si-poly
Dimensiones módulo	0,982 x 1,638 m ²	Superficie bruta módulo	1,61 m ²
Cantidad de células	1 x 60	Sup. sensible	N/A m ²
Especificaciones para el modelo			
Temperatura de referencia	T _{ref} = 25 °C	Irradiancia de referencia	G _{ref} = 1000 W/m ²
Tensión de circuito abierto	V _{oc} = 36,4 V	Corriente de cortocircuito	I _{sc} = 8.62 A
Tensión punto potencia máx	V _{mpp} = 29,5 V	Corriente punto potencia máx	I _{mpp} = 7,81 A
Potencia máxima	P _{mpp} = 230,4 W	Coef. De temp.	I _{sc} = 5,6 mA/°C
Parámetros de modelo con un diodo			
Resistencia paralelo	R _{paral} = 180 ohm	Corriente saturación diodo	I _{o ref} = 6 nA
Resistencia serie	R _{serie} = 0,32 ohm	Coef. De temp.	V _{oc} = 0 mV/°C
		Factor calidad diodo	Gamma = 1,12
Parámetros de polarización inversa para comportamientos en sombreado parcial			
Características inversas	B _{rev} = 3,20 mA/V ²	Tensión directa diodos bypass	-0,7 V
Cantidad diodos bypass por módulo	3		

Resultado modelo para las condiciones estándar (STC: T=25°C, G=1000W/m², AM=1.5)

Tensión punto potencia máx	V _{mpp} = 29.0 V	Corriente punto potencia máx	I _{mpp} = 7,97 A
Potencia máxima	P _{mpp} = 230,9 Wc	Coef. de temp. potencia	miP _{mpp} = -0,40 %/°C
Eficiencia (/ Sup. Módulo)	Efic _{mod} = 14,4%	Factor de forma	FF = 0,736
Eficiencia (/ Sup. células)	Efic _{cél} N/A %		

La curva V-I del panel es la siguiente:



Gráfica 6 - Curva V-I del panel fotovoltaico - Fuente 6

La conexión de los módulos fotovoltaicos se ha realizado en serie, de manera que la tensión entra dentro del rango del inversor, el cual es de 405-750 V. La tensión que nos proporcionada cada panel es de 25 V, al conectar los paneles en series de 22, la tensión nominal de funcionamiento resultante será de 550 V.

Al tener los paneles conectados en serie en cada cadena, todas las células fotovoltaicas producen al mismo nivel, de manera que si una de ellas produce menos por encontrarse en mal estado o estar recibiendo sombras, el resto se comportaran de la misma manera aunque su estado sea optimo, es por esto que el IDAE establece una distancia mínima de separación entre cadena y cadena, la cual nosotros hemos aumentado con el fin de que nuestros paneles reciban radiación solar un número mayor de horas en ciertos meses del año.

El rendimiento de los módulos fotovoltaico también se ve afectado por la temperatura, siendo este menor cuanto mayor sea la temperatura de funcionamiento.

Se puede considerar como válidas las siguientes aproximaciones:

- La potencia de una célula disminuye un 0,5 % por cada grado centígrado de aumento de su temperatura por encima de 25°C.
- La temperatura de las células que forman un módulo fotovoltaico es unos 20°C mayor que la temperatura ambiente.

4.2. Estructura de fijación

La estructura utilizada para fijar los paneles al suelo estará compuesta por 4 estructuras separas, 3 estructuras de aluminio ajustable para 7 módulos verticales (1642x994) y una estructura de aluminio ajustable para 1 modulo vertical (1642x994), ambas del fabricante TECHNO SUN.

Al tener cadenas de 22 módulos en serie, nuestra configuración nos permitía escoger varios tipos de combinaciones de estructuras, sientio la expuesta anteriormente (3 estructuras de 7 módulos y una estructura de un módulo) la más económica. En toda nuestra instalación disponemos de 15 cadenas, un total de 45 estructuras de 7 módulos y 15 estructuras de un módulo.

4.3. Inversor

El inversor transforma la energía eléctrica en corriente continua (c.c.) que proporcionan las placas en energía eléctrica en corriente alterna (c.a.) para el consumo, funcionando a partir de un umbral mínimo de radiación solar. La tensión de entrada del inversor será en corriente continua y será la misma que la tensión de la instalación que normalmente son de 12 V, 24 V o 48 V, mientras que a la salida se obtendrá un valor de 230 V en corriente alterna. Otro dato importante que debe suministrarnos el fabricante es el rendimiento del inversor. Son valores habituales entre el 91% y el 95%. Será un valor a tener en cuenta a la hora de calcular la instalación, puesto que estas pérdidas de energía en el inversor deben ser proporcionadas por los paneles. Esto nos llevará a tener que aumentar el número de paneles que necesitamos, para poder compensar las pérdidas.

El inversor seleccionado para esta instalación es de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun 70 los cuales poseen una potencia nominal de 73 kW, con una tensión máxima de entrada de 900 V. Por lo tanto en la salida de la instalación tenemos una potencia de 70 kW.

El hecho de que la potencia instalada sea superior a la potencia de salida de los inversores no supone ningún inconveniente, ya que se ha de tener en cuenta que la potencia pico (W_p) es una potencia medida en laboratorio, calculada a partir de un eje lumínico de 1000 W/m^2 , normal a la superficie y en un ambiente con temperatura a 25°C , con el objetivo de comparar las placas de los diferentes fabricantes.

En situación de explotación real no se consigue una irradiancia de 1000 W/m^2 sobre superficies inclinadas más que en algunos mediodía solares del mes de enero, en los que los rayos solares son los más bajos de todo el año.

El inversor irá colocado en una caseta diferenciada del resto de la instalación junto con los cuadros que contienen las protecciones de corriente alterna necesarias para el buen funcionamiento de la instalación.



Imagen 4 -Inversor Ingecon Sun 70 - Fuente 7

Las características técnicas del inversor son las siguientes:

Características de entrada (lado generador FV)

Modo funcionamiento	MPPT		
Tensión MPP Mínima	Vmin 405 V	Potencia nominal FV	Pnom DC 73 kW
Tensión MPP Máxima	Vmax 750 V	Potencia máxima FV	Pmax DC 91 kW
Tensión FV máx Absoluta	Vmax array 900 V	Corriente máxima FV	Imax DC N/A A
Tensión Mínima para Pnom	Vmin PNom 405 V	Umbral Potencia	Pthresh. 480 W
Comport. en Vmín/Vmáx	Limitación	Comportamiento en Pnom	Limitación

Características de salida (lado red CA)

Tensión de Red	Unom 400 V	Potencia nominal CA	Pnom AC 70 kWac
Frecuencia de la red	Freq 50/60 Hz	Potencia máxima CA	Pmax AC 77 kWac
	Trifásico	Corriente CA nominal	Inom AC 101 A
Eficiencia máxima	Max Eff. 97.2 %	Corriente CA máxima	Imax AC 131 A
Eficiencia media europea	Euro Eff. 96.1 %		

Notas y Características técnicas

Monitorización aislamiento generador, Inter. CC interno,
Inter. CA interno, Ajusta desconexión de la tensión de salida,

Tecnología: LF Transfo, IGBT

Protección: IP 20

Control: LCD 64x128

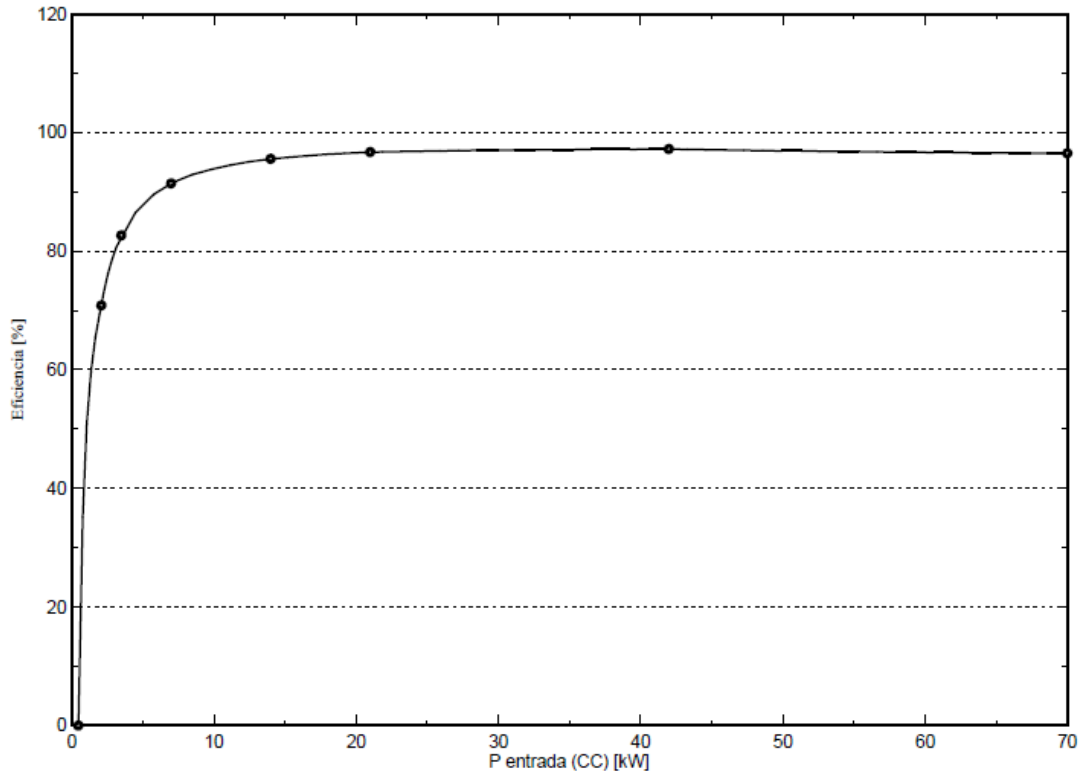
Dimensiones: Ancho 1031 mm

Altura 1761 mm

Fondo 877 mm

Peso 026.00 kg

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada



Gráfica 7 - Potencia de eficiencia vs Potencia de entrada - Fuente 7

4.4. Protecciones

La protección en la parte de corriente continua la vamos a realizar a través de la caja *Fronius String Control 250/30*. Esta caja nos permite la protección de hasta 30 ramales de módulos fotovoltaicos. A su vez, permite cumplir los requisitos exigidos por el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la Red de Baja Tensión.

La caja Fronius String Control contiene en su interior todas las protecciones necesarias para la instalación, que se detallan a continuación:

- Interruptor-DC integrado externamente para un aislamiento seguro entre el campo fotovoltaico y el inversor, que permite la desconexión en carga del

campo fotovoltaico, evitando así que el posible arco fotovoltaico producido afecte a la seguridad de las personas.

- Protección mediante fusibles-DC en ambos polos de la cadena de módulos que actúan protegiendo los diferentes grupos de módulos contra posibles cortocircuitos en la línea.
- Tipo de protección IP 55, que según la nomenclatura estándar IEC 60529, el primer número hace referencia al nivel de protección contra el ingreso de objetos sólidos (protección contra polvo, no debe entrar una cantidad de polvo tal que interfiera en el correcto funcionamiento del equipamiento) y el segundo número se refiere al nivel de protección contra el ingreso de agua (No debe entrar el agua arrojada a chorro desde cualquier ángulo).
- Todas estas protecciones vienen dentro de un equipo que incluye grado de aislamiento Clase II y protección contra infiltraciones de agua y rayos ultravioletas.



Imagen 5 - Caja de protección Fronius String control 250/30 - Fuente 8

Los elementos y dispositivos electrónicos de protección que se utilizarán en el proyecto serán el fusible para proteger los reguladores, y el interruptor diferencial junto con el magnetotérmico que protegerá la instalación eléctrica por si a la salida de los inversores hubiese algún problema.

Los fusibles elegidos se tomarán de la empresa DF Electric, ya que es muy adecuada para instalaciones fotovoltaicas aisladas como la nuestra. El valor de los parámetros de cada fusible se deberá calcular en función del voltaje e intensidad que transcurra por la zona a asegurar. Se han escogido fusibles con la tecnología NH gPV. Los cartuchos fusibles de cuchilla NH gPV DC para instalaciones fotovoltaicas de DF Electric han sido desarrollados para ofrecer una solución de protección segura, compacta y económica en las instalaciones fotovoltaicas.

Proporcionan protección contra sobrecargas y cortocircuitos (clase gPV de acuerdo a la norma IEC 60269-6).

Otro elemento que se usará para proteger la instalación será el interruptor magnetotérmico esto es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente en un circuito: el magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga. Al igual que los fusibles, los interruptores magnetotérmicos protegen la instalación contra sobrecargas y cortocircuitos.

Tendremos el interruptor diferencial que es un dispositivo electromecánico que se coloca en las instalaciones eléctricas de corriente alterna con el fin de proteger a las personas de los contactos directos e indirectos provocados por el contacto con partes activas de la instalación (contacto directo) o con elementos sometidos a potencial debido, por ejemplo, a una derivación por falta de aislamiento de partes activas de la instalación (contacto indirecto). También protegen contra los incendios que pudieran provocar dichas derivaciones.

4.5. Conductores.

Los conductores escogidos son de la marca Prysmian del tipo P-SUN SP, creados especialmente para instalaciones solares fotovoltaicas.

Están compuestos por un cable de cobre flexible de 0,6/1 kV (1,8 kV en tensión continua) resistente a la intemperie, para instalaciones fotovoltaicas. Con aislamiento de goma EI6 y cubierta cero halógenos EM5. Libre de halógenos, no propagador de la llama, con baja emisión de gases tóxicos y nula emisión de gases corrosivos. Diseñado según DKE/VDE.2.3. Tipo P-SUN SP.

En nuestra instalación hemos utilizado cables de diferentes secciones:

- 16mm² para conectar los módulos y la caja de conexiones.
- 50mm² para conectar la caja de conexiones con el inversor.
- 95mm² para conectar el inversor con el punto de conexión.

4.6. Regulador de Carga

Son los elementos encargados de transferir la energía eléctrica que proporcionan las placas hasta las baterías y también de controlar la descarga de estas hasta los elementos de consumo de la energía. Este aparato se encargará

principalmente del control del proceso de carga de las baterías, evitando las sobrecargas que puedan ocurrir en picos de máxima potencia y desconectando automáticamente la batería de las placas cuando las baterías estén llenas. También se ocupará de evitar la descarga de las baterías hacia placas en horas o tiempos de baja o nula radiación. Y por último controlar que la descarga de las baterías no sobrepase la profundidad de descarga máxima. Las características que definen al regulador son la tensión de trabajo y la corriente máxima de entrada que puede soportar. La tensión de trabajo V_r con la que actúa el regulador es la tensión en continua de la instalación.



Imagen 6 - Controlador de carga solar MPPT con selección automática de voltaje - Fuente 9

Para nuestra instalación se utilizarán reguladores maximizadores con tecnología MPPT. Los parámetros del regulador importantes son la intensidad máxima de entrada I_{me} y la intensidad máxima de salida I_{ms} . Siendo I_{me} la intensidad máxima de las placas las cuales podremos colocar en serie. La I_{ms} es la que pide la instalación que consume la energía generada y será la suma de la que se consume en c.c. más la que necesita el inversor en su entrada para garantizar los consumos de c.a. (en su salida).

4.7. Baterías

Estos elementos son los encargados de almacenar la energía eléctrica para garantizar el suministro en dos condiciones posibles:

- Ciclo diario, que proporcionan energía cuando la radiación es baja o cuando el consumo es mayor que la energía producida por las placas.
- Ciclo largo, para dar fiabilidad al sistema y proporcionar suministro al sistema durante varios días.

Las baterías serán de 48 V y se deberán asociar en paralelo para conseguir la capacidad de autonomía deseada. La tensión de trabajo se decide en función de la potencia de la instalación. Sabemos que a mayor tensión la intensidad es menor y que por tanto las pérdidas serán menores. Los parámetros fundamentales de las baterías son su capacidad medida en Amperios por hora (Ah), el cual es el valor de la energía que es capaz de almacenar, y la profundidad de descarga.

La profundidad de descarga es un dato que será proporcionado por el fabricante, se mide en porcentaje y representa la máxima cantidad de energía que podemos extraer de la batería sin que afecte a su funcionamiento. Un valor típico es del 80% ó 0,8 que es el que usaremos para realizar nuestros cálculos. La capacidad de la batería se indica con la notación C_{subíndice} siendo el subíndice el número de horas de la descarga. Es importante entender que el ciclo de carga y descarga de las baterías que se utilizan en fotovoltaica no es del 80%, puesto que el ciclo diario siempre va a ser mucho más bajo. De forma habitual no llega al 20%.

Cargamos las baterías durante el día y extraemos una parte pequeña de su energía durante la noche o en horas en que la energía que proporcionan las placas es inferior a la que se consume. Cuando se produce una combinación de varios días con baja radiación, la profundidad de descarga que habrán tenido las baterías será mayor y puede llegar a su descarga máxima. Debido al tamaño de la instalación y el consumo previsto, existen muchos días durante los periodos de menor radiación que harían que la batería llegase a su profundidad e descarga máxima. Esto reduce drásticamente su vida útil.

La manera de evitar esto es aumentando la capacidad de almacenamiento de la instalación o aumentando la potencia fotovoltaica instalada. Para evitar sobredimensionamientos en los elementos mencionados, vamos a instalar un grupo generador diésel a fin de cargar las baterías cuando la profundidad de descarga sea del 20%.



Imagen 7 - Batería 48V - Fuente 10

4.8. Grupo generador diésel

El generador diésel transforma la energía mecánica en energía eléctrica, es la base del sistema, estará siempre disponible y proporcionará la energía que la instalación fotovoltaica no pueda producir como consecuencia de poca irradiación. Debido a esto, hay que tener especial cuidado con el generador diésel y conseguir en la medida de lo posible que trabaje en un estado óptimo.

Todos los generadores diésel tienen un nivel mínimo de carga, por encima de este nivel el generador está en un estado óptimo de trabajo, pero por debajo de este nivel, que suele rondar el 30% de la potencia nominal, el fabricante no recomienda que funcione durante un periodo de tiempo prolongado ya que se pueden producir averías y provocando que la vida útil del generador se reduzca. Por ello, uno de los objetivos del sistema será combinar los dos tipos de generación de manera que el generador diésel trabaje siempre por encima de ese 30% de carga.



Imagen 8 - Generador diésel industrial - Fuente 11

4.9 Cargador/Inversor

Según hemos descrito en nuestra instalación, el generador diésel alimenta directamente las baterías en lugar de la instalación de consumo, con el fin de poder cargar las baterías en el momento que más nos convenga. Dado que la producción del generador diésel es en alterna, es necesario un cargador/inversor de baterías.

El cargador/inversor que vamos a utilizar es un Ingecon Sun Storage serie B. Es un convertidor bidireccional de baterías que puede ser usado tanto en instalaciones aisladas como conectadas a red. Este inversor de baterías presenta una avanzada tecnología de control de baterías, que permite asegurar la máxima vida útil del sistema de almacenamiento. La temperatura de baterías puede ser controlada en todo momento, garantizando una mayor amortización de la duración de las baterías.



Imagen 9 - Ingecon Sun Storage serie B - Fuente 12

5. Objetivos del Proyecto

El estudio inicial del anterior TFG parte del interés de disminuir nuestro coste en la factura eléctrica, mediante la instalación de una planta solar fotovoltaica conectada a red, de manera que parte de la energía que necesita el camping en base a los consumos tipo definidos, sea parcialmente proporcionada por dicha instalación.

El interés de que sea una instalación conectada a red, nos permite asumir en los momentos de mayor consumo o fechas de menor generación, las desviaciones de la energía consumida frente a la generada. Por otra parte el hecho de estar conectados a red nos permite disminuir la potencia instalada, disminuyendo el coste de la instalación y evitar el uso de baterías.

En caso de no estar conectados a red el coste de la instalación se encarecería notablemente, ya que deberemos depender de una capacidad de almacenaje suficiente para cubrir los momentos de mayor consumo y la potencia instalada debería ser tal que en los momentos más desfavorables de la producción permitiese cubrir el consumo de la instalación y recargar la batería para las horas nocturnas donde el consumo es elevado y la producción inexistente, lo cual es inasumible.

El Real Decreto Ley 900 del 2015 establece las siguientes medidas que desmotivan el estudio que hicimos en el anterior proyecto y motivan este TFG:

- Se imponen nuevos cargos a los productores, tanto un coste fijo por la potencia instalada, como uno variable por la electricidad auto consumida.
- El decreto también contempla un sobrecargo específico para los que cuenten con baterías para almacenar parte de la electricidad producida por sus paneles solares incluyendo procesos burocráticos como:
 - Inscripción en un registro de auto consumidor.
 - Solicitud de un informe de conexión a las comercializadoras.
- Obligación de poner los equipos de medida en un lugar accesible y cerca del punto de conexión a la red de distribución.
- Prohibición de compartir instalaciones de producción entre varios usuarios.
- Todas las instalaciones de autoconsumo deberán pagar el impuesto por la energía generada y auto consumida sin que ésta pise en ningún momento la red de distribución eléctrica. El conocido "Impuesto al Sol" o peaje de respaldo, es decir cargos asociados a los costes del sistema eléctrico y por otros servicios del sistema.

Por lo expuesto anteriormente y tras la lectura del artículo "A grandes males, grandes remedios: desconectados", vemos la necesidad de evolucionar nuestra instalación a una instalación fotovoltaica aislada y suplementada con otro tipo de producción.

En nuestro caso hemos tomado por bueno el ejemplo propuesto en el artículo y hemos realizado el estudio de una instalación fotovoltaica aislada suplementada por un generador diésel, aunque se podrían haber usado otro tipo de energías como por ejemplo la eólica.

Con el estudio hemos buscado la mejor solución técnica y económica para dar respuesta a nuestro consumo, variando la potencia instalada, la capacidad de almacenaje y viendo el consumo de diésel asociado a cada caso.

5.1 Consumos Tipo

Realizaremos una instalación solar fotovoltaica de producción de energía aislada y mediante un análisis de los consumos tipo a través de cuatro semanas tipo, determinaremos cual es la potencia instalada más adecuada para obtener un mayor ahorro anual y que de esta forma sea más rentable.

Hemos defino 4 semanas tipo de consumos, una por cada uno de los siguientes meses, Febrero, Mayo, Agosto y Noviembre. Con cada semana hemos hecho un estudio del consumo por hora de nuestra instalación y luego hemos tomado como referencia estas semanas para el resto del año, tomando la semana de Febrero para los meses de Enero, Febrero y Marzo y así sucesivamente.

También variamos a lo largo de todo el año lo consumido en iluminación exterior en función de la puesta y salida del sol.

A continuación vamos a proceder a describir cada una de las instalaciones del camping, que vienen reflejadas en el Anexo I - Plano 2, enumerando sus componentes y sus consumos por hora.

5.1.1. Bungalows

En el camping tenemos 10 Bungalows con los siguientes elementos y sus consumos.

Equipo/Instalación	Consumo (W/h)	Cantidad
Bomba de Calor/Frio (Refri)	1500	1
Bomba de Calor/Frio (Calefa)	1450	1
televisión LCD, 42 pulgadas	236	1
DVD	200	1
Frigorífico/Nevera	400	1
Lavadora	1020	1
Microondas	1200	1
Vitrocera mica	1200	1
Secador de pelo	825	1
Tostadora	900	1
Calentador de agua	1500	1
Iluminación	2485	1

Tabla 1 - Consumo Bungalow - Fuente Elaboración propia

En total un consumo de 129160 W/h por los 10 Bungalows.

5.1.2. Autocaravana

Conectamos la Autocaravana a 220V en un camping, estos cargadores suelen ser de 6 u 8A, por lo que el tiempo de carga para un batería de 100Ah es de 12 a 16 horas mínimo.

$$P = V \times I = 220V \times 8A = 1760W$$

$$1760W/12h = 150 W/h$$

Equipo/Instalación	Consumo (W/h)	Cantidad
Conexión	150	1

Tabla 2 - Consumo Autocaravana - Fuente Elaboración propia

En total un consumo de 1500W/h por la 10 autocaravanas.

5.1.3. Servicios

Tenemos un total de 8 servicios con duchas y baños distribuidos por todo el camping, 4 para chicos y 4 para chicas.

Equipo/Instalación	Consumo (W/h)	Cantidad
Secador de mano	2200	2
Iluminación	290	1

Tabla 3 - Consumo servicios - Fuente Elaboración propia

En total un consumo de 37520W/h por los 8 servicios.

5.1.4. Lavandería

Equipo/Instalación	Consumo (W/h)	Cantidad
Lavadora	1020	6
Secadora	2000	6
Iluminación	116	1

Tabla 4 - Consumo lavandería - Fuente Elaboración propia

En total un consumo de 18236W/h en la lavandería.

5.1.5. Recepción

Equipo/Instalación	Consumo (W/h)	Cantidad
Ordenador	35	1
Aire acondicionado	558,6	1
Calefacción	2000	1
Teléfono inalámbrico	25	1
Iluminación	599	1

Tabla 5 - Consumo recepción - Fuente Elaboración propia

En total un consumo de 3217,6W/h en recepción.

5.1.6. Bar

Equipo/Instalación	Consumo (W/h)	Cantidad
televisión LCD, 42 pulgadas	236	2
Cafetera	600	1
Aire acondicionado	558,6	1
Calefacción	2000	1
Teléfono inalámbrico	25	1
Nevera/Refrigerador	400	2
Congelador Grande	500	1
Freidora	1000	1
Fogones Eléctricos (4 fogones)	4500	2
Iluminación	8316	1

Tabla 6 - Consumo Bar - Fuente Elaboración propia

En total un consumo de 23271,6W/h en el bar.

Según el Código Técnico de la Edificación, sección SI 3 punto 2, las zonas de público de pie, en bares, cafeterías, etc, será de 1m² y de 1,5 m² en zonas de público sentado. La superficie total del bar es de 260 m².

5.1.7. Iluminación exterior.

La iluminación exterior del camping ha sido llevada a cabo con farolas de la marca Indal, tipo SC25I02S SCHEHERAZADE-IND, de 250 W cada una, situadas a una altura de 3 m.

Las horas en que funciona la iluminación exterior van variando a lo largo del año, teniendo un consumo por hora de 15000 W/h.

5.2 Estudio

Para realizar el estudio hemos realizado una simulación de la evolución de la generación y consumo para cada hora del año en base a los datos de generación proporcionados por el PVsyst y los consumos tipo explicados.

5.2.1 Datos y consideraciones iniciales

DATOS DE ENTRADA														
BATERIA							Factores			Generador diésel				
Tensión	Capacidad BATERIA	Energía batería	SOC inicial (Estado inicial de la batería)		SOC mínimo (Carga mínima de la batería)		Factor paneles	Factor carga	Factor descarga	Potencia Generador diésel	Consumo generador diésel (l/h)			
48 V	20000 Ah	960000 Wh	100,00%	960000 Wh	20,00%	192000 Wh	2,00	0,80	0,80	132 Kw	Esums25	9,20		
							Permite aumentar o disminuir la potencia en paneles.	mo	Pérdida de energía al descargar la batería (por rendimiento de la batería)		Esums50	18,00		
													Esums75	25,10
													Esums100	31,90
											Datos del grupo seleccionado			

Tabla 7 - Datos y consideraciones iniciales - Fuente Elaboración propia

A la hora de realizar el estudio, tenemos que tener en cuenta una serie de datos y consideraciones iniciales (tabla 7) que afectan y definen las tres partes clave de nuestra instalación:

- Batería
- Potencia Instalada (Paneles Fotovoltaicos)
- Potencia del Generador Diésel

Estos tres elementos son los que modificaremos en el estudio, para definir la mejor solución técnica y económica.

5.2.1.1 Batería:

En la tabla 8 se recogen los datos y consideraciones de las baterías:

Batería						Factores		
Tensión	Capacidad BATERÍA	Energía batería	SOC inicial (Estado inicial de la batería)		SOC mínimo (Carga mínima de la batería)		Factor carga	Factor descarga
48	20000	960000	100,00%	960000	20,00%	192000	0,80	0,80
V	Ah	Wh		Wh		Wh		

Tabla 8 - Datos Batería - Fuente Elaboración propia

- Tensión de las baterías (V): 48V
- Capacidad de batería (Ah): Capacidad de almacenamiento de nuestra instalación.
Este es uno de los datos que hemos variado a la hora de realizar nuestro estudio.
- Energía Batería (Wh): Energía máxima que es capaz de almacenar la batería. La cantidad de energía que puede suministrar una batería depende de su capacidad y de su voltaje, y se mide habitualmente en Wh (vatios-hora).
La energía se obtiene multiplicando la capacidad por la tensión de la batería.
$$1 \text{ Wh} = 1 \text{ AhV}$$
- SOC inicial (Wh y %): Estado de carga de la batería al inicio de nuestro estudio. Hemos definido que el estado inicial de la batería es del 100%.
- SOC mínimo (Wh y %): Estado de carga mínima que puede tener nuestra batería.
- Hemos definido como carga mínima de la batería el 20%, de manera que cuando llegue a ese valor, la batería deja de suministrar energía y comienza a hacerlo el grupo generador diésel si fuese necesario. De esta manera conseguimos alargar la vida útil de la batería.
- Factor de carga y descarga: Cuando se carga y descarga la batería existe una pequeña pérdida de energía, para nuestro estudio hemos definido ese factor de carga y de descarga en 0,8. Esto significa que el 20% de la energía que entra o sale de la batería se pierde.
- La vida útil de las baterías puede variar considerablemente en función del uso que la des. Para nuestro estudio hemos supuesto que la **vida útil de las baterías es de 12,5 años** debido a que se descarga hasta el SOC mínimo en repetidas ocasiones, pero si estableciésemos el SOC mínimo en 50% probablemente duplicásemos la vida útil, eso si, el gasto en diésel y la energía perdida aumentarían.

5.2.1.2 Potencia instalada (Paneles Fotovoltaicos):

- La **vida útil de los paneles** según el mercado se aproxima a los **25 años**, aunque sin un correcto mantenimiento disminuye.
- Los datos de generación de energía solar fotovoltaica que hemos utilizado, nos los ha proporcionado el programa PVsyst para una potencia tipo de 140KW. Durante la realización del estudio, esta potencia instalada la hemos ido variando con el "factor de paneles", lo que nos ha permitido conocer la generación para las diferentes horas del año para diferentes potencias instaladas. Para esta variación hemos supuesto una linealidad en la producción en función de la potencia ensayada. Una vez obtengamos la potencia instalada más favorable realizaremos un nuevo estudio con el PVsyst para obtener los datos definitivos.

Factor paneles
3,00
Permite aumentar o disminuir la potencia en paneles.

Tabla 9 - Potencia instalada - Fuente Elaboración propia

5.2.1.3 Generador Auxiliar (Generador diésel):

- Debido a que tenemos una instalación fotovoltaica aislada de red, es necesario tener una fuente de energía externa que nos proporcione la energía a consumir de manera inmediata cuando la energía generada y la almacenada en las baterías no sean suficientes. Hemos elegido un grupo generador diésel por su fiabilidad y rápida respuesta a nuestras necesidades, pero se podría haber utilizado otro tipo de generación de energía.
- La potencia del grupo generador diésel la hemos fijado en función de las horas más desfavorable de nuestro estudio. Como vemos en la tabla 10 existe a lo largo del estudio varios momentos donde la demanda de nuestra instalación de consumo es de 105480W y siendo la generación en ese momento 0Wh y el estado de la batería al mínimo (20% del total), es necesario suministrar el total de la energía a consumir en esa hora con el grupo generador diésel, siendo la energía necesaria debido al factor de descarga de 131850W. Esto nos obliga a dimensionar el generador con una potencia de 132KW.

Date	E Load	E Generada		E User	E Grid		Batería				Energía perdida	Grupo diésel		
		Inicial	Con factor		Excedente	Déficit	Energía cargada	Energía descargada	SOC batería			Energía grupo diésel	Tiempo de funcionamiento	Litros fuel
05.04.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
06.04.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
12.04.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
13.04.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
19.04.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
20.04.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
26.04.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
27.04.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
03.05.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
04.05.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
10.05.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86
11.05.2017 21	105480	0	0,00	0,00	0,00	105480,00	0,00	131850,00	48000,00	20,00%	0,00	131850,00	1,00	31,86

Tabla 10 - Horas más desfavorables del estudio - Fuente Elaboración propia

Hemos realizado ensayos con generadores de menor potencia, pero la potencia instalada y capacidad de las baterías que serían necesarias para cumplir con la demanda, y teniendo en cuenta el tiempo máximo de funcionamiento del grupo generador, serian elevadísimas, lo que aumentaría la energía generada y no aprovechada, ya sea en consumo o almacenamiento, de una manera inaceptable.

- La energía suministrada por el generador diésel se almacena en las baterías y estas la suministran a la instalación de consumo.
- La potencia del generador diésel es de 132 KW y su consumo en litros por hora, varía en función de la energía que suministre (tabla 11).

Generador diésel		
Potencia Generador diésel	Consumo generador diésel (l/h)	
132	Esums25%	9,20
	Esums50%	18,00
KW	Esums75%	25,10
	Esums100%	31,90
Datos del grupo seleccionado		

Tabla 11 - Datos generador diésel - Fuente 11

5.2.2 Desarrollo del estudio

Para desarrollar el estudio hemos utilizado la herramienta informática Microsoft Excel, en la que hemos reflejado para cada hora del año la evolución del estudio en base a la energía generada, energía consumida, estado de las baterías, energía aportada por el generador diésel, etc. Esto nos permite detectar incongruencias y establecer necesidades claras para nuestra instalación, así como evaluar de manera detallada la evolución del estudio para obtener conclusiones y una mejor valoración del mismo.

La evolución de todos los datos que hemos reflejado en el estudio son los que se indican a continuación y que podemos ver en las columnas de la tabla 12:

Dato conocido (necesidades del camping)		Dato proporcionado por pvysst		Datos calculados										
Fecha y hora	Energía demandada por el usuario	Energía generada por los paneles	Energía realmente generada por los paneles	Parte de la energía generada por los paneles que se suministra directamente al usuario	Energía que viaja por la red desde los paneles a las baterías o de las baterías hacia los usuarios		Energía que se ha vendido a la red o es almacenada en las baterías	Energía que se suministra al usuario procedente de la batería para cumplir con el consumo necesario	Estado de carga de la batería (en Wh)	Estado de carga de la batería (en %)	Energía que, siendo producida por los paneles, se pierde	Energía que debe ser suministrada al usuario por una fuente externa	Horas de funcionamiento del grupo diésel	Consumo (en litros) del grupo diésel
					Parte de la energía generada por los paneles que se viene a la red (se almacenará en las baterías si no están llenas o se perderá si están llenas)	Parte de la energía almacenada en las baterías que se suministra al usuario								
Date	E Load	E Generada		E User	E Grid		Batería				Energía perdida	Grupo diésel		
		Inicial	Con factor		Excedente	Déficit	Energía cargada	Energía descargada	SOC batería			Energía grupo diésel	Tiempo de funciona	Litros fuel
	Wh	Wh	Wh	Wh	Wh	Wh	Wh	Wh	Wh	%	Wh	Wh	h	L
01.01.2017 00	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	96000,00	100,00%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 01	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	937862,50	97,70%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 02	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	915325,00	95,41%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 03	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	893887,50	93,11%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 04	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	871850,00	90,82%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 05	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	849812,50	88,52%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 06	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	827775,00	86,23%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 07	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	805737,50	83,93%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 08	7380	408,1433	817,50	817,50	0,00	6562,50	0,00	8203,13	783700,00	81,64%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 09	21652	16807,3238	33614,65	21652,00	1963,65	0,00	9571,08	0,00	775496,87	80,78%	0,00	0,00	0,00	0,00
01.01.2017 10	21652	51531,0313	103134,06	21652,00	81542,06	0,00	65233,65	0,00	785067,95	81,78%	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla 12 - Características y valores a estudiar - Fuente Elaboración propia

- 1. Date:** Fecha y hora sobre la que se realiza el estudio.

En esta columna se reflejan todas las horas del año referenciadas a un día y mes concreto, en total son 8760 horas.

Marcan la evolución del estudio y nos sirve para poder observar el comportamiento de las diferentes variables de manera concreta.

Nos permite localizar fácilmente los momentos más desfavorables del día y aquellos imposibles que se salten las consideraciones iniciales descritas.
- 2. E_Load (W):** Energía demandada por la instalación.

En base a los cuatro consumos tipo que hemos definido con anterioridad y que vienen reflejados al detalle en el anexo II, establecemos la energía demanda por la instalación para cada hora del año.
- 3. E_Generada (Inicial) (W):** Energía generada por los paneles según el estudio de PVsyst para una potencia instalada de 140KW.

El estudio preliminar realizado en PVsyst con una potencia tipo de 140KW nos proporciona en base a la ubicación, orientación, inclinación, número de paneles y su disposición, la energía que estos generan para cada una de las horas de año en base a los datos que el programa almacena de años pasados para las condiciones establecidas.
- 4. E_Generada (Con factor) (W):** Energía realmente generada por los paneles.

Para realizar el estudio hemos ido variando la potencia instalada multiplicando los datos obtenidos en PVsyst para una potencia de 140Kw por un factor de paneles.

Esta columna refleja la generación en función del factor utilizado y es la que se tiene en cuenta durante el estudio para la evolución anual de la instalación.

5. E User (W): Energía generada por los paneles que es consumida por la instalación.
Esta columna refleja la parte de la energía fotovoltaica generada que se suministra a la instalación para su consumo.
6. E_Grid (Excedente) (W): Parte de la energía generada por los paneles que no se consume por la instalación y se almacena en las baterías. En el caso de que las baterías ya estén llenas, esta energía se perdería.
7. E_Grid (Déficit) (W): Parte de la energía almacenada en las baterías que se suministra a la instalación para su consumo, cuando la energía generada por los paneles no es suficiente para cumplir con la demanda.
El momento de mayor descarga de la batería es por la noche, cuando mas consumo hay y menos generación. Por ello es el momento más desfavorable en nuestra instalación.
8. Batería (Energía Cargada) (Wh): Energía generada y no consumida que se vierte a las baterías. Si el rendimiento de la batería fuese perfecto, el valor de esta columna coincidiría con el valor de E_Grid (Excedente). Debido a que el rendimiento de la batería es por ejemplo del 80%, el excedente de energía generado y no consumido X (E_Grid (Excedente)), realmente se transforma en una energía almacenada menor (Batería (Energía Cargada)).
9. Batería (Energía Descargada) (Wh): Energía que se suministra al usuario procedente de la batería para cubrir el consumo necesario. Si el rendimiento de la batería fuese perfecto, el valor de esta columna coincidiría con el valor de E_Grid (Déficit). Debido a que el rendimiento de la batería es por ejemplo del 80%, para suministrar una cantidad X (E_Grid (Deficit)) de energía, necesitamos realmente una descarga de energía mayor (Batería (Energía Descargada)).
10. Batería (SOC Batería) (Wh y %): Estado de carga de la batería.
A medida que avanza el año, la energía almacenada en la batería fluctúa en base a la carga y descarga que sufre la misma.
El estado de carga mínimo de la batería es del 20%, en caso de llegar a ese valor entra en funcionamiento el grupo generador diésel para alimentar la instalación, no para recargar la batería.
11. Energía Perdida (Wh): Energía generada por los paneles, que ni se consume ni se almacena.
A la hora de dimensionar nuestra instalación, desde el punto de vista energético y medioambiental nos interesa que el valor de la energía perdida sea el menor posible, **por ello es importante dimensionar la instalación en base a la potencia instalada y la capacidad de almacenamiento.**
12. Grupo Diésel (Energía grupo Diésel) (Wh): Energía que suministra el grupo generador diésel (o fuente externa) para cubrir el consumo, cuando la energía generada y la almacenada no son suficientes. Esta energía se suministra íntegramente a las baterías, pasando a través de un inversor/cargador.

13. Grupo Diésel (Tiempo de funcionamiento) (h): Horas de funcionamiento del grupo generador diésel.

Cuando se hace el estudio, este valor no puede ser mayor de "1", pues eso significaría que el grupo tiene que trabajar más de una hora para producir la energía que necesita en una hora y eso es imposible. Este dato nos marca de manera clara si la capacidad y potencia instaladas ensayadas son suficientes.

14. Grupo Diésel (Consumo del grupo generador diésel) (L): Consumo en litros del grupo generador diésel. Su consumo en litros por hora se obtiene multiplicando el tiempo de funcionamiento por el consumo, que varía según la tabla 13 en función de la energía que suministre:

Energía Suministrada	Litros/Hora
Energía suministrada $\leq 25\%$	9,2
Energía suministrada $\leq 50\%$	18
Energía suministrada $\leq 75\%$	25,1
Energía suministrada $\leq 100\%$	31,9

Tabla 13 - Consumo del generador VS Energía suministrada - Fuente 11

5.2.3 Resultados del estudio

Una vez hemos desarrollado la evolución de nuestra instalación de generación y consumo, teniendo en cuenta las consideraciones descritas y el desarrollo del estudio planteado, obtenemos los datos de la tabla 14.

date	▼	▼	▼	▼	▼	▼	▼h	▼h	▼h	▼	▼h	▼h	h	l
	E Load	Inicial	con factor	E User	Excedente	Déficit	Energía cargada	Energía descargada	SOC batería	%	Energía perdida	Energía grupo diésel	Tiempo de funcionamiento	litros fuel
	E Paneles				E_Grid		Batería					Grupo diesel		
Total	350011,61 KWh	228986,02 KWh	457972,04 KWh	147904,62 KWh	310067,42 KWh	202107,00 KWh	248053,94 KWh	252633,75 KWh		56,56% %	43849,89 KWh	48102,94 KWh	364,42 h	6945,82 l

Tabla 14 - Resultados del estudio - Fuente Elaboración propia

1. E_Load (KW): Energía total demanda por la instalación de consumo para todo el año. Es un valor constante.
2. E Paneles (Inicial) (KW): Energía generada por la instalación fotovoltaica a lo largo del año, en base a la potencia instalada ensayada de 140KW.
3. E Paneles (Con factor) (KW): Energía realmente generada por la instalación fotovoltaica a lo largo del año, en base a la potencia instalada ensayada, multiplicando los datos obtenidos en PVsyst para una potencia de 140KW por un factor de paneles.
4. E_User (KW): Energía generada por los paneles que es consumida directamente por la instalación a lo largo de todo el año.
5. E_Grid (Excedente) (KW): Energía generada a lo largo del año que no se consume directamente por la instalación, sino que se almacena en las baterías o se pierde si estas están llenas.

6. E_Grid (Déficit) (KW): Parte de la energía almacenada en las baterías que se suministra a la instalación para su consumo a lo largo de todo el año, cuando la energía generada por los paneles no es suficiente para cumplir con la demanda.
7. Batería (Energía Cargada) (KWh): Energía generada y no consumida que se vierte a las baterías a lo largo de todo el año.
8. Batería (Energía Descargada) (KWh): Energía que se suministra al usuario procedente de la batería para cubrir el consumo necesario a lo largo de todo el año.
9. Batería (SOC Batería) (%): Promedio del estado de carga de la batería a lo largo de todo el año.
10. Energía Perdida (KWh): Energía generada por los paneles, que ni se consume ni se almacena a lo largo de todo el año. Este valor refleja toda la energía generada que hemos perdido. Desde el punto de vista energético y medioambiental nos interesa que el valor de este dato sea mínimo.
11. Grupo Diésel (Energía grupo Diésel) (KWh): Energía que suministra el grupo generador diésel (o fuente externa) para cubrir el consumo, cuando la energía generada y la almacenada no son suficientes a lo largo de todo el año. Esta energía se suministra íntegramente a las baterías.
12. Grupo Diésel (Tiempo de funcionamiento) (h): Horas de funcionamiento del grupo generador diésel a lo largo de todo el año.
13. Grupo Diésel (Consumo del grupo generador diésel) (L): Consumo en litros del grupo generador diésel a lo largo de todo el año.

RESULTADOS														
	E_Load	E Panels	E User	E_Grid	SOC Batería	Carga Batería	Energía realmente entregada	Deficit Energía	Descarga Batería	E perdida	Grupo diésel			Energía consumida entre paneles y batería
Total	350,01	457,97	147,90	310,07	56,56%	248,05	202,11	252,63	204,53	43,85	48,10	364,42	6945,82	350,01
	MWh	MWh	MWh	MWh	(promedio)	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	h/año	h/año	MWh
% respecto a E_Load	-----	130,84%	42,26%	88,59%	-----	70,87%		72,18%	58,44%	12,53%	13,74%	h/día	h/día	72,18%

Tabla 15 - Resultados del estudio (%) - Fuente Elaboración propia

Si comparamos los valores anuales obtenidos con el valor total del E_Load y lo expresamos en % (tabla 15) podemos saber:

1. E Paneles: Porcentaje de energía genera frente a la que ha consumido nuestra instalación.
2. E User: Porcentaje de la energía consumida que ha sido suministrada por los paneles directamente, frente a la que ha consumido nuestra instalación.
3. E Grid: Porcentaje de energía generada por los paneles que no se consume directamente, sino que se almacena o se pierde, frente a la que ha consumido nuestra instalación.
4. Carga Batería: Porcentaje de energía producida por los paneles que se almacena en las baterías, frente a la que ha consumido nuestra instalación.
5. Déficit Energía: Porcentaje de energía consumida a lo largo del año que es suministrada por las baterías.

6. Descarga Batería: Porcentaje de energía suministrada por las baterías a la instalación de consumo procedente de la energía fotovoltaica, no del generador diésel, frente a la que ha consumido nuestra instalación.
7. E Perdida: Porcentaje de energía generada por los paneles que ni se consume ni se almacena, sino que se pierde, frente a la que ha consumido nuestra instalación.
8. Grupo Diésel: Porcentaje de energía suministrada por el generador diésel frente a la que ha consumido nuestra instalación.

5.2.4 Estudios particulares

Con el objetivo de conseguir la instalación más óptima combinando la generación fotovoltaica y la diésel, buscamos el punto medio entre ambas generaciones ensayando varios supuestos, variando la potencia instala y la capacidad de almacenamiento de nuestra instalación que procedemos a analizar

5.2.4.1 Estudio General

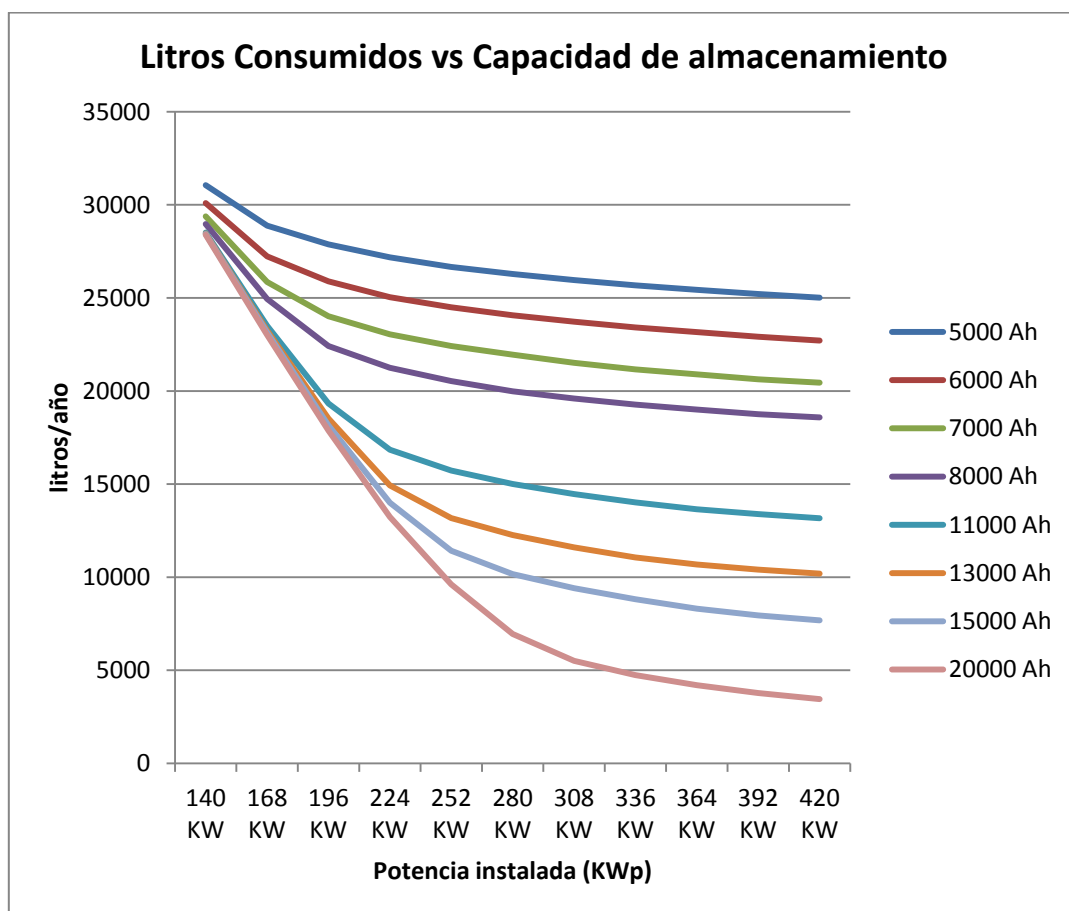
Una vez realizados los cálculos y desarrollado el estudio general que hemos explicado con anterioridad, vemos como se relaciona el consumo de litros del generador diésel en función de la potencia instalada y su capacidad.

La tabla 16 muestra los resultados obtenidos y a la vista de estos podemos resaltar:

Consumo L/año	Capacidad Batería en Ah a 48V								
	5000 Ah	6000 Ah	7000 Ah	8000 Ah	11000 Ah	13000 Ah	15000 Ah	20000 Ah	
Potencia Instalada (Kw)	140 KW	31060	30091	29377	28967	28514	28461	28436	28388
	168 KW	28882	27228	25858	24947	23503	23243	23144	23009
	196 KW	27875	25890	24013	22420	19332	18523	18150	17880
	224 KW	27180	25041	23044	21247	16841	14929	14001	13233
	252 KW	26663	24494	22414	20534	15725	13178	11419	9612
	280 KW	26288	24065	21951	19987	15007	12267	10162	6946
	308 KW	25957	23725	21510	19592	14460	11604	9406	5503
	336 KW	25674	23413	21158	19269	14016	11060	8815	4742
	364 KW	25438	23160	20893	19007	13644	10680	8307	4197
	392 KW	25209	22912	20629	18757	13386	10403	7948	3774
420 KW	25017	22706	20446	18579	13162	10188	7680	3453	

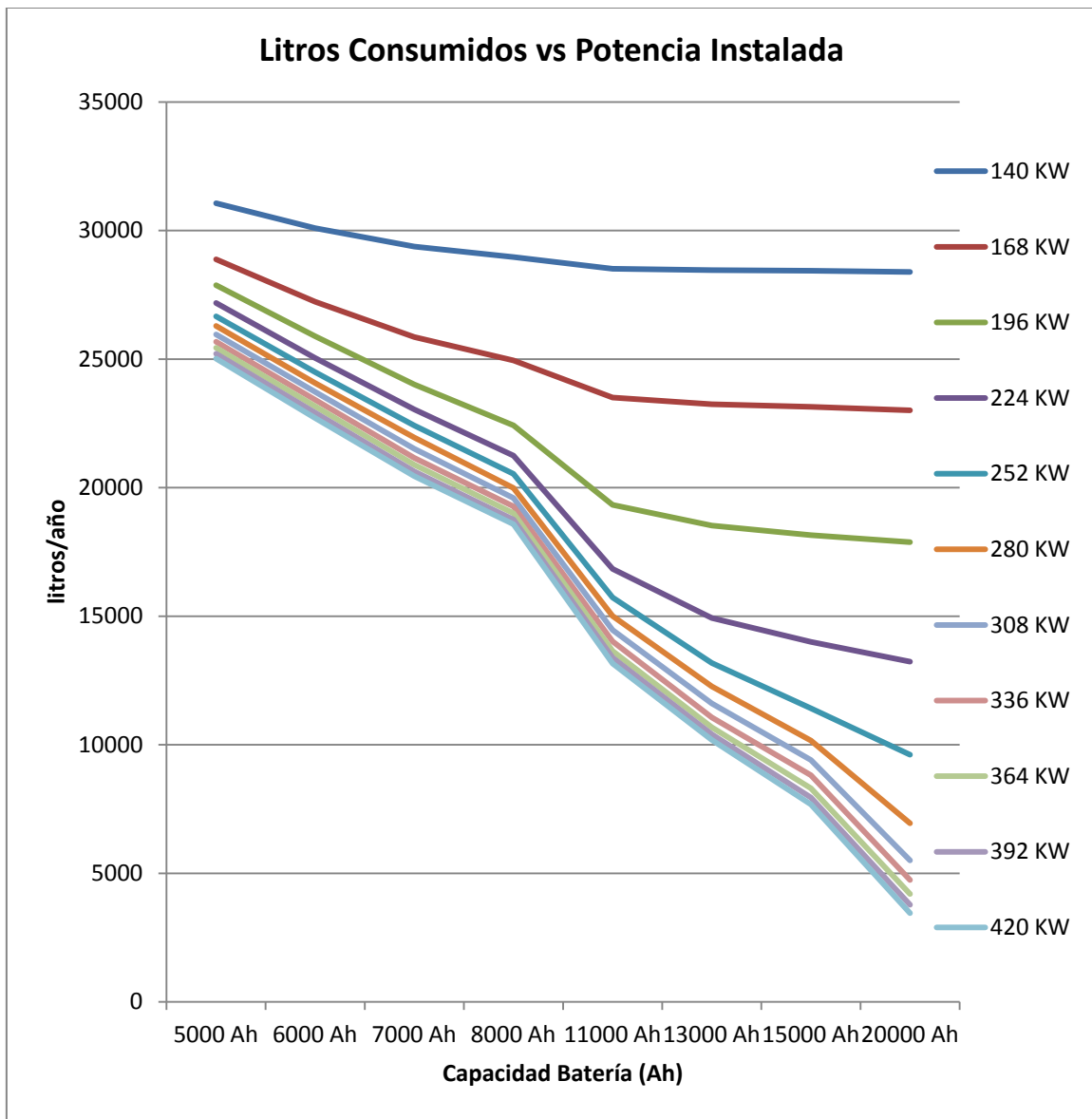
Tabla 16 - Consumo de litros diésel al año - Fuente Elaboración propia

- Independientemente de la capacidad de almacenamiento de nuestra instalación, el consumo anual de litros disminuye a medida que aumentamos la potencia instalada.
- Si mantenemos constante la potencia instalada, el consumo de litros anual aumenta cuando menor es la capacidad de nuestra instalación.
- Para una potencia instalada de 140KW el consumo anual de litros es prácticamente igual en comparación a otras potencias instaladas mayores, independientemente de la capacidad de almacenamiento. Esto es debido a que prácticamente toda la energía generada se consume al momento, almacenando una cantidad mínima, por ello es necesario producir el grupo generador la demanda restante.



Gráfica 8 - Litros Consumidos VS Capacidad de almacenamiento - Fuente Elaboración propia

Vemos en la gráfica 8 que a partir de 280KW de potencia instalada, el consumo de litros deja de disminuir de una manera tan marcada. Este dato nos indica que esta potencia es el punto a partir del cual por mucho que aumentemos la potencia instalada, el consumo de litros no se ve significativamente afectado, por lo que gastamos en paneles solares pero no ahorramos en consumo de diésel de una manera significativa. La gráfica 8 nos indica cual es la potencia instalada máxima que debemos utilizar.



Gráfica 9 - Litros Consumidos VS Potencia Instalada - Fuente Elaboración propia

Atendiendo a la capacidad más óptima para nuestro estudio, vemos en la gráfica 9 que a partir de 8000Ah de capacidad, el consumo de litros anual disminuye de manera más pronunciada, sobre todo para potencias instaladas por encima de 252KW. La gráfica 9 muestra cual es la capacidad de almacenamiento mínima que debemos utilizar, de los casos que hemos ensayado.

5.2.4.2 Estudio Económico

Enfocando el estudio desde un punto de vista económico, donde el objetivo principal es localizar instalación fotovoltaica aislada más fácilmente amortizable, tenemos que focalizar el análisis del coste de la instalación.

Haciendo un estudio de mercado y consultando con Novaxergia, empresa especializada en instalaciones fotovoltaicas, hemos establecido los siguientes precios para el Ah, Wp y litro de diésel, que en función de la instalación ensayada supondrán una inversión inicial u otra:

- Precio del litro de gasóleo B = 0,81€/L
- El precio de una batería de 3280Ah de 2V es: 706,46€/3280 Ah = 0,215€/Ah
Nuestras baterías son de 48 V, por lo que el precio del Ah a 48V es: 0,215€ *24=5,169€
- Precio del Wp de la potencia instalada = 0,23€

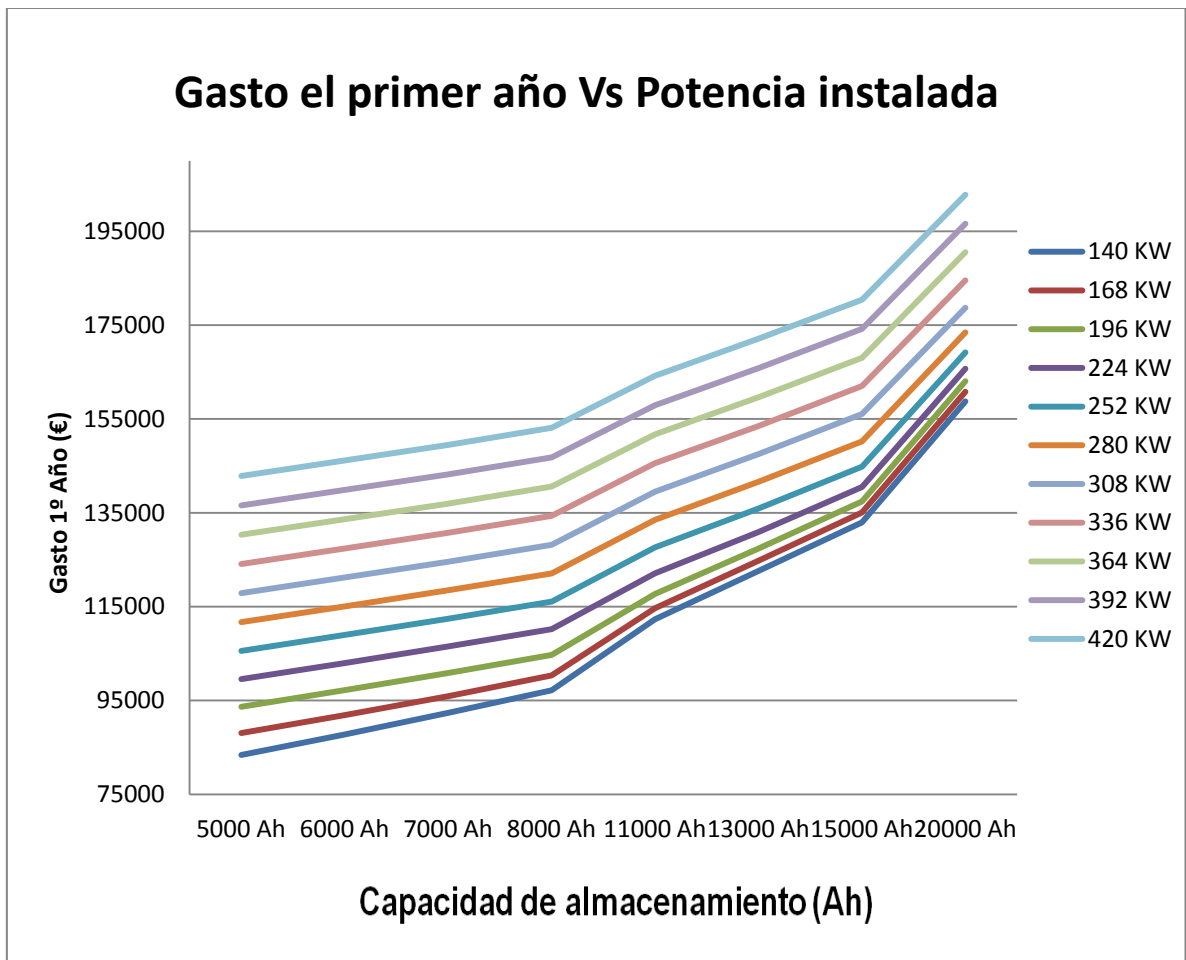
Multiplicando la potencia instalada, la capacidad de las baterías y los litros consumidos por lo valores indicados, y variando la potencia instalada y capacidad de almacenamiento en base a los supuestos ensayados para el estudio general, obtenemos los resultados de la tabla 17 que reflejan el gasto el primer año (Inversión en paneles fotovoltaicos y baterías + Coste del consumo de litros de diésel).

Inversión 1º Año		Capacidad Batería en Ah a 48V							
		5000 Ah	6000 Ah	7000 Ah	8000 Ah	11000 Ah	13000 Ah	15000 Ah	20000 Ah
Potencia Instalada (Kw)	140 KW	83390	87768	92354	97189	112327	122621	132939	158745
	168 KW	88052	91872	95923	100349	114677	124803	135061	160796
	196 KW	93671	97220	100858	104727	117714	127392	137425	163050
	224 KW	99544	102967	106507	110210	122121	130899	140479	165698
	252 KW	105562	108961	112432	116068	127651	135910	144813	169183
	280 KW	111696	115051	118495	122061	133505	141607	150228	173448
	308 KW	117866	121214	124575	128179	139498	147506	156050	178711
	336 KW	124075	127399	130728	134355	145576	153502	162008	184530
	364 KW	130323	133633	136952	140582	151712	159632	168034	190525
	392 KW	136575	139870	143176	146818	157942	165846	174180	196619
	420 KW	142859	146142	149467	153112	164199	172110	180402	202798

Tabla 17 - Inversión inicial (1º año) - Fuente Elaboración propia

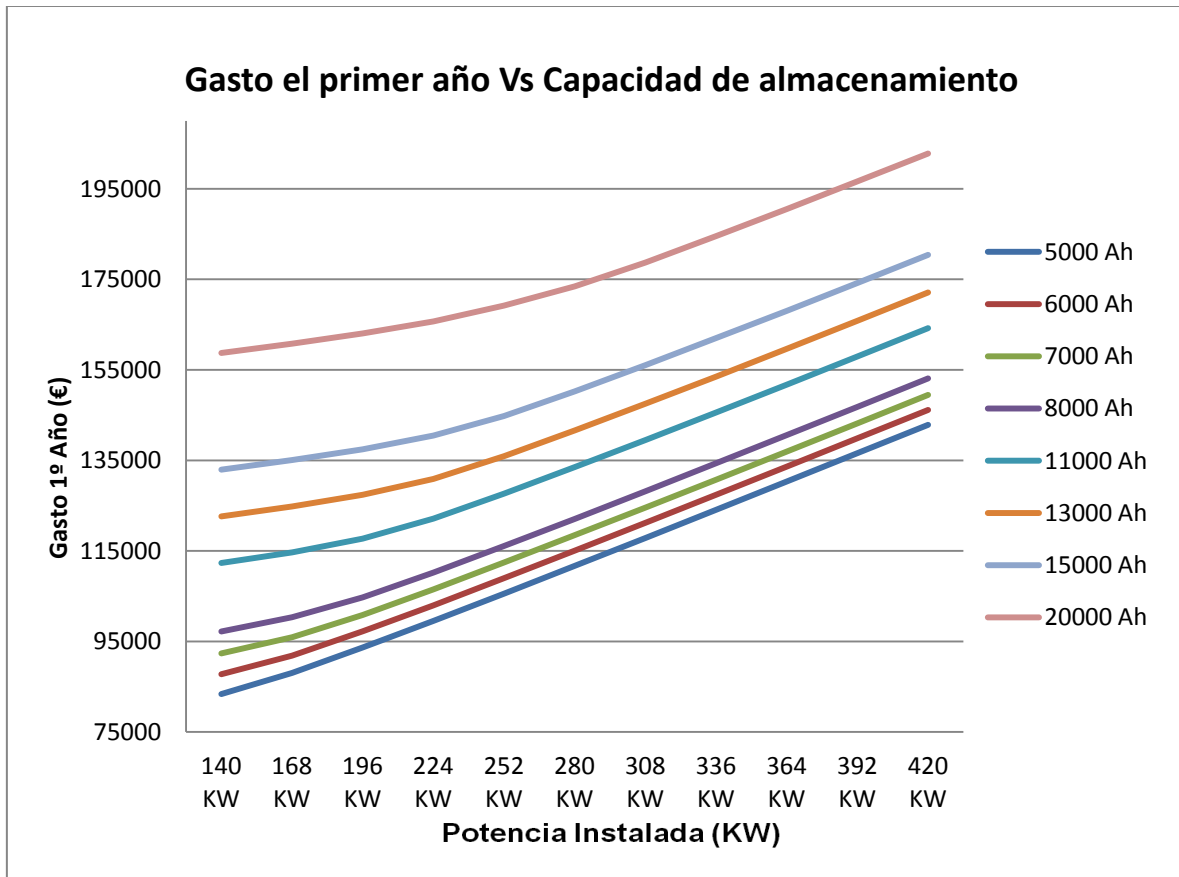
Desde un punto de vista económico, en la tabla 17 vemos que al aumentar la potencia instalada o la capacidad de almacenamiento, el coste inicial (inversión) aumenta.

Si representamos gráficamente los resultados de la tabla 17 obtenemos las graficas 10 y 11, donde vemos que aumentando la potencia instalada, la capacidad de almacenamiento o ambas, la inversión del primer año aumenta.



Gráfica 10 - Inversión inicial (1º año) VS Potencia instalada - Fuente Elaboración propia

En la gráfica 10 vemos que el gasto aumenta de manera lineal con la capacidad de almacenamiento.



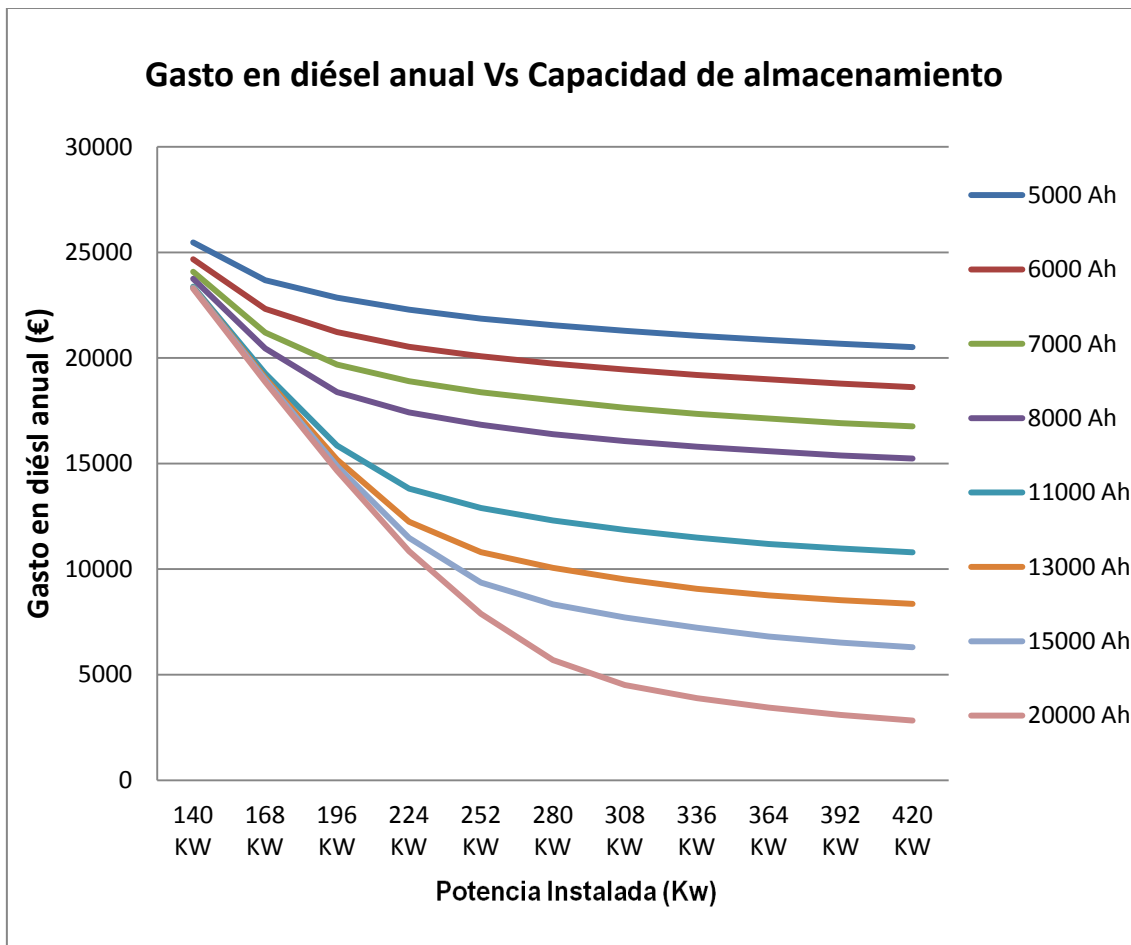
Gráfica 11 - Inversión inicial (1º año) VS Capacidad de almacenamiento - Fuente Elaboración propia

En la gráfica 11 vemos que el gasto aumenta de manera lineal con la potencia instalada.

Vemos en la tabla 18 que el consumo de litros y por tanto el coste asociado a este, sigue una distribución similar a la indicada en la gráfica del estudio general que refleja en consumo de litros anual para cada potencia y capacidad definidas.

€*L/año		Capacidad Batería en Ah a 48V							
		5000 Ah	6000 Ah	7000 Ah	8000 Ah	11000 Ah	13000 Ah	15000 Ah	20000 Ah
Potencia Instalada (Kw)	140 KW	25469	24675	24089	23753	23382	23338	23317	23278
	168 KW	23683	22327	21203	20457	19272	19059	18978	18868
	196 KW	22858	21230	19691	18384	15852	15189	14883	14661
	224 KW	22288	20533	18896	17423	13810	12242	11480	10851
	252 KW	21864	20085	18379	16838	12895	10806	9364	7882
	280 KW	21556	19733	18000	16389	12306	10059	8333	5696
	308 KW	21284	19455	17638	16066	11857	9515	7713	4513
	336 KW	21053	19199	17350	15800	11493	9069	7228	3889
	364 KW	20859	18991	17132	15586	11188	8758	6812	3442
	392 KW	20671	18788	16916	15381	10976	8530	6517	3095
	420 KW	20514	18619	16766	15235	10793	8354	6297	2831

Tabla 18 - Gasto en diésel por año - Fuente Elaboración propia



Gráfica 12 - Coste consumo litros diésel/año - Fuente Elaboración propia

Para estudiar la rentabilidad económica de nuestro estudio hemos hecho los cálculos a 25 años, por ser estos la vida útil de nuestros paneles fotovoltaicos, principal elemento de nuestra instalación.

Para calcular el coste anual a lo largo de los 25 años, hemos considerado los siguientes datos:

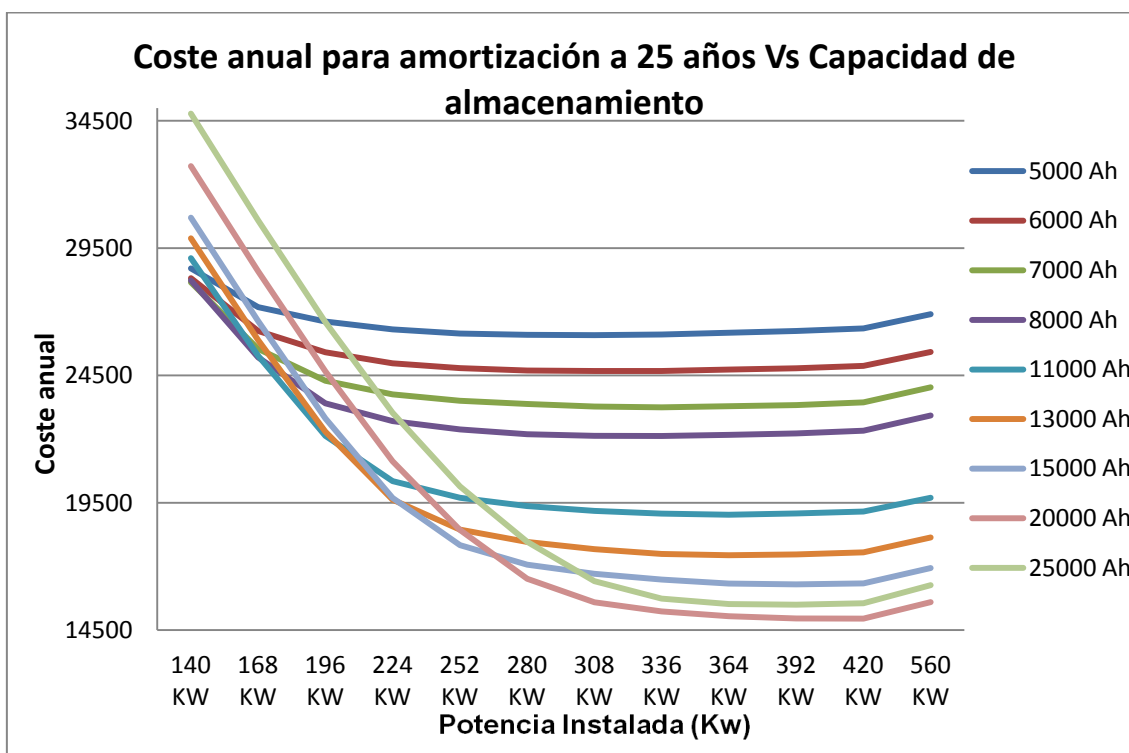
- Mismo consumo de litros todos los años. Por lo que el precio del L del gasóleo B se mantiene en 0,81€/L.
- Precio anual del Ah teniendo en cuenta que la vida útil de las baterías es 12,5 años es $(5,169 * 2)/25 = 0,41€$.
- Precio anual del Wp de la potencia instalada es $0,23/25 = 0,092€$

En la tabla 19 vemos el coste anual de nuestra instalación para una amortización a 25 años:

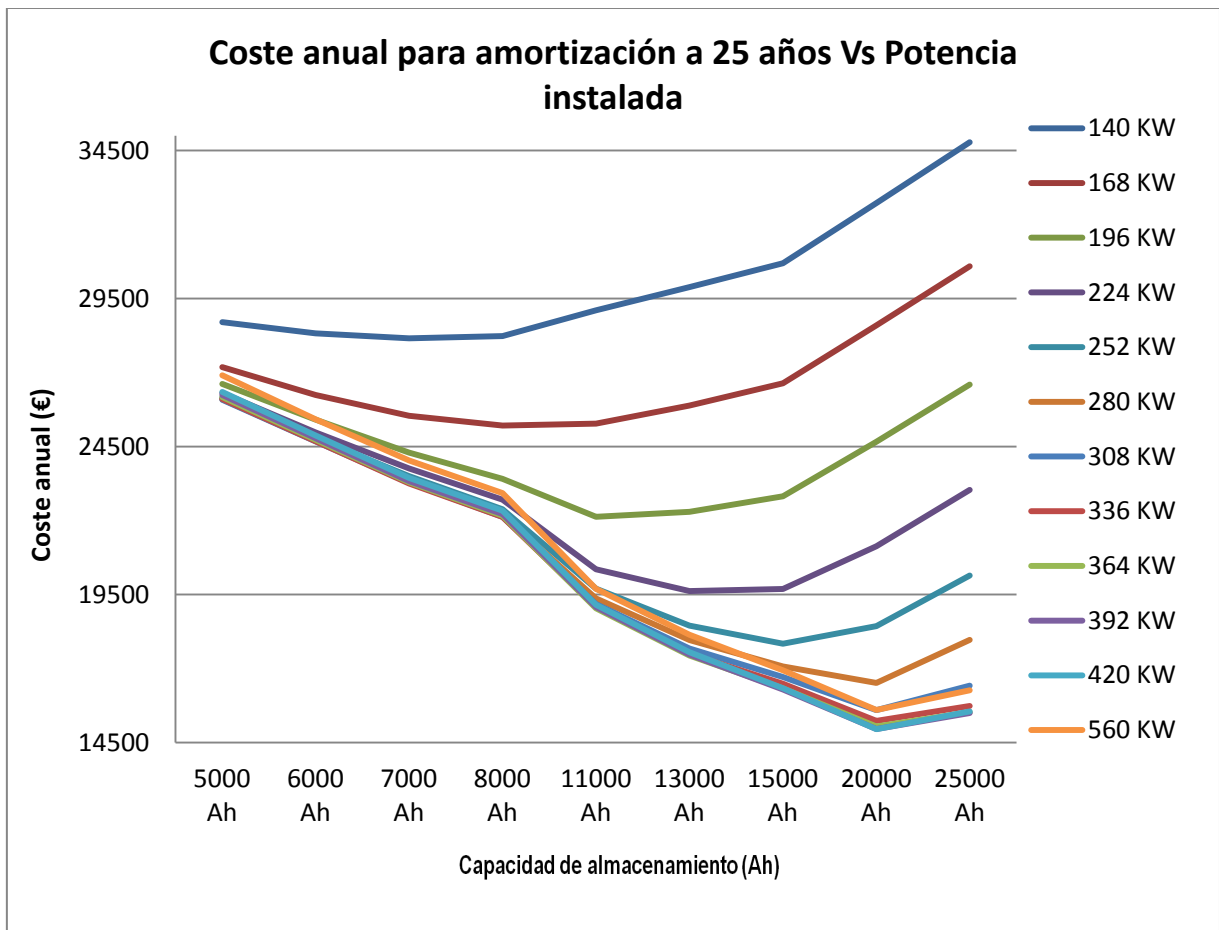
€/año		Capacidad Batería en Ah a 48V								
		5000 Ah	6000 Ah	7000 Ah	8000 Ah	11000 Ah	13000 Ah	15000 Ah	20000 Ah	25000 Ah
Potencia Instalada	140 KW	28701	28323	28154	28233	29104	29888	30694	32723	34780
	168 KW	27181	26244	25540	25211	25273	25887	26634	28592	30587
	196 KW	26617	25410	24293	23406	22127	22294	22816	24663	26591
	224 KW	26307	24975	23760	22707	20352	19619	19688	21129	23037
	252 KW	26143	24786	23503	22383	19699	18447	17839	18432	20142
	280 KW	26094	24694	23383	22193	19370	17961	17071	16514	17970
	308 KW	26082	24675	23281	22129	19181	17678	16711	15595	16422
	336 KW	26109	24677	23251	22123	19077	17492	16487	15231	15737
	364 KW	26174	24729	23292	22166	19031	17440	16330	15044	15524
	392 KW	26244	24783	23334	22220	19078	17471	16295	14956	15495
	420 KW	26345	24873	23442	22332	19153	17553	16334	14952	15553
	560 KW	26907	25423	24032	22928	19694	18139	16939	15600	16264

Tabla 19 - Coste anual (Amortización en 25 años) - Fuente Elaboración propia

En la tabla 19, hemos realizado un supuesto más de lo normal que en el resto del proyecto, con el fin de poder ver de una manera más clara los resultados, reflejados en las gráficas 13 y 14. El supuesto ensayado a mayores es para una potencia de 560KW y una capacidad de almacenamiento de 25000Ah.



Gráfica 13 - Coste anual (Amortización en 25 años) VS Capacidad de almacenamiento - Fuente Elaboración propia



Gráfica 14 - Coste anual (Amortización en 25 años) VS Potencia instalada - Fuente Elaboración propia

Vemos en las gráficas 13 y 14 que el coste anual de nuestra instalación a 25 años es menor para potencias instaladas y capacidades de almacenamiento elevadas.

De las gráficas 13 y 14 y la tabla 19 sacamos las siguientes conclusiones:

- Para potencias instaladas pequeñas, el gasto anual es mayor cuanto mayor es la capacidad de almacenamiento, pero aumentando la potencia instalada esto cambia, disminuyendo el coste anual al aumentar la capacidad de almacenamiento.
- El mejor ensayo desde el punto de vista económico es para una capacidad de almacenamiento de 20000Ah y una potencia instalada de 420KW.
- Deducimos también que a medida que aumentamos nuestra potencia instalada, el gasto anual disminuye rápidamente independientemente de la capacidad de almacenamiento.
- La potencia instalada a partir de la cual el gasto anual deja de reducirse notablemente y la potencia a partir de la cual empieza a aumentar, aumenta su valor a medida que aumentamos la capacidad de almacenamiento. Desde el punto de vista económico la potencia instalada que más nos

interesa estará entre esos dos valores que marcan el fin del ahorro y el aumento del gasto. Esos dos valores de potencia instalada varían entre 196 y 420 KW.

- Para capacidades de almacenamiento superiores a 20000Ah, las dos conclusiones anteriores se cumplen, sin embargo cabe señalar que ya no se consigue un gasto menor aumentando la capacidad de almacenamiento en potencias instaladas altas.

5.2.4.3 Estudio Energético

Enfocando el estudio desde un punto de vista energético, donde la finalidad principal es dimensionar la instalación para conseguir el mejor aprovechamiento de la energía, tenemos que focalizar el análisis en la cantidad de energía fotovoltaica que se suministra a la instalación de consumo o se almacena, y la cantidad que se pierde.

En la tabla 20 comparamos en base a la potencia instalada y la capacidad de almacenamiento, la cantidad de energía fotovoltaica perdida por no ser consumida o no poder almacenarse y la energía suministrada por el grupo generador diésel que consume la instalación, a lo largo de todo el año.

Consumo L/año		Capacidad Batería en Ah a 48V									
		5000 Ah		6000 Ah		7000 Ah		9000 Ah		11000 Ah	
		Eperdida MWh	Esum MWh	Eperdida MWh	Esum MWh	Eperdida MWh	Esum MWh	Eperdida MWh	Esum MWh	Eperdida MWh	Esum MWh
Potencia Instalada	140 KW	20,60	214,68	14,56	208,61	9,43	203,43	3,32	197,25	0,91	194,75
	168 KW	44,97	200,14	34,58	189,71	25,77	180,87	13,57	168,58	6,07	161,01
	196 KW	76,44	193,40	64,35	181,28	52,77	169,65	32,61	149,42	18,70	135,43
	224 KW	109,68	188,81	96,96	176,05	84,69	163,74	61,25	140,26	40,99	119,92
	252 KW	144,05	185,72	131,00	172,64	118,19	159,79	93,59	135,17	70,89	112,42
	280 KW	179,07	183,46	165,78	170,12	152,64	156,95	127,12	131,41	103,39	107,68
	308 KW	214,47	181,64	200,93	168,07	187,63	154,73	161,44	128,52	136,90	103,98
	336 KW	249,98	179,99	236,34	166,30	222,85	152,77	196,41	126,32	171,17	101,08
	364 KW	285,63	178,49	271,90	164,73	258,29	151,08	231,56	124,33	206,01	98,78
	392 KW	321,35	177,11	307,60	163,32	293,87	149,56	266,87	122,53	241,22	96,88
420 KW	357,14	175,82	343,39	162,04	329,64	148,25	302,35	120,95	276,55	95,15	

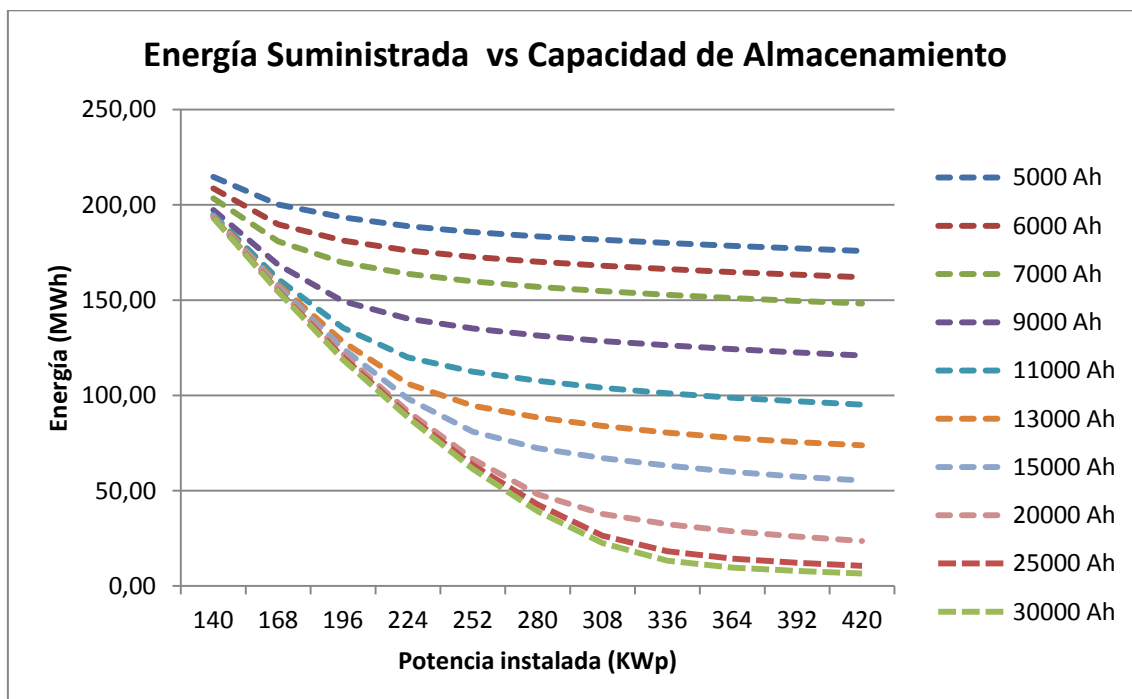
Tabla 20 - Energía perdida y suministrada VS Potencia instalada y capacidad de almacenamiento - Fuente Elaboración propia

Consumo L/año		Capacidad Batería en Ah a 48V									
		13000 Ah		15000 Ah		20000 Ah		25000 Ah		30000 Ah	
		Eperdida MWh	Esum MWh	Eperdida MWh	Esum MWh	Eperdida MWh	Esum MWh	Eperdida MWh	Esum MWh	Eperdida MWh	Esum MWh
Potencia Instalada	140 KW	0,42	194,19	0,23	193,92	0,04	193,54	0,04	193,35	0,04	193,16
	168 KW	3,38	158,24	2,35	157,13	1,21	155,81	0,50	154,90	0,25	154,46
	196 KW	11,50	128,16	7,98	124,56	5,40	121,79	3,77	119,97	2,74	118,74
	224 KW	27,20	106,08	19,46	98,31	12,90	91,55	11,01	89,47	10,21	88,48
	252 KW	53,12	94,60	39,44	80,92	25,22	66,60	22,23	63,41	20,41	61,40
	280 KW	84,22	88,47	68,07	72,32	43,85	48,10	38,67	42,79	35,30	39,22
	308 KW	116,92	84,01	100,01	67,09	70,70	37,78	59,30	26,38	55,41	22,49
	336 KW	150,51	80,42	133,29	63,20	102,53	32,44	88,34	18,25	83,39	13,30
	364 KW	184,89	77,66	167,11	59,88	135,99	28,76	121,61	14,39	116,89	9,66
	392 KW	219,87	75,53	201,67	57,33	170,25	25,92	156,50	12,17	152,19	7,86
	420 KW	255,21	73,80	236,76	55,36	205,00	23,60	192,00	10,60	187,97	6,56

Tabla 20 - Energía perdida y suministrada VS Potencia instalada y capacidad de almacenamiento - Fuente Elaboración propia

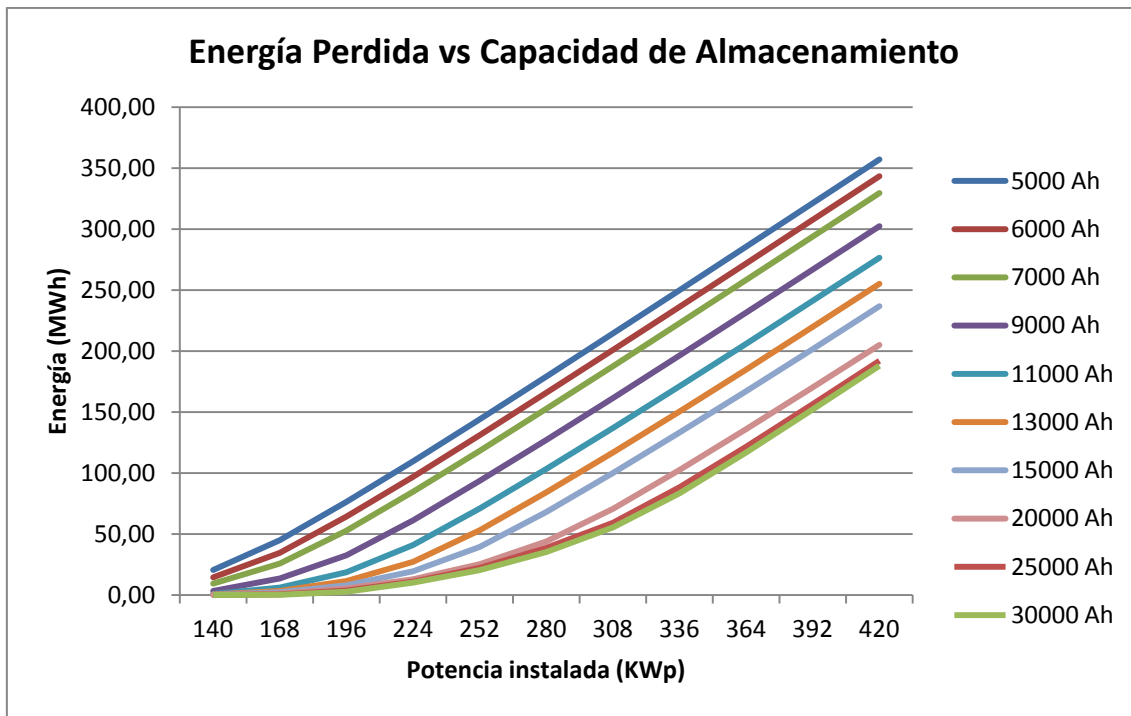
En las gráficas 15 y 16 vemos representadas la evolución de la energía suministrada y perdida para cada potencia instalada y cada capacidad de almacenamiento de la tabla 20.

Vemos en la gráfica 15 que para las diferentes potencias instaladas, la cantidad de energía fotovoltaica suministrada disminuye a medida que aumentamos la capacidad de almacenamiento.



Gráfica 15 - Energía suministrada VS capacidad de almacenamiento - Fuente Elaboración propia

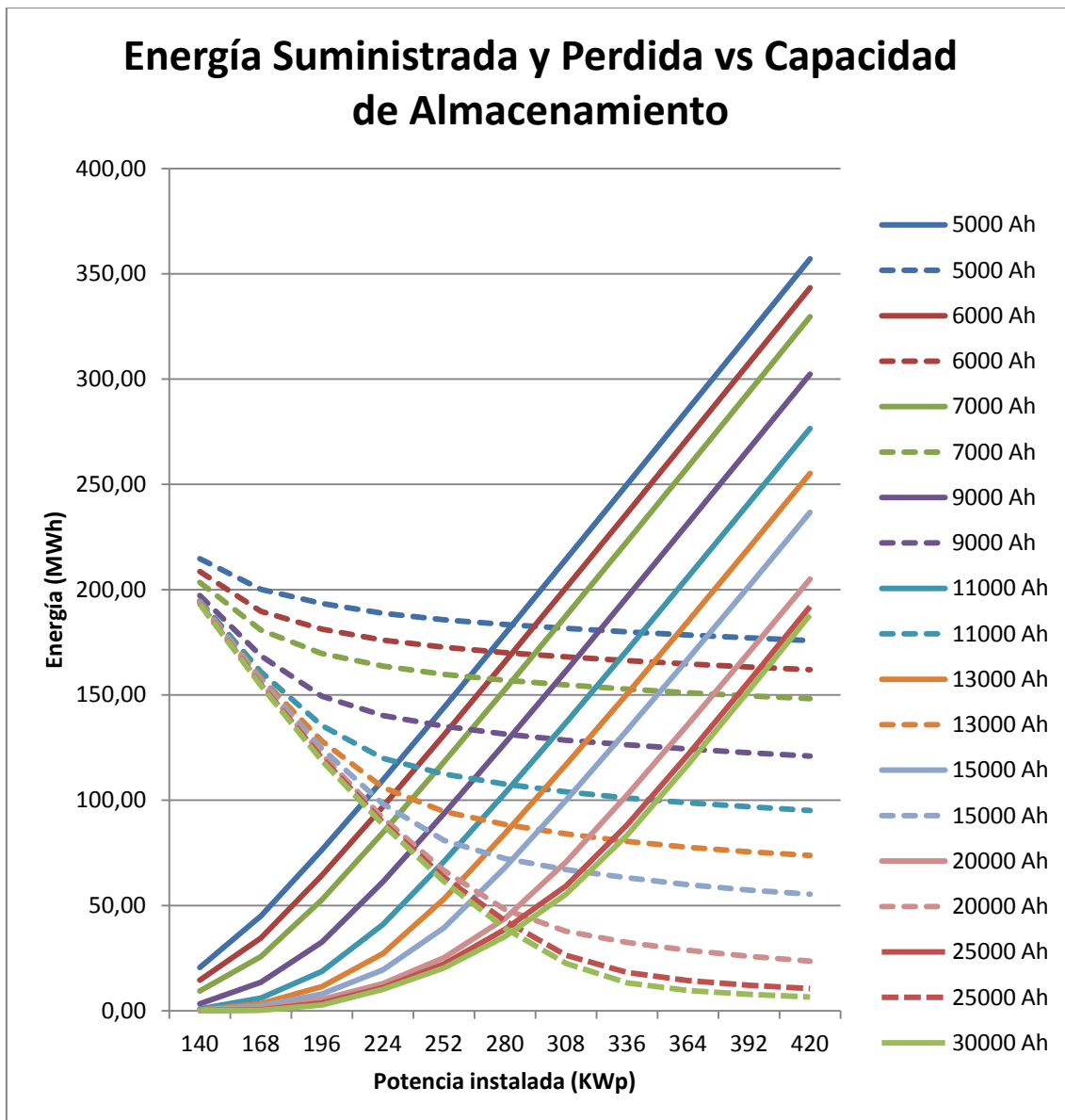
Vemos en la gráfica 16 que para las diferentes potencias instaladas, la cantidad de energía fotovoltaica que se pierde disminuye a medida que aumentamos la capacidad de almacenamiento.



Gráfica 16 - Energía perdida VS Capacidad de almacenamiento - Fuente Elaboración propia

En la gráfica 17, juntamos la graficas 15 y 16 a fin de poder ver de una manera más directa la intersección entre la energía suministrada y la energía perdida para cada potencia instalada y capacidad de almacenamiento y detectar así la potencia instalada a partir de la cual la energía perdida supera la energía suministrada. Esta intersección en la gráfica nos marca la potencia a partir de la cual, desde un punto de vista energético no es rentable la instalación.

En la gráfica 17 la línea discontinua muestra la energía suministrada y la línea continua la energía fotovoltaica perdida.



Gráfica 17 - Energía Suministrada y Perdida VS Capacidad de almacenamiento - Fuente Elaboración propia

Como conclusiones de la gráfica 17, la potencia objetivo independientemente de la capacidad de almacenamiento será entorno a 280KW.

Aunque la energía suministrada y perdida siempre disminuyen al aumentar la capacidad de almacenamiento, llega un momento en que para conseguir una disminución mínima de estos valores, tienes que aumentar la capacidad de almacenamiento muchísimo.

Por ello consideramos que atendiendo a la capacidad de almacenamiento y desde el punto de vista energético, la capacidad de almacenamiento más favorable es de 20000Ah.

5.2.5 Conclusiones de los estudios

Tras efectuar los tres estudios anteriores y a modo resumen de lo expuesto, podemos concluir en base a los diferentes objetivos marcados, las siguientes conclusiones:

- La vida útil de las baterías puede variar considerablemente en función del uso que la des. Para nuestro estudio hemos supuesto que la vida útil de las baterías es de 12,5 años debido a que se descarga hasta el SOC mínimo en repetidas ocasiones, pero si estableciésemos el SOC mínimo en 50% probablemente duplicásemos la vida útil, eso si, el gasto en diésel y la energía perdida aumentarían.
- Del estudio podemos concluir que cuanto mayor es la capacidad de las baterías menor es el consumo de litros que consume el grupo generador.
- Independientemente de la capacidad de almacenamiento de nuestra instalación, el consumo anual de litros disminuye a medida que aumentamos la potencia instalada.
- A partir de una potencia instalada entorno a 280KW el consumo de litros del generador diésel deja de disminuir tan rápidamente. Esto quiere decir que aumentando la potencia instalada por encima de este valor, la inversión en paneles aumenta notablemente obteniendo un ahorro bastante menor en cuanto al consumo de litros de gasóleo B. A demás, según la gráfica 13, por encima de 200KW para capacidades de almacenamiento altas, el coste anual decrece más lentamente al aumentar la potencia
- Si valoramos la conclusión anterior atendiendo a la capacidad de almacenamiento, el consumo de litros anual disminuye de manera más pronunciada a partir de 8000Ah, sobre todo en potencias instaladas por encima de 252KW.
- Desde un punto de vista económico, al aumentar la potencia instalada o la capacidad de almacenamiento, el coste inicial (inversión) aumenta proporcionalmente.
- El coste anual de nuestra instalación a 25 años es menor para potencias instaladas y capacidades de almacenamiento elevadas.
- Para potencias instaladas entre 140 y 168KW, el gasto anual es mayor cuanto mayor es la capacidad de almacenamiento. Si aumentamos la potencia instalada, esta tendencia cambia, disminuyendo el coste anual al aumentar la capacidad de almacenamiento, hasta un límite, a partir del cual vuelve a aumentar (Gráfica 14).
- El mejor ensayo **desde el punto de vista económico** es para una capacidad de almacenamiento de 20000Ah y una potencia instalada de 420KW.
- La potencia instalada a partir de la cual el gasto anual deja de reducirse notablemente y la potencia a partir de la cual empieza a aumentar, aumenta su valor a medida que aumentamos la capacidad de almacenamiento. **Desde el punto de vista económico la potencia instalada que más nos**

interesa estará entre esos dos valores que marcan el fin del ahorro y el aumento del gasto. Esos dos valores de potencia instalada varían entre 196 y 420 KW.

- Para capacidades de almacenamiento superiores a 20000Ah, las dos conclusiones anteriores se cumplen, sin embargo cabe señalar que ya no se consigue un gasto menor aumentando la capacidad de almacenamiento en potencias instaladas altas.
- Vemos en la gráfica 17 que para las diferentes potencias instaladas, la cantidad de energía fotovoltaica suministrada, disminuye al aumentar la capacidad de almacenamiento y por el contrario la energía perdida aumenta. Esto es debido a que aunque aumentemos la potencia instalada, aumentando así la energía generada, también aumentamos la energía perdida, y por mucha capacidad de almacenamiento que tengamos, debido a los altos consumos que tenemos por la noche, la energía almacenada se consume rápidamente y el excedente de la generada en las horas diurnas se pierde, ya que la batería se vuelve a llenar rápidamente en las primeras horas de generación, y no tiene consumos en esas horas pues la demanda se cubre con parte de la energía generada.
- Desde el punto de vista medioambiental, independientemente de la potencia instalada, al aumentar la capacidad de almacenamiento disminuimos la energía suministrada por el grupo generador diésel y la energía perdida.
- La potencia instalada más favorable para nuestro estudio desde un punto de vista energético viene marcada por el corte de la energía suministrada y el la energía perdida representados en la gráfica 17. La potencia objetivo independientemente de la capacidad de almacenamiento desde un punto de vista medioambiental será entorno a 280KW.
- Aunque la energía suministrada y perdida siempre disminuye al aumentar la capacidad de almacenamiento, llega un momento en que para conseguir una disminución mínima de estos valores, tienes que aumentar la capacidad de almacenamiento muchísimo.
- Por ello consideramos que atendiendo a la capacidad de almacenamiento y desde el punto de vista energético, el mejor supuesto es con una capacidad de 20000Ah.

5.2.6 Estudio final

Una vez ensayados y analizados los estudios anteriores, teniendo en cuenta los aspectos, medioambientales, económicos y energéticos, tomamos como valores más favorables para diseñar nuestra instalación los siguientes:

- **Potencia instalada de 280KW:**

1. **Desde el punto de vista ambiental** es una de las potencias instaladas que nos permiten disminuir notablemente el consumo de litros en el generador, potencias menores aumentan el consumo de manera notable.
 2. **Desde el punto de vista energético** es la potencia para la cual la energía perdida y aprovechada son semejantes; para potencias mayores, la energía pérdida supera a la aprovechada.
 3. **Desde el punto de vista económico**, es una de las potencias que nos permite minimizar el coste anual de la instalación para amortizarla en 25 años y el coste de inversión inicial es un punto medio entre todos los ensayados.
- **Capacidad de almacenamiento de 20000Ah.**
 1. **Desde el punto de vista medioambiental** es la capacidad de almacenamiento que disminuye más el consumo de diésel en el generador, de los casos ensayados.
 2. **Desde el punto de vista energético** cuanto más alto sea el valor de la capacidad de almacenamiento menor es la energía perdida, sin embargo a partir de 20000Ah, necesitamos aumentar mucho la capacidad de almacenamiento para conseguir un disminuir las pérdidas energéticas solo un poco.
 3. **Desde el punto de vista económico** es la capacidad de almacenamiento que permite los mejores valores de gasto anual para amortizar la instalación en 25 años. Además la inversión inicial es menor gracias a que el primer año se consumen menos litros, por lo que disminuye el coste.

5.2.6.1 Ensayo del estudio final

Una vez hemos concluido cual es la potencia instalada y capacidad de almacenamiento óptimas para nuestra instalación fotovoltaica aislada de red. Con el objeto de intentar unos datos más concretos hemos vuelto a simular con el PVsyst la instalación a fin de obtener nuevos datos de generación fotovoltaica para cada hora del año.

En el Anexo III: Estudio PVsyst (280KW), podemos ver el informe generado por el programa PVsyst que nos proporciona los datos de irradiancia para cada hora del año y que utilizamos para el estudio final.

Trasladando los datos de generación horaria a nuestro estudio (Hoja de datos y calculo de Excel), repetimos el ensayo para una potencia instalada de 280 KW y una capacidad de almacenamiento de 20000 Ah, obteniendo los resultados reflejados en la tabla 21.

RESULTADOS														
	E_Load	E Panels	E User	E_Grid	SOC Batería	Carga Batería	Energía realmente entregada	Deficit Energía	Descarga Batería	E perdida	Grupo diésel			Energía consumida entre paneles y batería
Total	350,01 MWh	444,21 MWh	145,20 MWh	299,01 MWh	55,75% (promedio)	239,21 MWh	204,81 MWh	256,01 MWh	197,27 MWh	42,32 MWh	58,74 MWh	444,99 MWh/año	8665,70 MWh/año	350,01 MWh
% respecto a E_Load	-----	126,91%	41,49%	85,43%	-----	68,34%		73,14%	56,36%	12,09%	16,78%	1,22 MWh/día	23,74 MWh/día	73,14%

Tabla 21 - Resultados estudio final - Fuente Elaboración propia

- Generados un 126,91% de la energía que necesita nuestra instalación.
- El 41,49% de la energía fotovoltaica generada se suministra directamente a instalación de consumo.
- El 68,34% de la energía fotovoltaica generada se almacena en nuestras baterías para un posterior consumo.
- Las baterías aportan a la instalación de consumo 256,01 MWh (73,14 % de la energía consumida por la instalación), de los cuales el 197,27 MWh (56,36% de la energía consumida por la instalación) provienen de la energía almacena generada por fotovoltaica y 58,74 MWh (16,78% de la energía consumida por la instalación) provienen del grupo generador diésel.
- El 42,32 MWh de la energía solar generada, ni se consumen ni se almacenan, se pierden.

En la tabla 22 podemos ver en base a los costes que hemos definido en el estudio económico, el cálculo económico que realizamos para conocer la inversión inicial (gasto el primer año) y el coste anual de nuestra instalación para una amortización a 25 años.

Estudio Económico a 25 años:	25,00	años
Precio Gasóleo B	0,82	€/L
Gasto Litros (€/año)	7071,21	€/año
Precio Ah Batería	5,17	€/Ah
Precio Baterías	103380,00	€
Vida Útil Batería	12,50	años
Precio Wp	0,23	€/Wp
Precio paneles	64400,00	€
Vida Útil Batería	25,00	años
Coste instalación/año	17917,61	€
Inversión inicial (1º año)	174851,21	€

Tabla 22 - Cálculo del coste anual (Amortización 25 años) - Fuente Elaboración propia

- Inversión inicial en la instalación el primer año de 174851€.
- Coste anual para amortizar la instalación en 25 años de 17917€/año.

5.2.7 Evolución del estudio al marco regulador y económico actual.

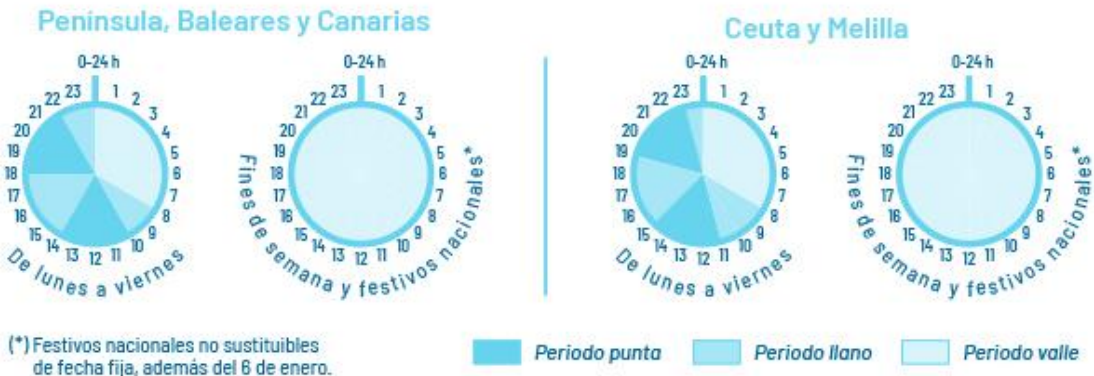
Como ya hemos comentado con anterioridad en el proyecto, el estudio y necesidad principal de establecer una instalación fotovoltaica aislada desconectada de red, surge de la ley del sector eléctrico vigente en 2015/16, momento en el que se empezó a desarrollar el actual proyecto, donde se establecen diversos impuestos a las instalaciones de generación fotovoltaica, entre ellos el más conocido como impuesto al sol.

En la actualidad tras la publicación de los RD 15/2018 y RD 244/2019, el marco regulador del sector energético ha simplificado los trámites administrativos para la creación de instalaciones fotovoltaicas de generación y ha eliminado el impuesto al sol entre otros, además de añadir el mecanismo de compensación "balance neto" por el cual en la actualidad, la energía fotovoltaica generada no consumida (E_grid Excedente) se puede volcar a la red eléctrica, recibiendo una compensación económica por cada vatio vertido que se descontara de la factura eléctrica.

Con el objetivo de evolucionar nuestro proyecto y poder darle una utilidad en la actualidad, hemos generado una nueva hoja de cálculo que nos permite ensayar para diferentes potencias instaladas y diferentes capacidades de almacenamiento, el gasto anual en comprar energía de la red y el beneficio por el mecanismo de compensación al verter energía a la red.

Desde el 1 de junio de 2021, se aplica la nueva estructura de peajes y cargos de los términos de energía y de potencia de la factura de electricidad, lo que afecta directamente al denominado Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC), la tarifa eléctrica regulada. Red Eléctrica de España publica cada día a las 20.15 horas los precios horarios para el día siguiente. Esta curva de precios horarios es el resultado de sumar el coste de producción de la energía, los pagos por los peajes de transporte y distribución y por los cargos que corresponden por la energía consumida. El coste de producción está compuesto por el precio horario resultante del mercado diario de energía, operado por el **Operador del Mercado Ibérico de la Electricidad (OMIE)**. Este nuevo PVPC, en su nueva tarifa 2.0 TD, sustituye a las tres que existían hasta el 31 de mayo de 2021 (la tarifa por defecto, 2.0 A; la tarifa eficiencia dos periodos, 2.0 DHA, y la de vehículo eléctrico, 2.0 DHS) por una única, que cuenta con una discriminación horaria en tres periodos en los que la aplicación de peajes y cargos regulatorios variará:

- El **periodo punta**, en el que dichos peajes y cargos regulados serán más elevados.
- El **periodo llano**, con un impacto intermedio de estos costes regulados.
- El **periodo valle**, periodo en el que estos peajes y cargos serán más bajos.



(*) Festivos nacionales no sustituibles de fecha fija, además del 6 de enero.

Imagen 10 - Discriminación horaria - Fuente 3

En la tabla 23 vemos el encabezado de la nueva hoja de cálculo, que contiene la información descrita a continuación para cada una de las horas de año.

Dato conocido (necesidades del camping)		Datos proporcionados por pvsyst		Datos calculados												
Fecha y hora	Energía demandada por el usuario	Energía generada por los paneles	Energía realmente generada por los paneles	Parte de la energía generada por los paneles que se suministra directamente al usuario	Parte de la energía generada por los paneles que se almacena o se vierte a la red (se almacenan en las baterías si no están llenas o se vierte a la red si lo están)	Parte de la energía almacenada en las baterías que se suministra al usuario	Energía que se ha vertido a la red y es almacenada en las baterías	Energía que se suministra al usuario procedente de la batería para cumplir con el consumo necesario	Estado de carga de la batería (en Wh)	Estado de carga de la batería (en %)	Energía que, siendo producida por los paneles, se inyecta en la RED	Energía que debe ser suministrada al usuario desde la RED	Término de Energía PVPC	Término de Energía Mecanismo Compensación	Coste Compra energía RED	Ingresos por venta de electricidad, suponiendo que fuera de aplicación el mecanismo de compensación
Date	E Load	E Generada		E User	E_Grid		Batería			Balance con la RED						
		Inicial	Con factor		Excedente	Déficit	Energía cargada	Energía descargada	SOC batería	Energía inyectada en RED	Energía comprada RED	Término de Energía PVPC	Término de Energía Mecanismo Compensación	Coste Energía RED	Ingresos por mecanismo de compensación	
	W	W	W	W	W	W	Wh	Wh	Wh	%	Wh	Wh	€/kWh	€/kWh	€	€
01.01.2017 00	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	960000,00	100,00%	0,00	0,00	0,11	0,08	0	0,00
01.01.2017 01	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	937962,50	97,70%	0,00	0,00	0,09	0,07	0	0,00
01.01.2017 02	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	915325,00	95,41%	0,00	0,00	0,09	0,07	0,00	0,00
01.01.2017 03	17630	0	0,00	0,00	0,00	17630,00	0,00	22037,50	893887,50	93,11%	0,00	0,00	0,10	0,07	0,00	0,00

Tabla 23 - Características y valores a estudiar (Actual marco regulador) - Fuente Elaboración propia

- Date:** Fecha y hora sobre la que se realiza el estudio.
 En esta columna se reflejan todas las horas del año referenciadas a un día y mes concreto, en total son 8760 horas.
 Marcan la evolución del estudio y nos sirve para poder observar el comportamiento de las diferentes variables de manera concreta.
 No permite localizar fácilmente los momentos más desfavorables del día y aquellos imposibles que se salten las consideraciones iniciales descritas.
- E_Load (W):** Energía demandada por la instalación.
 En base a los cuatro consumos tipo que hemos definido con anterioridad y que vienen reflejados al detalle en el anexo II, establecemos la energía demanda por la instalación para cada hora del año.

3. E_Generada (Inicial) (W): Energía generada por los paneles según el estudio de PVsyst para una potencia instalada de 140KW.
El estudio preliminar realizado en PVsyst con una potencia tipo de 140KW nos proporciona en base a la ubicación, orientación, inclinación, número de paneles y su disposición, la energía que estos generan para cada una de las horas de año en base a los datos que el programa almacena de años pasados para las condiciones establecidas.
4. E_Generada (Con factor) (W): Energía realmente generada por los paneles.
Para realizar el estudio hemos ido variando la potencia instalada multiplicando los datos obtenidos en PVsyst para una potencia de 140KW por un factor de paneles.
Esta columna refleja la generación en función del factor utilizado y es la que se tiene en cuenta durante el estudio para la evolución anual de la instalación.
5. E User (W): Energía generada por los paneles que es consumida por la instalación.
Esta columna refleja la parte de la energía fotovoltaica generada que se suministra a la instalación para su consumo.
6. E_Grid (Excedente) (W): Parte de la energía generada por los paneles que no se consume por la instalación y se almacena en las baterías. En el caso de que las baterías ya estén llenas, esta energía se inyecta en la red.
7. E_Grid (Déficit) (W): Parte de la energía almacenada en las baterías que se suministra a la instalación para su consumo, cuando la energía generada por los paneles no es suficiente para cumplir con la demanda.
El momento de mayor descarga de la batería es por la noche, cuando mas consumo hay y menos generación. Por ello es el momento más desfavorable en nuestra instalación.
8. Batería (Energía Cargada) (Wh): Energía generada y no consumida que se vierte a las baterías. Si el rendimiento de la batería fuese perfecto, el valor de esta columna coincidiría con el valor de E_Grid (Excedente). Debido a que el rendimiento de la batería es por ejemplo del 80%, el excedente de energía generado y no consumido X (E_Grid (Excedente)), realmente se transforma en una energía almacenada menor (Batería (Energía Cargada)).
9. Batería (Energía Descargada) (Wh): Energía que se suministra al usuario procedente de la batería para cubrir el consumo necesario. Si el rendimiento de la batería fuese perfecto, el valor de esta columna coincidiría con el valor de E_Grid (Déficit). Debido a que el rendimiento de la batería es por ejemplo del 80%, para suministrar una cantidad X (E_Grid (Deficit)) de energía, necesitamos realmente una descarga de energía mayor (Batería (Energía Descargada)).
10. Batería (SOC Batería) (Wh y %): Estado de carga de la batería.
A medida que avanza el año, la energía almacenada en la batería fluctúa en base a la carga y descarga que sufre la misma.

El estado de carga mínimo de la batería es del 20%, en caso de llegar a ese valor entra en funcionamiento el grupo generador diésel para alimentar la instalación, no para recargar la batería.

11. Balance con la Red (Energía Inyectada en Red): Energía producida por los paneles fotovoltaicos que se inyecta a la red. Es el excedente de energía fotovoltaica generada, que no se consume directamente ni se almacena en las baterías.
12. Balance con la Red (Energía Comprada Red): Energía que suministra la red cuando la generada con fotovoltaica y la almacenada en las baterías no son suficientes para cubrir la demanda de la instalación de consumo.
13. Balance con la Red (Termino de Energía PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor)): Precio por hora al que compramos la energía a la red. Estos valores los publica Red Eléctrica Española el día antes. Para este estudio hemos cogido los valores publicados correspondientes a una semana de Junio de 2021 y los hemos aplicado a todas las semanas del año.
14. Balance con la Red (Termino de Energía Mecanismo de Compensación): Beneficio "económico" por hora, que obtenemos gracias al mecanismo de compensación "Balance neto" al verter energía a la red. Estos datos los ha publicado REE para la misma semana de Junio de la que hemos obtenido el PVPC. De igual manera los hemos aplicado a todo el año.
15. Balance con la Red (Coste energía Red): Coste por hora de la energía que compramos a la red para cubrir la demanda de la instalación de consumo.
16. Balance con la Red (Ingresos por Mecanismo de Compensación): Beneficio económico que percibimos como descuento de la factura, por verter energía fotovoltaica a la red.

Una vez realizado el estudio en base a las consideraciones planteadas en el actual marco regulador, obtenemos los resultados reflejados en la tabla 24.

RESULTADOS													
	E_Load	E Panels	E User	E_Grid	SOC Batería	Carga Batería	Energía realmente entregada	Deficit Energía	Descarga Batería	Energía Inyectada en RED	Energía comprada RED	Coste Energía RED	Ingresos por mecanismo de compensación
Total	350,01	444,21	145,20	299,01	55,75%	239,21	204,81	256,01	197,27	42,32	58,74	7233,62	3264,37
	MWh	MWh	MWh	MWh	(promedio)	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	/año	/año
% respecto a E_Load	-----	126,91%	41,49%	85,43%	-----	68,34%		73,14%	56,36%	12,09%	16,78%	19,82	8,94
												/día	/día

Tabla 24 - Resultados estudio (Actual marco regulador) - Fuente Elaboración propia

- Generamos un 126,91% de la energía que necesita nuestra instalación.
- El 41,49% de la energía fotovoltaica generada se suministra directamente a instalación de consumo.
- El 68,34% de la energía fotovoltaica generada se almacena en nuestras baterías para un posterior consumo.
- Las baterías aportan a la instalación de consumo 256,01 MWh (73,14 % del total de la energía consumida por la instalación), de los cuales el 197,27

MWh (56,36% de la energía total consumida por la instalación) provienen de la energía almacenada generada por fotovoltaica y 58,74 MWh (16,78% de la energía consumida por la instalación) se compran a la red.

- De la energía generada por los paneles fotovoltaicos volcamos a la red 42,32 MWh.
- Al año gastamos en comprar energía de la red 7233,62 €, que supone un gasto medio al día de 19,82 €.
- Por el mecanismo de compensación por la energía vertida a la red, obtenemos un beneficio anual de 3264,37 €, que suponen un beneficio medio al día de 8,94 €.

Bibliografía

1. <https://suelosolar.com/internacional/index.asp?idioma=en&pais=&idp=>
Junio 2013
2. D. Pérez, “Consideraciones y análisis del grid parity y net metering en España,” ECLAREON, p. 32, 2011.
Febrero 2021
3. <https://www.ree.es/es>
Mayo 2021
4. <https://ecofener.com/blog/consejos-recomendaciones-basicas-claro-proceder-instalar-una-instalacion-fotovoltaica-aislada/>
Junio 2020
5. <https://suministrosdelsol.com/es/paneles-72-cel-144-cel/428-panel-solar-jinko-330w-y-72-celulas.html>
Junio 2013
6. PVsyst
Junio 2013 y Mayo - 2021
7. https://www.ingetteam.com/es-es/energia/energia-fotovoltaica/p15_24_280/t-series.aspx
Junio 2013
8. <http://www.saclimafotovoltaica.com/wp-content/uploads/2016/07/Ficha-T%C3%A9cnica-String-Control-250-30.pdf>
Junio 2013
9. <https://www.tiendafotovoltaica.es/Controlador-BlueSolar-MPPT-150/70-y-150/85>
Junio 2013
10. <http://bateriasindustrialesytraccion.es/es/>
Febrero 2020
11. <https://www.atlascopco.com/es-es/construction-equipment/products/power-diesel-generators/industrial-generator>
Febrero 2020
12. https://www.ingetteam.com/es-es/sectores/energia-fotovoltaica/p15_24_288_45/storage-b-series-1500v-1640kva.aspx
Junio 2021

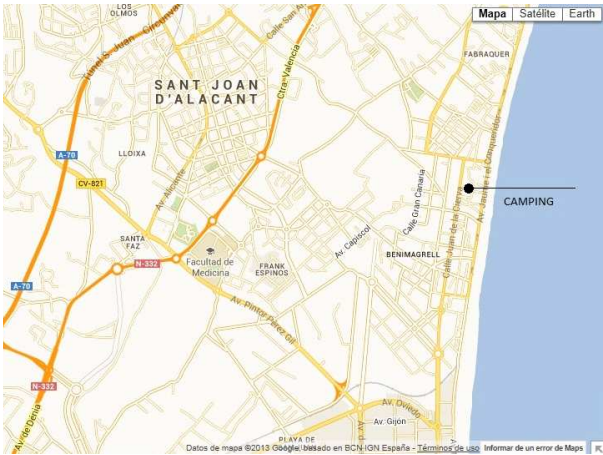
13. <https://www.ecointeligencia.com/2015/08/paridad-de-red/>
Febrero 2021
14. <https://www.magnuscmd.com/es/>
Febrero 2021
15. <https://www.magnuscmd.com/es/la-historia-en-espana-del-autoconsumo-con-excedentes-compensados/>
Febrero 2021
16. <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/autoconsumo>
Marzo 2021
17. <https://ovacen.com/evolucion-fotovoltaica/>
Marzo 2021
18. <https://selectra.es/autoconsumo/info/normativa/impuesto-sol#impuesto-al-sol>
Febrero 2021
19. <https://www.magnuscmd.com/es/renovables-en-espana-mas-alla-del-impuesto-al-sol/>
Febrero 2021
20. <https://www.energias-renovables.com/revistas-energias-renovables/numero-126-noviembre-2013>
Junio 2015

Anexos

Anexo I: Planos



PLANO DE SITUACIÓN DE SAN JUAN DE ALICANTE



PLANO CALLEJERO DE S. JUAN DE A.

ORTOFOTO DE LA PARCELA

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

PROYECTO DE FIN DE CARRERA

DENOM. PLANO
Situación

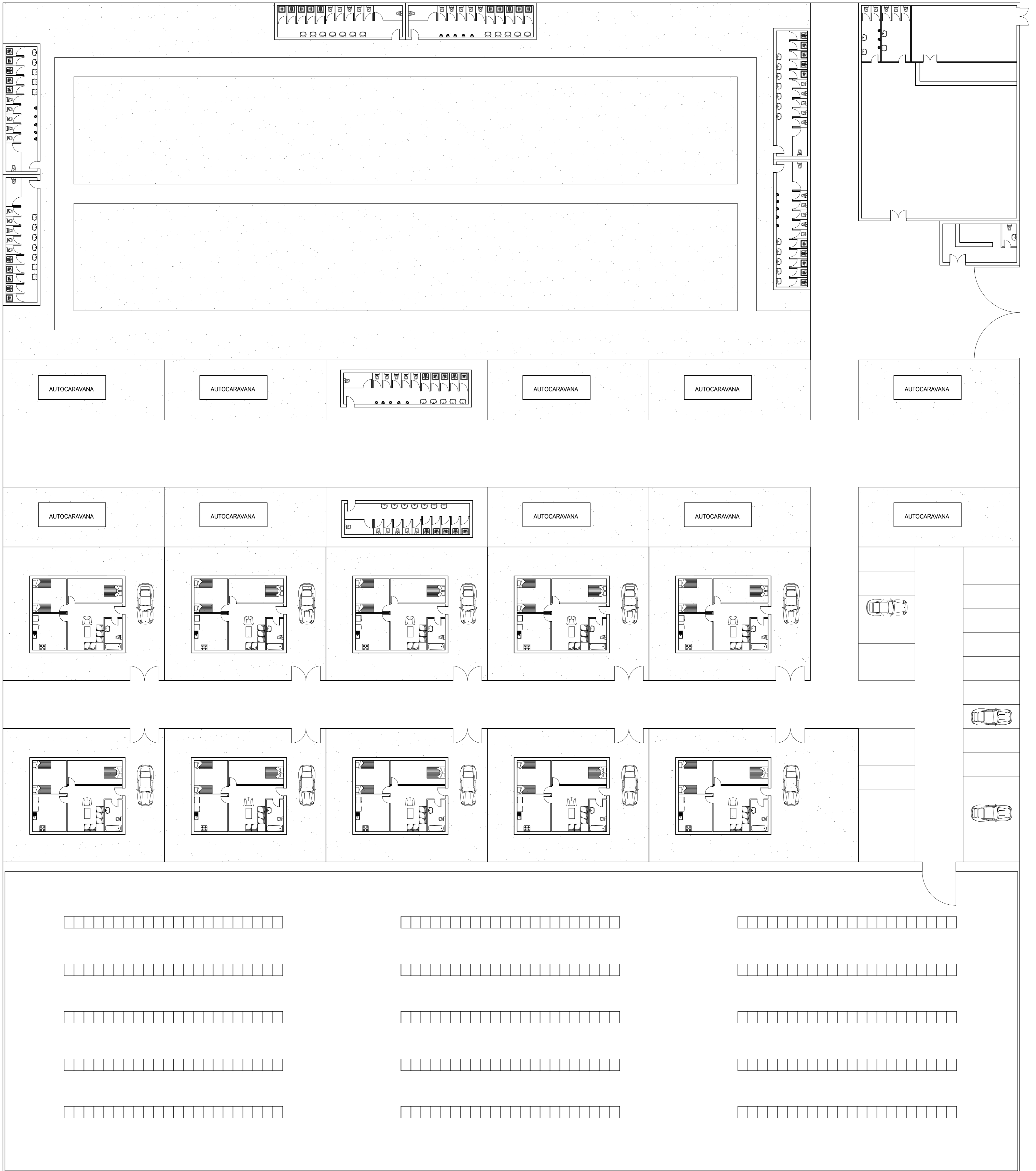
TÍTULO
PLANO DE SITUACIÓN

PLANO N°
1

INGENIERO TÉCNICO
SEBASTIÁN GONZÁLEZ CARRANZA

SIN ESCALA

FECHA: Junio 2013



UNIVERSIDAD DE VALLADOLID ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES	
PROYECTO DE FIN DE CARRERA	DENOM. PLANO Planta General
TÍTULO PLANO DESCRIPTIVO GENERAL	PLANO N° 2
INGENIERO TÉCNICO SEBASTIÁN GONZÁLEZ CARRANZA	ESCALA 1/200 FECHA: Junio 2013

Anexo II: Catalogo de componentes

Standard Module



GSM6 Series 6" Cell Module (220, 225, 230, 235, 240 Wp)

Features

- 60 presorted high efficient multi-crystalline silicon solar cells
- Long term stability by quality control and exact tuning of components
- Strict power measurement that minimize the power tolerance to +/-3%
- Modules are manufactured in ISO 9001 and 14001 certificated facilities guarantee prime quality as well as environment-friendly products

IEC certificate

The test sequences of the IEC 61215 and IEC 61730 confirm that Gloria Solar modules are capable of withstand the artificial loads of the materials as well as safety qualification. It provides reliable performance and safety for entire range of Gloria Solar modules

Dimensions

Length * Width (mm)	1652*992
Thickness (mm)	50
Weight (kg)	22

GSM6 Series 6" Cell Modules

Electrical characteristics under standard test condition (STC) ¹						
		220D-E1	225D-E1	230D-E1	235D-E1	240D-E1
Typical power (P _{max}) ²	W	220	225	230	235	240
Voltage at typical power (V _{mp})	V	28.0	28.5	29.0	29.4	29.9
Current at typical power (I _{mp})	A	7.86	7.90	7.93	7.98	8.02
Open circuit voltage (V _{oc})	V	36.3	36.5	36.6	36.7	36.8
Short circuit current (I _{sc})	A	7.89	7.99	8.04	8.08	8.12
Module Efficiency	%	13.4	13.7	14.0	14.3	14.6

1. STC : AM1.5G, 1000W /m², cell temperature of 25 °C .

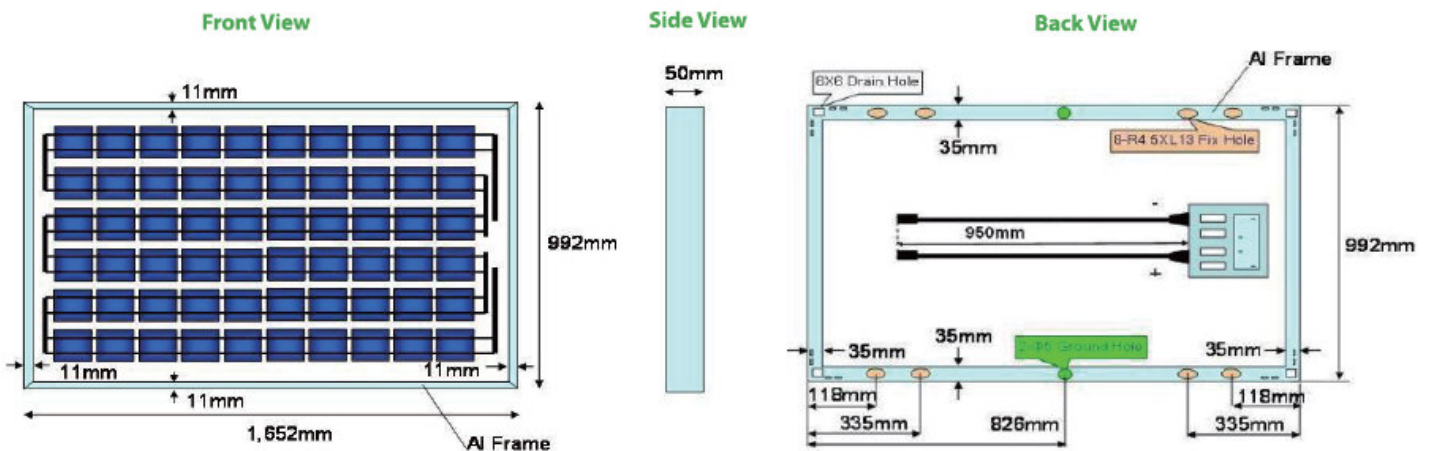
2. Power tolerance at maximum power under STC condition = ±3%

Temperature coefficient		
Temperature coefficient current	α Ts(Isc)	+4.40mA/K
Temperature coefficient voltage	β Tc(Voc)	-129mV/K
Peak power temperature coefficient	γ Tc(Pmax)	-0.46%/K

System Integration

** Maximum system voltage= 1000 V

** Fuse rating : 15 A



TECHNO SUN

Estructura aluminio ajustable 1 modulo V (1642x994) suelo-TECHNO SUN

Ref. 890.07.01.S1X1642

Precio bruto 77,85 €

Precio BI **54,49 €**

Componentes	Descripción	Cantidad
659.08.01.ENDF40	Sujeción en Z final de panel 40mm - TECHNO SUN	4
659.08.01.FRONTLEG	Pata frontal estructura inclinación ajustable - TECHNO SUN	2
659.08.01.GRDNLUG	Conector toma tierra entre paneles y cable - TECHNO SUN	1
659.08.01.RAIL4200	Carril 4,20m - TECHNO SUN	1
659-RL30-60	Pata trasera estructura inclinación ajustable 30/60° - TECHNO SUN	2

TECHNO SUN

Estructura aluminio ajustable 7 modulos V (1642x994) suelo-TECHNO SUN

Ref.	890.07.01.S7X1642
Precio bruto	325,69 €
Precio BI	227,99 €

Componentes	Descripción	Cantidad
<u>659.08.01.ENDF40</u>	Sujeción en Z final de panel 40mm - TECHNO SUN	4
<u>659.08.01.FRONTLEG</u>	Pata frontal estructura inclinación ajustable - TECHNO SUN	8
<u>659.08.01.GRDNCLIP</u>	Clip toma tierra entre paneles instalar debajo carril - TECHNO SUN	6
<u>659.08.01.GRDNLUG</u>	Conector toma tierra entre paneles y cable - TECHNO SUN	1
<u>659.08.01.INTERF40</u>	Sujeción en T entre paneles 40mm - TECHNO SUN	12
<u>659.08.01.JUMPER</u>	Conector toma tierra entre carriles - TECHNO SUN	2
<u>659.08.01.RAIL4200</u>	Carril 4,20m - TECHNO SUN	4
<u>659.08.01.SPLICE</u>	Union entre carriles - TECHNO SUN	2
<u>659-RL30-60</u>	Pata trasera estructura inclinación ajustable 30/60° - TECHNO SUN	8

Características de un inversor de red

Fabricante, modelo : **Ingeteam, Ingecon Sun 70**

Disponibilidad : Prod. desde 2007

Origen de datos : Manufacturer 2012

Características de entrada (lado generador FV)

Modo funcionamiento		MPPT			
Tensión MPP Mínima	Vmin	405 V	Potencia nominal FV	Pnom DC	73 kW
Tensión MPP Máxima	Vmax	750 V	Potencia máxima FV	Pmax DC	91 kW
Tensión FV máx Absoluta	Vmax array	900 V	Corriente máxima FV	Imax DC	N/A A
Tensión Mínima para Pnom	Vmin PNom	405 V	Umbral Potencia	Pthresh.	480 W
Comport. en Vmín/Vmáx	Limitación		Comportamiento en Pnom	Limitación	

Características de salida (lado red CA)

Tensión de Red	Unom	400 V	Potencia nominal CA	Pnom AC	70 kWac
Frecuencia de la red	Freq	50/60 Hz	Potencia máxima CA	Pmax AC	77 kWac
		Trifásico	Corriente CA nominal	Inom AC	101 A
Eficiencia máxima	Max Eff.	97.2 %	Corriente CA máxima	Imax AC	131 A
Eficiencia media europea	Euro Eff.	96.1 %			

Notas y Características técnicas

Monitorización aislamiento generador, Inter. CC interno,
Inter. CA interno, Ajusta desconexión de la tensión de salida,

Tecnología: LF Transfo, IGBT

Protección: IP 20

Control: LCD 64x128

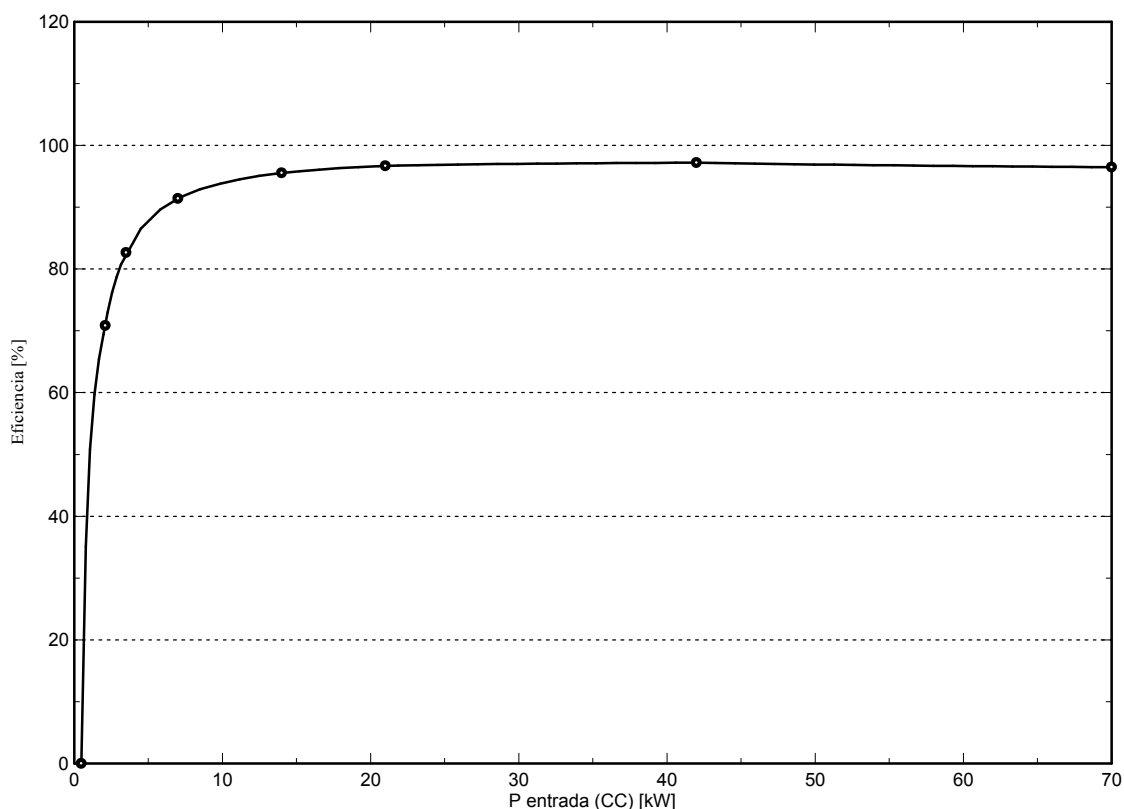
Dimensiones: Ancho 1031 mm

Altura 1761 mm

Fondo 877 mm

Peso 026.00 kg

Perfil de eficiencia vs Potencia de entrada



Fronius String Control 250/30



Monitorización profesional de hasta 30 series fotovoltaicas de módulos

El Fronius String Control 250/30 ha sido desarrollado específicamente para ser compatible con todos los inversores centrales. Con una capacidad de corriente de 250 A y una máxima corriente de entrada de 1.000 V, el Fronius String Control es el dispositivo ideal para la monitorización de hasta 30 series fotovoltaicas de módulos cuando se utilizan inversores Fronius Agilo.

Datos técnicos

String Control 250/30

Máximo número de series fotovoltaicas	30
Máx. corriente de entrada	250 A
Máx. corriente de entrada por serie fotovoltaica	20 A
Máxima tensión de entrada	1.000 V
Máxima corriente por canal de medición	50 A
Número de canales de medición	5
Conexiones (CC in)	Bornes 2,5 mm ² - 25 mm ² (máximo diámetro de cable 7,5 mm)*
Conexiones (CC out)	Barra de conexión directa (borne en V) (no se requiere ningún terminal de cable) máx. 240

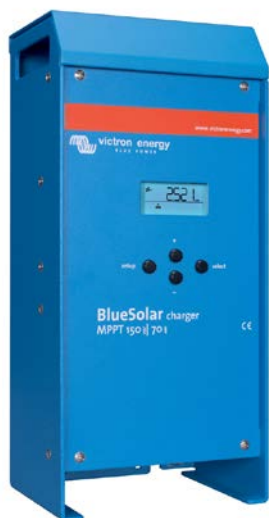


Fronius Solar Net (RS422)	2 RJ45 o bornes
Margen de temperatura ambiente	-25 - +55° C
Tipo de protección	IP 55
Alimentación	12 V CC (opcional)
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	580 x 720 x 200 mm
Peso	16,3 Kg
Base	
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	900 x 760 x 240 mm
Peso	11 kg

*En función del tipo de cable. Para la correcta instalación tener en cuenta las indicaciones del manual de instrucciones.

Controladores de carga MPPT 150/70 y 150/85

www.victronenergy.com



**Controladores de carga solar
MPPT 150/70 y 150/85**

Tensión FV hasta 150 V

Los controladores de carga BlueSolar MPPT 150/70 y 150/85 pueden cargar una batería de tensión nominal inferior a partir de unas placas FV de tensión nominal superior.

El controlador se ajustará automáticamente a la tensión nominal de la batería de 12, 24, 36, ó 48 V.

Seguimiento ultrarrápido del Punto de Máxima Potencia (MPPT, por sus siglas en inglés).

Especialmente con cielos nublados, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial

En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo.

El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión

La eficiencia máxima excede el 98%. Corriente de salida completa hasta los 40°C (104°F).

Algoritmo de carga flexible

Varios algoritmos preconfigurados. Un algoritmo programable por el usuario.

Ecuilibración manual o automática.

Sensor de temperatura de la batería. Sonda de tensión de la batería opcional.

Relé auxiliar programable

Para disparar una alarma o arrancar el generador

Amplia protección electrónica

Protección de sobretemperatura y reducción de potencia en caso de alta temperatura.

Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.

Protección de corriente inversa.

CAN bus

Para conectar en paralelo 25 unidades, conectar a un panel ColorControl o a una red CAN Bus

Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/70	MPPT 150/85
Tensión nominal de la batería	12 / 24 / 36 / 48V Selección Automática	
Corriente de carga nominal	70A @ 40 °C (104 °F)	85A @ 40 °C (104 °F)
Potencia máxima de entrada de los paneles solares 1)	12V: 1000W /24V: 2000W /36V: 3000W /48V: 4000W	12V: 1200W /24V: 2400W /36V: 3600W /48V: 4850W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo	
Tensión mínima FV	Tensión de la batería más 7 V para arranque	Tensión de la batería más 2 V operativos
Consumo en espera	12V: 0,55W /24V: 0,75W /36V: 0,90W /48V: 1,00W	
Eficacia a plena carga	12V: 95% / 24V: 96,5% / 36V: 97% / 48V: 97,5%	
Carga de absorción	14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6V	
Carga de flotación	13,7 / 27,4 / 41,1 / 54,8V	
Carga de ecuilibrio	15,0 / 30,0 / 45 / 60V	
Sensor de temperatura remoto de la batería	Sí	
Ajuste de la compensación de temperatura por defecto	-2,7mV/°C por celda de batería de 2V	
Interruptor on/off remoto	Sí	
Relé programable	DPST Capacidad nominal CA 240 V CA/4 A	Capacidad nominal CC: 4 A hasta 35 V CC, 1 A hasta 60 V CC
Puerto de comunicaciones	VE.Can: dos conectores RJ45 en paralelo, protocolo NMEA2000	
Funcionamiento en paralelo	Sí, a través de VE.Can Máx. 25 unidades en paralelo	
Temperatura de trabajo	-40 °C a 60 °C con reducción de corriente de salida por encima de 40 °C	
Refrigeración	asistida por ventilador silencioso	
Humedad (sin condensación)	Max. 95%	
Tamaño de los terminales	35mm² / AWG2	
Material y color	Aluminio, azul RAL 5012	
Clase de protección	IP20	
Peso	4,2 kg	
Dimensiones (al x an x p)	350 x 160 x 135 mm	
Montaje	Montaje vertical de pared	solo interiores
Seguridad	EN/IEC 62109-1	
EMC	EN61000-6-1, EN61000-6-3	

1) Si se conectara más potencia solar, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado



FICHA TÉCNICA

Voltaje:	48V
Capacidad:	1000Ah
Tipo de elemento:	24u 8PzS1000
Dimensiones elemento:	Largo: 198 mm / Ancho: 155 mm / Alto: 570 mm
Peso:	1368 kg
Garantía:	24 Meses



COFRE

Fabricación en acero de alta calidad, estanco, con protección antiácido interior y exterior de resina epoxi. Fabricación según a las normas ISO9001: 2008.



CONEXIONES

Las conexiones flexibles atornilladas aisladas, permiten el montaje y la sustitución de los elementos de una forma fácil y cómoda.



ELEMENTOS

Están fabricados con la más alta tecnología y estándares de calidad. (Plomo de 99,9% de pureza). Certificado de calidad ISO 9001:2008.

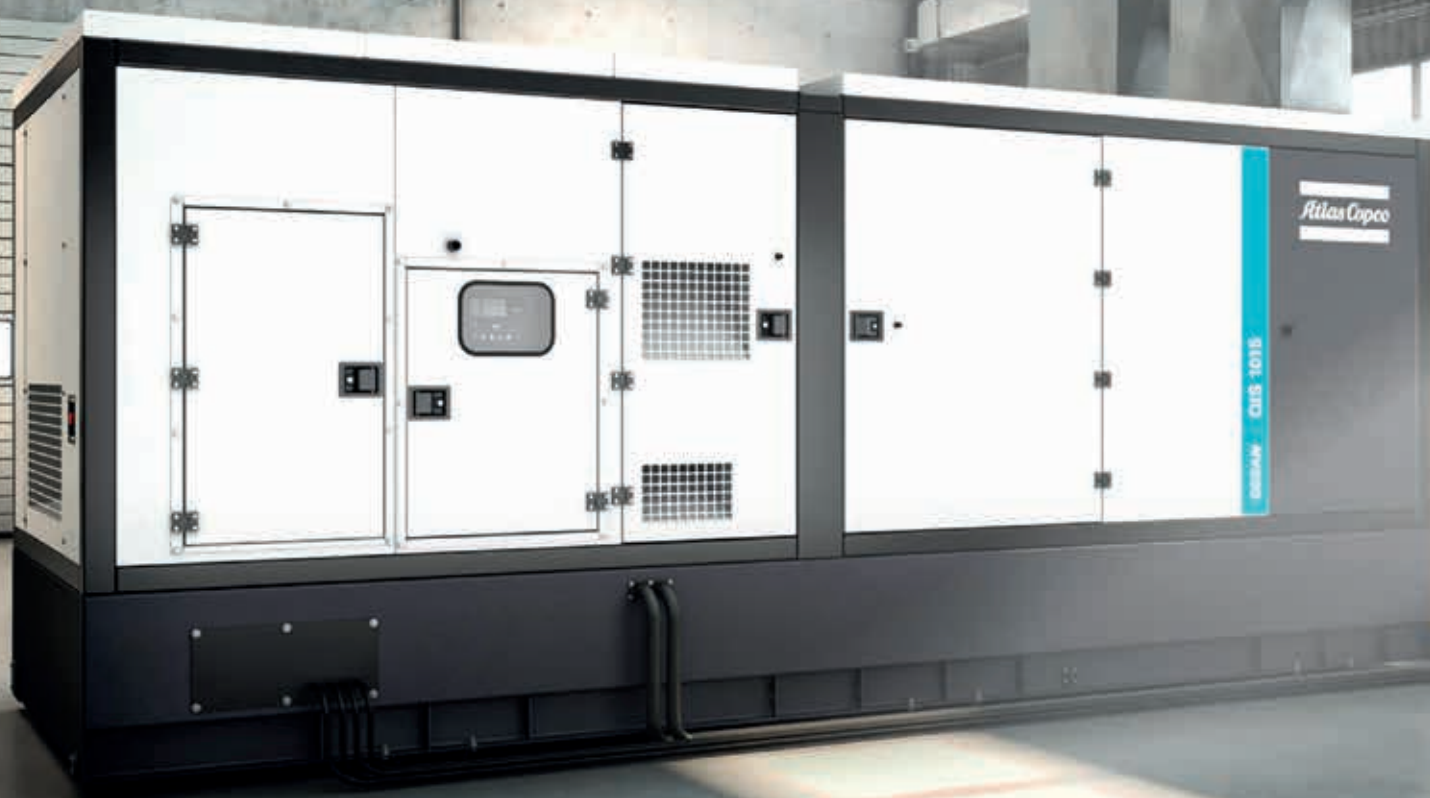
Nuestras **baterías de tracción** están diseñadas para soportar aplicaciones que demanden **altos niveles de energía, rendimiento y seguridad**. Están disponibles en un amplio rango de capacidades y dimensiones de acuerdo a normativa internacional DIN (PzS) y BS (PzB), cubriendo total y eficientemente sus necesidades de energía. Un diseño óptimo, el uso de materiales de alta calidad y la experiencia en fabricación de baterías de alta tecnología le garantiza una solución energética eficiente y fiable.

ENERGIA GARANTIZADA

Generadores de la gama QIS

Sustainable Productivity

Atlas Copco



Energía garantizada

Generadores de la gama QIS

Los generadores de reserva constituyen una parte fundamental de la red de rendimiento de cualquier empresa. Siempre tiene que estar preparado para funcionar cuando se produce cualquier interrupción del suministro eléctrico. Además, usted necesita que este generador detecte cualquier necesidad urgente y ofrezca una respuesta instantánea así como un rendimiento garantizado, exactamente en el momento en que sea necesario.

Hemos ampliado nuestra gama de QIS hasta 1 420 kVA para garantizar que podemos ofrecerle el generador que mejor se adapte a su negocio. Construido sobre la base de nuestros probados principios de diseño, que se aplican a toda nuestra oferta de generadores, la gama QIS le ofrece capacidades modulares y posibilidades de actualización y ampliación. Además, se ha diseñado para que sea sencillo de instalar y ofrezca una fiabilidad excepcional.

Estos generadores se han diseñado para ofrecer el rendimiento óptimo en las condiciones más exigentes, tanto en aplicaciones de potencia principal fija como de reserva. El estricto procedimiento de prueba garantiza su idoneidad para cualquier aplicación desde centros de datos y atención sanitaria hasta fabricación, servicios públicos y comercio.

Gracias a su versatilidad, su bajo nivel de ruidos y facilidad de uso, los generadores QIS pueden integrarse fácilmente en todos sus proyectos. Usted no sólo necesita potencia, sino que esta sea constante.



INTERVALO DE
MANTENIMIENTO
500 (H.)

25%
MÁS
PEQUEÑO

13% FACTOR
DE CARGA
SUPERIOR

FACTOR DE CORRECCIÓN
MÁS BAJO

ARMARIO
PRECA-
BLEADO
PARA ACTUALIZACIÓN

30%
ESPACIO LIBRE
PARA ACTUALIZACIÓN

¿Cuál es el coste de no disponer de potencia?

Los generadores QIS garantizan la tranquilidad en numerosas aplicaciones. Desde aplicaciones críticas de reserva a principales fijas y amortiguación de picos.

Sustainable Productivity

Atlas Copco





CARACTERÍSTICAS ESTÁNDAR

Armario eléctrico y de control integrado:

- Controlador digital Qc 2112/2212 AMF (AMF y arranque remoto)
- Armario actualizable
- Interruptor de 4 polos⁽¹⁾
- Parada de emergencia
- Cargador de batería⁽¹⁾



Accesibilidad excelente:

- Facilidad de servicio gracias a sus grandes paneles y puertas de acceso
- Acceso al alternador (AVR y puente rectificador)
- Acceso excelente al motor
- Panel de acceso directo al radiador para limpieza
- Acceso a puntos de drenaje externos



Facilidad de transporte:

- Estructura de elevación integrada con un único punto de elevación⁽¹⁾ (cuatro puntos de elevación por encima de 1 115 kVA)



Eficacia de la instalación:

- Conexión de cable que permite comenzar a trabajar inmediatamente
- Canalización de cables que se adapta al cable y libera la tensión
- Contención del 110%⁽¹⁾ con sensor de nivel⁽²⁾
- Cubiertas protectoras para piezas calientes, ventilador y correa

Rendimiento:

- Radiador de refrigeración de alto rendimiento con ParCOOL que ofrece el 100% de potencia de reserva
- Resistente caja de acero galvanizada con aislante acústico
- Alternador IP23 con bobina auxiliar (300% de sobreintensidad durante 20 segundos) y regulador automático de tensión digital o DAVR (kit de detección de tres fases y transformador de intensidad estándar por encima de 400 kVA)
- Regulador electrónico del motor⁽²⁾

Servicio eficaz:

- Disminución del tiempo de inactividad de servicio gracias al sistema de filtro de combustible para trabajos pesados con separador de agua⁽¹⁾
- Filtración de aire de dos etapas⁽²⁾
- Bomba de drenaje de aceite⁽¹⁾
- Intervalo de servicio de 500 horas⁽²⁾



Cada unidad se prueba a plena carga y en su clase de ejecución:

- Además, se realizan otras pruebas en cada modelo: LAT, vibración, ruido, consumo de combustible, penetración de agua



Adapte el generador a sus necesidades



OPCIONES MECÁNICAS

- Aceite sintético
- Pre-filtro de combustible con separador de agua⁽³⁾
- Depósito de combustible de gran capacidad⁽²⁾
- Tapa para lluvia⁽³⁾
- Soportes de nivelación
- Soportes amortiguadores de impactos
- Viga de elevación⁽³⁾
- Silenciadores de escape para generadores abiertos

⁽¹⁾Opcional en algunos modelos

⁽²⁾No disponible en todos los modelos.

⁽³⁾Estándar en algunos modelos

⁽⁴⁾Sólo compatible con Qc2212-3012-3111



OPCIONES ELÉCTRICAS

- Relé diferencial
- Módulos de comunicación (Ethernet, 3G, GPS,...)
- Interruptor de batería⁽³⁾
- Módulos de ampliación de entradas y salidas⁽⁴⁾
- Anunciador y pantalla remotos⁽⁴⁾
- Sistema automático de transferencia de combustible⁽⁴⁾
- Sistema de precalentamiento
- Interruptor motorizado⁽²⁾
- Controladores de sincronización Qc3012-3111⁽²⁾
- Interruptor para generadores abiertos⁽³⁾



¿Reducción de ruidos? ¡Sin problema!

Suficientemente silenciosos
como para ser utilizado en zonas
residenciales.

1 MW de potencia con un nivel de
ruidos inferior a 70dB(A)
(15 m. de distancia).

Sustainable Productivity

Atlas Copco

GESAN QIS 1015

Atlas Copco

DATOS TÉCNICOS

MODELO	Datos de rendimiento								Atenuación del nivel de ruidos	
	Frecuencia nominal	Tensión nominal*	Potencia continua (PRP)	Potencia de reserva (ESP)	Potencia continua (PRP)	Potencia de reserva (ESP)	Consumo al 75% de carga PRP	Autonomía de combustible, insonorizado al 75% PRP	Nivel sonoro (LwA)	Potencia acústica (Lp A) a 7 m.
	Hz	V	kVA	kVA	kW	kW	l/h	h	dB(A)	dB(A)
QIS 10	560	400 / 230	9	10	7,2	8	2,1	26 / 119	86	59
QIS 16	560	400 / 230	13,7	16	11	12,8	2,8	19 / 89	90	63
QIS 25	560	400 / 230	20	21,5	16	17,2	3,9	14 / 64	91	64
QIS 35	560	400 / 230	30	33	23,8	26	5,6	19 / 86	92	66
QIS 45	560	400 / 230	42	46	34	37	7,2	14 / 66	92	66
QIS 70	560	400 / 230	63	71	560	57	10,2	16 / 51	91	65
QIS 90	560	400 / 230	84	92	67	74	13,3	17 / 51	88	61
QIS 110	560	400 / 230	102	112	81	89	16,9	14 / 40	90	63
QIS 135	560	400 / 230	123	135	99	108	20	19 / 48	91	65
QIS 175	560	400 / 230	157	173	126	139	25,9	14 / 37	92	66
QIS 215	560	400 / 230	197	217	157	173	34,8	11 / 27	97	71
QIS 220	560	400 / 230	200	220	160	176	31,7	15 / 46	92	65
QIS 330	560	400 / 230	300	330	240	264	47	10 / 31	97	72
QIS 225	560	400 / 230	200	220	160	176	34	12 / 35	97	71
QIS 275	560	400 / 230	249	275	199	220	43,1	9 / 27	97	71
QIS 335	560	400 / 230	300	330	240	264	44,9	13 / 36	97	71
QIS 355	560	400 (230)	321	352	257	281	48,3	12 / 34	97	71
QIS 415	560	400 / 230	383	418	306	334	57,1	10 / 28	97	71
QIS 435	560	400 / 230	400	437	320	350	60,8	10 / 27	97	71
QIS 505	560	400 / 230	459	509	367	407	69,2	9 / 23	97	71
QIS 545	560	400 / 230	500	546	400	437	75,1	14 / 28	98	72
QIS 655	560	400 / 230	597	656	477	525	88,4	12 / 24	99	73
QIS 705	560	400 / 230	637	706	509	565	95,6	10 / 16	98	72
QIS 470	560	400 / 230	410	470	328	376	65,1	16,9	98	73
QIS 510	560	400 / 230	460	509	368	407	72,9	15,1	98	73
QIS 580	560	400 / 230	524	580	419	464	83,4	13,2	101	76
QIS 630	560	400 / 230	571	630	457	504	94,2	11,7	101	76
QIS 700	560	400 / 230	635	700	508	560	103,8	10,6	101	76
QIS 735	560	400 / 230	680	735	544	588	109	11,8	101	76
QIS 830	50	400 / 230	752	830	601	664	119,1	10,8	101	76
QIS 875	560	400 / 230	800	874	640	699	116,2	9,5	103	75
QIS 1015	560	400 / 230	805	1 015	644	812	116,2	9,5	103	75
QIS 1115	560	400 / 230	1 011	1 115	809	892	150,6	9,3	104	76
QIS 1250	560	400 / 230	1 144	1 250	915	1 000	170,1	8,2	104	76
QIS 1420	560	400 / 230	1 270	1 420	1 016	1 136	180,7	7,8	105	77



MODELO	Motor		Alternador		Dimensiones, insonorizado				Dimensiones, abierto			
	Modelo	Control de velocidad	Modelo	Modelo AVR	Longitud	Ancho	Alto	Capacidad del depósito de combustible (con depósito de combustible opcional)	Longitud	Ancho	Alto	Capacidad del depósito de combustible (con depósito de combustible opcional)
					mm.	mm.	mm.	l.	mm.	mm.	mm.	l.
QIS 10	Kubota D1105-BG2	Mecánica	Mecc Alte ECP3-1L/4A	DSR								
QIS 16	Kubota D1703-M-BG	Electrónico	Mecc Alte ECP3-3L/4	DSR	1 750	840	1 155	55 (250)	1 500	840	1 100	55 (250)
QIS 25	Kubota V2403-M-BG	Electrónico	Mecc Alte ECP28-M/4A	DSR								
QIS 35	Kubota V3300-IDI-BG	Electrónico	Mecc Alte ECP28-VL/4A	DSR								
QIS 45	Kubota V3800-DI-T-E2BG	Electrónico	Mecc Alte ECP32-3S/4B	DSR	2 220	940	1 185	105 (480)	1 860	940	1 165	105 (480)
QIS 70	John Deere 4045TF120	Mecánica	Mecc Alte ECP32-2M/4B	DSR	2 255	1 130	1 615	160 (520)	2 255	1 130	1 615	160 (520)
QIS 90	John Deere 4045TF220	Mecánica	Mecc Alte ECP34-1S/4	DSR								
QIS 110	John Deere 4045HF120	Mecánica	Mecc Alte ECP34-2S/4	DSR	2 900	1 150	1 710	230 (680)	2 255	1 150	1 710	230 (680)
QIS 135	John Deere 6068TF220	Mecánica	Mecc Alte ECP34-1L/4	DSR								
QIS 175	John Deere 6068HF120	Mecánica	Mecc Alte ECP34-3L/4	DSR	3 265	1 150	1 860	375 (950)	2 700	1 150	1 860	375 (950)
QIS 215	John Deere 6068HFG20	Mecánica	Mecc Alte ECO38-2S/4	DSR								
QIS 220	Doosan P086 TI	Electrónico	Mecc Alte ECO38-2S	DSR	3 840	1 470	1 915	490 (1 490)	2 990	1 470	1 760	490 (1 490)
QIS 330	Doosan P126 TI-II	Electrónico	Mecc Alte ECO38-2L	DSR								
QIS 225	Volvo TAD 733 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO38-2S	DSR								
QIS 275	Volvo TAD 734 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO38-1L	DSR	3 675	1 400	2 065	405 (1 180)	3 020	1 150	2 060	415 (945)
QIS 335	Volvo TAD 1341 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO38-2L	DSR								
QIS 355	Volvo TAD 1341 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO38-3L	DSR								
QIS 415	Volvo TAD 1343 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO40-1S	DER1	4 580	1 500	2 235	590 (1625)	3 340	1 150	2 210	525 (1430)
QIS 435	Volvo TAD 1344 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO40-1S	DER1								
QIS 505	Volvo TAD 1345 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO40-3S	DER1								
QIS 545	Volvo TAD 1641 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO40-3S	DER1								
QIS 655	Volvo TAD 1642 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO40-1,5L	DER1	5 000	1 650	2 300	1 055 (2 100)	3 950	1 550	2 560	1 035 (2 785)
QIS 705	Volvo TAD 1643 GE	Electrónico	Mecc Alte ECO40-2L	DER1	5 600	1 860	2 300	960 (1 500)				
QIS 470	Doosan P158 LE	Electrónico	Mecc Alte ECO40-2S	DER1								
QIS 510	Doosan DP158 LC	Electrónico	Mecc Alte ECO40-3S	DER1								
QIS 580	Doosan DP158 LD	Electrónico	Mecc Alte ECO40-1L	DER1	4 800	1 870	2 395	1 090	3 335	1 870	2 315	1 090
QIS 630	Doosan DP180 LA	Electrónico	Mecc Alte ECO40-1.5L	DER1								
QIS 700	Doosan DP180 LB	Electrónico	Mecc Alte ECO40-2L	DER1								
QIS 735	Doosan DP222 LB	Electrónico	Mecc Alte ECO40-2L	DER1								
QIS 830	Doosan DP222 LC	Electrónico	Mecc Alte ECO43-1S	DER1	5 200	1 870	2 575	1 285	3 620	1 870	2 385	1 285
QIS 875	MTU 12V2000G26F (3E)	Electrónico	Mecc Alte ECO43-1S	DER1								
QIS 1015	MTU 12V2000G86F	Electrónico	Mecc Alte ECO43-2S	DER1	5 600	1 860	2 430	1 100	4 485	2 220	2 485	950
QIS 1115	MTU 16V2000G76F	Electrónico	Mecc Alte ECO43-1M	DER1								
QIS 1250	MTU 16V2000G86F	Electrónico	Mecc Alte ECO43-2M	DER1	6 500	2 040	2 680	1 400				
QIS 1420	MTU 18V2000G76F	Electrónico	Mecc Alte ECO43-2L	DER1					4 580	2 220	2 485	950

DATOS TÉCNICOS

MODELO	Datos de rendimiento								Atenuación del nivel de ruidos	
	Frecuencia nominal	Tensión nominal*	Potencia continua (PRP)	Potencia de reserva (ESP)	Potencia continua (PRP)	Potencia de reserva (ESP)	Consumo al 75% de carga PRP	Autonomía de combustible, insonorizado al 75% PRP	Nivel sonoro (LwA)	Potencia acústica (Lp A) a 7 m.
	Hz	V	kVA	kVA	kW	kW	l/h	h	dB(A)	dB(A)
QIS 10	60	220 / 127	11	12,6	8,8	10,1	2,4	20 / 92	88	61
QIS 15	60	220 / 127	16,6	18,8	13,3	15	3,4	16 / 75	92	65
QIS 19	60	220 (127)	23	23,6	18,4	18,9	4,8	11,7 / 53	91	64
QIS 30	60	220 / 127	34,1	36,6	69,3	29	6,4	16 / 75	94	68
QIS 45	60	220 / 127	560	54	40	43	8,6	12 / 56	93	67
QIS 60	60	480 / 277	75	78	60	62	12,6	13 / 41	95	69
QIS 85	60	480 / 277	94	105	76	84	16	14 / 43	91	64
QIS 100	60	480 / 277	113	124	90	99	19	12 / 36	93	67
QIS 120	60	480 / 277	136	150	109	120	24,6	15 (39)	95	69
QIS 150	60	480 / 277	171	188	137	151	31,7	12 / 30	97	71
QIS 170	60	480 / 277	194	216	155	172	36,7	10 / 26	100	74
QIS 200	60	480 / 277	230	241	184	193	37,7	13 / 38	97	71
QIS 300	60	480 / 277	350	377	280	302	56	8 / 26	100	75
QIS 205	60	480 / 277	223	248	179	199	34	12 / 35	100	74
QIS 235	60	480 / 277	252	283	202	226	43,1	9 / 27	100	74
QIS 305	60	480 / 277	344	378	275	302	44,9	13 / 36	100	74
QIS 365	60	480 / 277	414	454	331	363	57,1	10 / 28	100	74
QIS 405	60	480 / 277	456	502	365	402	60,8	10 / 27	100	74
QIS 515	60	480 / 277	573	645	459	516	75,1	14 / 28	101	75
QIS 555	60	480 / 277	628	689	503	552	88,4	12 / 24	102	76
QIS 605	60	480 / 277	693	762	554	610	95,6	10 / 16	101	75
QIS 400	60	480 / 277	450	500	360	400	74,7	14,7	101	76
QIS 450	60	480 / 277	526	563	421	450	83,4	13,2	101	76
QIS 500	60	480 / 277	572	625	457	500	92,9	11,8	104	79
QIS 540	60	480 / 277	642	642	514	544	106,6	10,4	104	79
QIS 610	60	480 / 277	629	765	554	612	114,2	9,6	104	79
QIS 710	60	480 / 277	808	893	646	714	127,7	10	104	79
QIS 740	60	480 / 277	849	925	679	740	134,4	9,6	104	79



MODELO	Motor		Alternador		Dimensiones, insonorizado				Dimensiones, abierto			
	Modelo	Control de velocidad	Modelo	Modelo AVR	Longitud	Ancho	Alto	Capacidad del depósito de combustible (con depósito de combustible opcional)	Longitud	Ancho	Alto	Capacidad del depósito de combustible (con depósito de combustible opcional)
QIS 10	Kubota D1105-BG2	Mecánica	Mecc Alte ECP3-1L/4A	DSR								
QIS 15	Kubota D1703-M-BG	Electrónico	Mecc Alte ECP3-3L/4	DSR	1 750	840	1 155	55 (250)	1 500	840	1 100	55 (250)
QIS 19	Kubota V2403-M-BG	Electrónico	Mecc Alte ECP28-M/4A	DSR								
QIS 30	Kubota V3300-IDI-BG	Electrónico	Mecc Alte ECP28-VL/4A	DSR								
QIS 45	Kubota V3800DI-T-BG 2	Electrónico	Mecc Alte ECP32-3S/4B	DSR	2 220	940	1 185	105 (480)	1 860	940	1 165	105 (480)
QIS 60	John Deere 4045TF120	Mecánica	Mecc Alte ECP32-2M/4B	DSR	2 255	1 130	1 615	160 (520)	2 255	1 130	1 615	160 (520)
QIS 85	John Deere 4045TF220	Mecánica	Mecc Alte ECP34-1S/4	DSR								
QIS 100	John Deere 4045HF120	Mecánica	Mecc Alte ECP34-2S/4	DSR	2 900	1 150	1 710	230 (680)	2 255	1 150	1 710	230 (680)
QIS 120	John Deere 6068TF220	Mecánica	Mecc Alte ECP34-1L/4	DSR								
QIS 150	John Deere 6068HF120	Mecánica	Mecc Alte ECP34-2L/4	DSR	3 265	1 150	1 860	375 (950)	2 700	1 150	1 860	375 (950)
QIS 170	John Deere 6068HFG20	Mecánica	Mecc Alte ECO38-1S/4	DSR								
QIS 200	Doosan P086 TI	Electrónico	Mecc Alte ECO38-2S	DSR								
QIS 300	Doosan P126 TI-II	Electrónico	Mecc Alte ECO38-2L	DSR	3 840	1 470	1 915	490 (1 490)	2 990	1 470	1 760	490 (1 490)
QIS 205	Volvo TAD 733 GE	Electrónico	LSA 46.3 S3	R450								
QIS 235	Volvo TAD 734 GE	Electrónico	LSA 46.3 S4	R450	3 675	1 400	2 065	405 (1180)	3 020	1 150	2 060	415 (945)
QIS 305	Volvo TAD 1341 GE	Electrónico	LSA 46.3 M8	R450								
QIS 365	Volvo TAD 1343 GE	Electrónico	LSA 46.3 L11	R450	4 580	1 500	2 235	590 (1 625)	3 340	1 150	2 210	525 (1 430)
QIS 405	Volvo TAD 1344 GE	Electrónico	LSA 47.2 VS2	R450								
QIS 515	Volvo TAD 1641 GE	Electrónico	LSA 47.2 M7	R450								
QIS 555	Volvo TAD 1642 GE	Electrónico	LSA 47.2 M8	R450	5 000	1 650	2 300	1 055 (2 100)				
QIS 605	Volvo TAD 1643 GE	Electrónico	LSA 47.2 L9	R450	5 600	1 860	2 330	960 (1 500)	3 950	1 550	2 560	1 035 (2 785)
QIS 400	Doosan P158 LE	Electrónico	Mecc Alte ECO40-1S	DER1								
QIS 450	Doosan DP158 LC	Electrónico	Mecc Alte ECO40-2S	DER1								
QIS 500	Doosan DP158 LD	Electrónico	Mecc Alte ECO40-3S	DER1	4 800	1 870	2 395	1 090	3 335	1 70	2 15	1 90
QIS 540	Doosan DP180 LA	Electrónico	Mecc Alte ECO40-1L	DER1								
QIS 610	Doosan DP180 LB	Electrónico	Mecc Alte ECO40-1.5L	DER1								
QIS 710	Doosan DP222 LB	Electrónico	Mecc Alte ECO40-VL	DER1								
QIS 740	Doosan DP222 LC	Electrónico	Mecc Alte ECO40-VL	DER1	5 200	1 870	2 575	1 285	3 620	1 870	2 385	1 285

Catálogo de soluciones de Portable Energy

COMPRESORES DE AIRE

LISTO PARA USAR

- 1-5 m³/min
- 7-12 bares



VERSATILIDAD

- 5,5-22 m³/min
- 7-20 bares



SOCIO PRODUCTIVO

- 19-116 m³/min
- 10-345 bares



Disponibles versiones diésel y eléctricas.

GENERADORES

PORTÁTIL

- 1,6-13,9 kVA



MÓVIL

- 9-1 250* kVA



INDUSTRIAL

- 10-1 250* kVA



*Disponibles múltiples configuraciones para producir energía para aplicaciones de cualquier tamaño.

BOMBAS DE ACHIQUE

ELÉCTRICAS SUMERGIBLES

- 275-16 500 l/min



CENTRÍFUGA

- 833-23 300 l/min



PORTÁTIL PEQUEÑO

- 210-2 500 l/min



Disponibles versiones diésel y eléctricas.

TORRES DE ILUMINACIÓN

LED



HALOGENURO METÁLICO



ELÉCTRICA



Comprometidos con una productividad responsable.

La división Portable Energy de Atlas Copco está comprometida con una visión de futuro. Para nosotros, la productividad sostenible está relacionada con la previsión y anticipación a sus necesidades futuras – siempre en línea con nuestros principios medioambientales.

Una perspectiva de futuro y mantenernos en la vanguardia es la única manera en que podemos asegurar ser su socio a largo plazo.

www.atlascopco.com

Atlas Copco

INVERSOR DE BATERÍAS TRIFÁSICO SIN TRANSFORMADOR

Inversor de baterías hasta 1.64 MVA con tecnología de 1500 V

El inversor de baterías INGECON® SUN STORAGE Power es un equipo trifásico bidireccional que puede ser utilizado en sistemas conectados a la red general de distribución. Este inversor ofrece una elevada densidad de potencia en un único bloque de potencia, ofreciendo distintos modos de funcionamiento configurables. Además, cuenta con la misma tecnología que los inversores FV, facilitando el suministro de piezas de repuesto.

Fácil mantenimiento

Equipo muy fácil de usar, ya que la filosofía de los inversores de string ha sido aplicada al diseño de este inversor central. Además, las acometidas de entrada y salida están integradas en el mismo armario para facilitar las tareas de mantenimiento.

Gestión de baterías

El INGECON® SUN STORAGE Power presenta una avanzada tecnología de control de baterías, asegurando la máxima vida útil del sistema de almacenamiento. La temperatura de las baterías puede ser controlada en todo momento, garantizando su correcto funcionamiento. Este inversor es 100% compatible con los inversores INGECON® SUN.

Software incluido

Se incluye sin coste adicional el software INGECON® SUN Manager para la monitorización y el registro de datos del inversor a través de Internet. Las comunicaciones Ethernet están incluidas de serie.

El inversor trifásico INGECON® SUN STORAGE Power cumple con la normativa internacional más exigente.

Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años

PROTECCIONES

- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.
- Seccionador en carga DC motorizado.
- Protección IP66 para la electrónica.
- Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC y AC, tipo 2.
- Interruptor AC motorizado.

ACCESORIOS INTEGRADOS

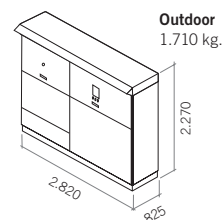
- Comunicación Ethernet.
- Sistema de pre-carga DC.
- Sistema de pre-carga AC.

ACCESORIOS OPCIONALES

- Fusibles DC.
- Kit atrapa-arenas.
- Kit de caldeo para operar a una temperatura ambiente de -30 °C (-22 °F).



Dimensiones (mm)



Inversor de baterías hasta 1.64 MVA con tecnología de 1500 V

Modo de funcionamiento aislado:

El inversor INGECON® SUN STORAGE Power, junto al Plant Controller de Ingeteam, genera una red alterna aislada y actúa como gestor de la red, garantizando el equilibrio entre la generación, el consumo y el sistema de almacenamiento. Para conseguirlo, con-

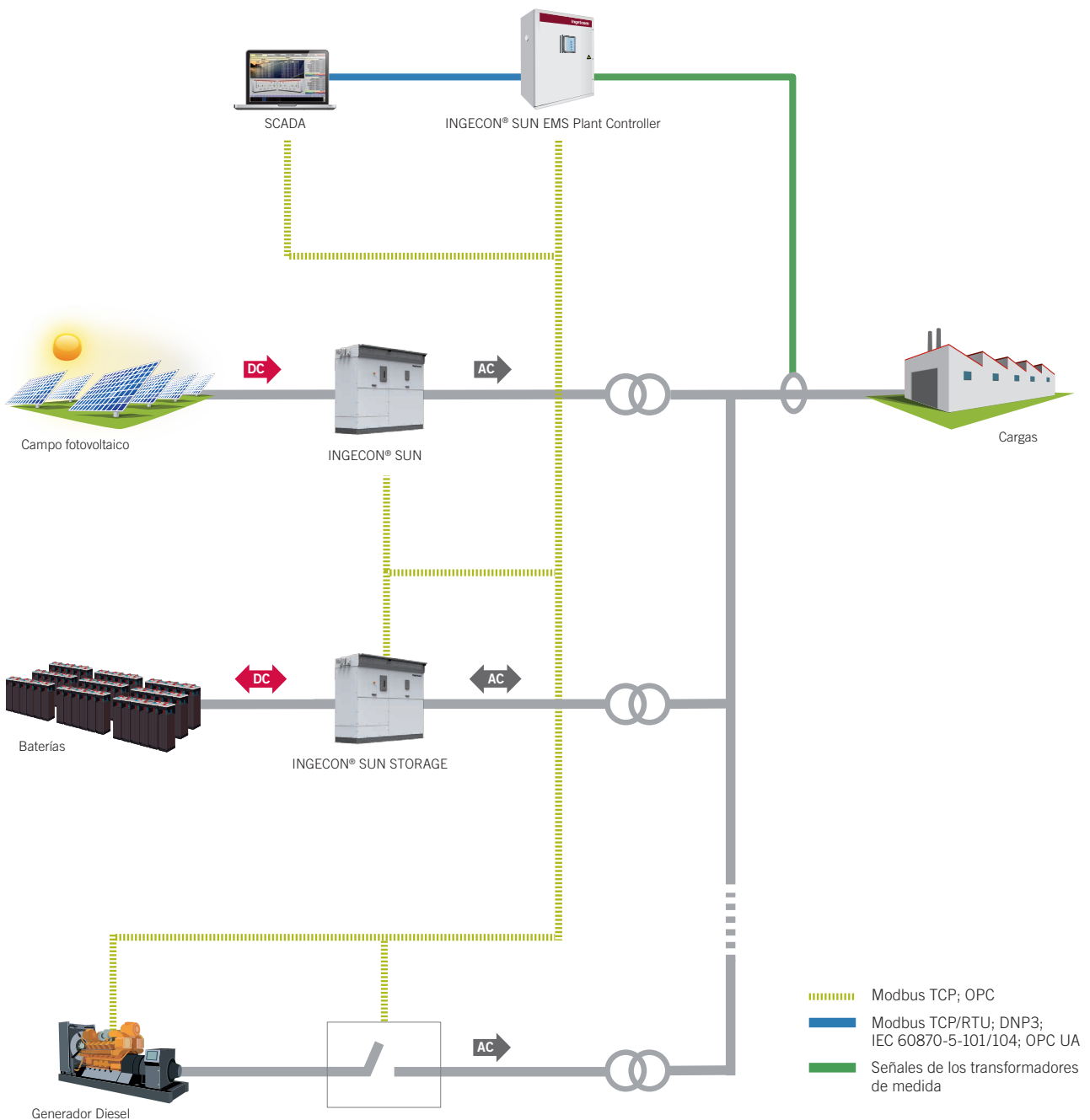
trola el flujo de energía entre la red y las baterías en función de la situación en todo momento.

Un avanzado sistema de control que no requiere de comunicaciones gestiona la potencia producida por los inverso-

res fotovoltaicos, basándose en los datos de consumo y en el estado de carga de las baterías.

La fuente de generación de auxiliar (un generador diesel) sólo se conecta cuando el estado de carga de las baterías es inferior a un determinado nivel programable.

Esquema del funcionamiento aislado



Modos de funcionamiento conectados a la red:

- Autoconsumo

Este modo de funcionamiento ha sido concebido para sistemas conectados a red con fuentes de energía renovable, para minimizar el consumo desde la red. Si los consumos demandan más energía que la producida por las fuentes renovables, entonces las baterías cubrirán esa demanda, aumentando el ratio de autoconsumo. La funcionalidad de respaldo también está disponible. En caso de que tenga lugar una caída de red, el inversor de baterías genera la red AC y la energía almacenada en las baterías se usa para alimentar los consumos.

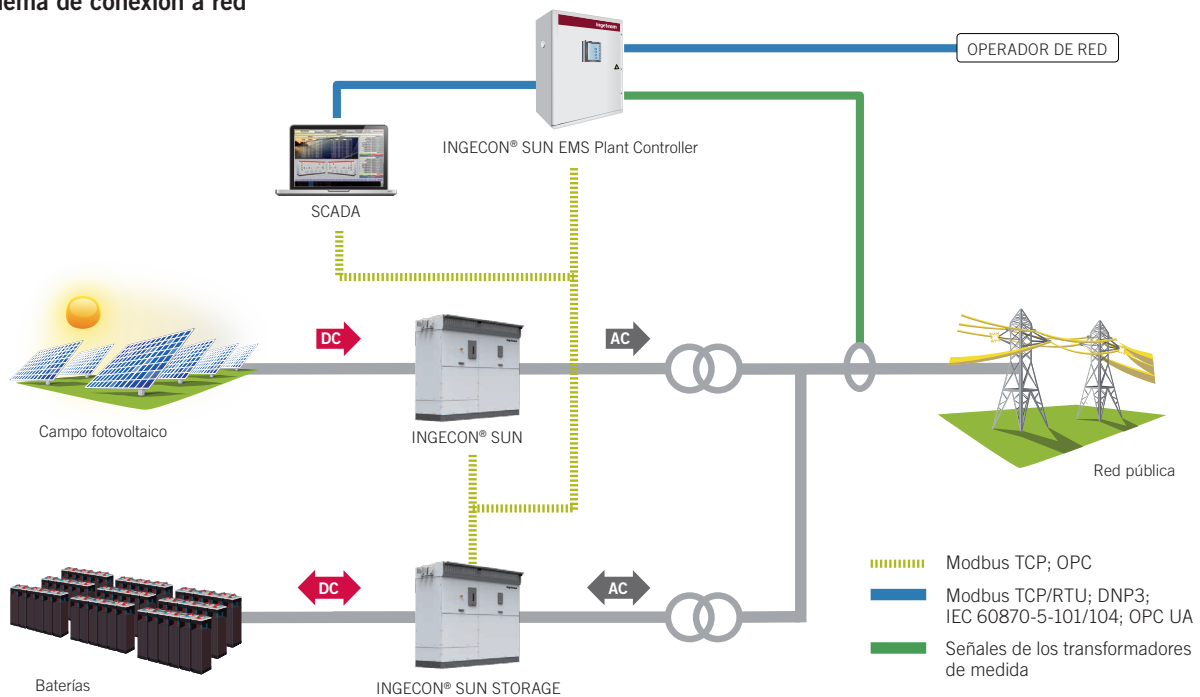
- Soporte de red

Este modo de funcionamiento se basa en las estrategias de control de potencia activa y reactiva que pueden ser implementadas por el sistema de control de planta de Ingeteam:

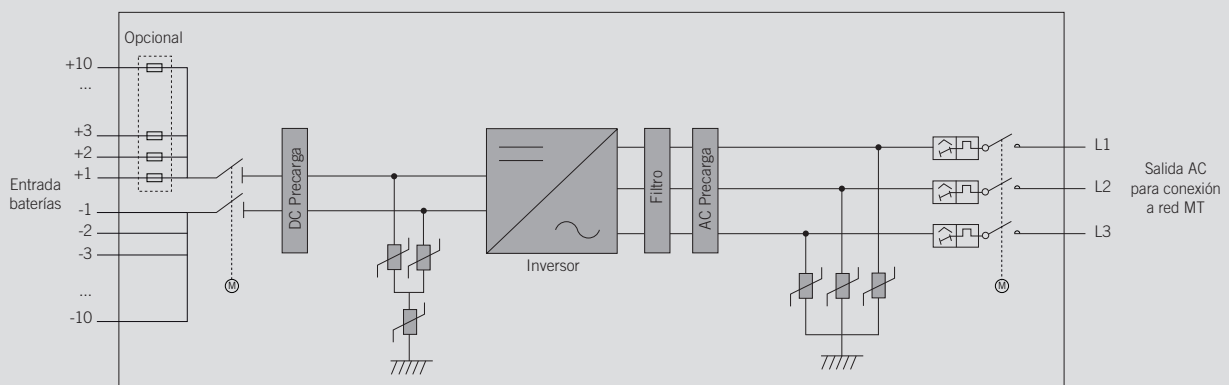
- Active Power Curtailment.
- Ramp Rate Control.
- Fast Frequency Regulation.
- Solar Power Reserve.
- Energy Time Shifting.
- P Open Loop.
- Hybrid Self-Consumption.

- Uninterrupted Power Supply.
- Stand-Alone Generation.
- Q Open Loop.
- Dynamic Reactive Compensation.
- Peak-Shaving.
- On Demand Q.
- Power Factor Control.
- Automatic Voltage Regulation.
- Voltage Droop Control.
- Power Oscillations Damping.
- Black Start capability.

Esquema de conexión a red



SUN STORAGE Power



	950TL B366	1170TL B450	1325TL B510	1380TL B530	1500TL B578	1560TL B600	1640TL B630
Valores de Entrada (DC)							
Rango de tensión de baterías para el modo aislado	536 - 1.300 V	655 - 1.300 V	740 - 1.300 V	768 - 1.300 V	837 - 1.300 V	868 - 1.300 V	910 - 1.300 V
Rango de tensión de baterías para modos conectados a red ⁽¹⁾	588 - 1.300 V	715 - 1.300 V	812,3 - 1.300 V	843,6 - 1.300 V	916 - 1.300 V	950 - 1.300 V	998 - 1.300 V
Tensión máxima ⁽²⁾	1.500 V						
Corriente máxima	1.850 A						
Tipo de batería ⁽³⁾	Li-ion, lead, Ni-Cd y flujo de baterías						
Número de entrada con porta-fusibles	de 6 a 10						
Dimensiones fusibles	Fusibles hasta 630 A / 1.500 V / aR / 100 kA (L/R 5mS) (opcional)						
Tipo de conexión	Barra de cobre simple (hasta 30 cables) o múltiples barras de cobre con portafusibles						
Protecciones de Entrada							
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo 2						
Interruptor DC	Seccionador en carga DC motorizado						
Otras protecciones	Hasta 10 pares de fusibles DC (opcional) / Monitorización de aislamiento / Protección anti-aislamiento / Seta de emergencia						
Valores de Salida (AC)							
Potencia IP54 @30 °C / @50 °C	950,9 kVA / 855,8 kVA	1.169 kVA / 1.052,2 kVA	1.325 kVA / 1.192,5 kVA	1.377 kVA / 1.239,2 kVA	1.502 kVA / 1.351,5 kVA	1.559 kVA / 1.403 kVA	1.637 kVA / 1.473 kVA
Corriente IP54 @30 °C / @50 °C	1.500 A / 1.350 A						
Potencia IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	950,9 kVA / 841,9 kVA	1.169 kVA / 1.035 kVA	1.325 kVA / 1.173 kVA	1.377 kVA / 1.219 kVA	1.502 kVA / 1.330 kVA	1.559 kVA / 1.380 kVA	1.637 kVA / 1.449 kVA
Corriente IP56 @27 °C / @50 °C ⁽⁴⁾	1.500 A / 1.328 A						
Tensión nominal	366 V Sistema IT	450 V Sistema IT	510 V Sistema IT	530 V Sistema IT	578 V Sistema IT	600 V Sistema IT	630 V Sistema IT
Frecuencia	50 / 60 Hz						
Factor de Potencia ajustable	Si, 0-1 (leading / lagging)						
THD (Distorsión Armónica Total) ⁽⁴⁾	<3%						
Tipo de conexión	Conexión a las barras de cobre						
Protecciones de Salida							
Protecciones de sobretensión	Descargadores de sobretensiones atmosféricas DC tipo 2						
Interruptor AC	Seccionador magnetotérmico AC con mando a puerta, disparo remoto o motorizado						
Protección anti-isla	Sí, con desconexión automática						
Otras protecciones	Cortocircuitos y sobrecargas AC						
Prestaciones							
Eficiencia máxima	98,9%						
Euroeficiencia	98,5%						
Max. consumption aux. services	4.700 W (25 A)						
Consumo nocturno o en stand-by ⁽⁵⁾	<90 W						
Consumo medio diario	2.000 W						
Datos generales							
Temperatura de funcionamiento	-20 °C a +57 °C						
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 100%						
Grado de protección	IP54 (IP56 con el kit atrapa-arenas)						
Protección contra la corrosión	C5H						
Altitud máxima	4.500 m (para instalaciones por encima de 1.000 m, contacten con el departamento comercial solar de Ingeteam)						
Sistema de refrigeración	Ventilación forzada con control térmico (suministro de 230 V fase + neutro)						
Rango de caudal de aire	0 - 84 ft ³ /s (0 - 7.800 m ³ /h)						
Caudal promedio de aire	45 ft ³ /s (4.200 m ³ /h)						
Emisión acústica (100% / 50% carga)	<66 dB(A) at 10m / <54,5 dB(A) at 10m						
Marcado	CE, ETL						
Normativa EMC y de seguridad	EN 61000-6-1, EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, EN 61000-3-11, EN 61000-3-12, EN 62109-1, EN 62109-2, IEC62103, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Normativa de conexión a red	IEC 62116, Arrêté 23-04-2008, CEI 0-16 Ed. III, Terna A68, G59/2, BDEW-Mittelspannungsrichtlinie:2011, P.O.12.3, South African Grid code (ver 2.6), Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, GGC&CGC China, DEWA (Dubai) Grid code, Jordan Grid Code, RETIE Colombia						

Notas: ⁽¹⁾ Mínima tensión DC (V_{DC, min}) for V_{grid,max} = 1.1 p.u. y Coseno Phi=1=1. Si V_{grid,max} es mayor que este valor, la tensión mínima debería corregirse como V_{DC, min} * V_{grid,max} / 1.1. Para otros rangos de tensión DC, póngase en contacto con el departamento de ventas de energía solar de Ingeteam ⁽²⁾ Por encima de 820 V, la corriente máxima disminuye gradualmente ⁽³⁾ Póngase en contacto con el departamento de ventas de energía solar de Ingeteam para acceder a la lista completa de baterías y BMS compatibles ⁽⁴⁾ Para P_{AC}>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4 ⁽⁵⁾ Consumo desde baterías.

Anexo III:

Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Alicante Camping

Sitio geográfico Alicante Camping País España
Ubicación Latitud 38.38° N Longitud -0.40° W
 Tiempo definido como Hora Legal Huso horario UT+1 Altitud 8 m
 Albedo 0.20
Datos meteorológicos: Alicante Camping PVGIS_SAF 1998-2011 - Síntesis

Variante de simulación : 280 kWp 9° acimut pitch 3.5m DEFINITIVA

Fecha de simulación 17/06/21 16h49

Parámetros de la simulación Tipo de sistema Cobertizos de tierra
Orientación plano captador Inclinación 35° Acimut 9°
Configuración de los cobertizos Núm. de cobertizos 58 Conjuntos en cobertizo idénticos
 Separación entre cobertizos 3.50 m Ancho receptor 1.66 m
 Banda inactiva Arriba 0.03 m Abajo 0.03 m
 Ángulo límite de sombreado Ángulo de perfil límite 24.6° Factor de ocupación del suelo (GCR) 47.4 %
Modelos empleados Transposición Perez Difuso Perez, Meteororm
Horizonte Sin horizonte
Sombreados cercanos Según cadenas de módulos Efecto eléctrico 30 %
Necesidades del usuario : Carga ilimitada (red)

Características del conjunto FV

Módulo FV Si-poly Modelo GSM6-230D-U01
 Base de datos PVsyst original Fabricante Gloria Solar
 Número de módulos FV En serie 21 módulos En paralelo 58 cadenas
 Núm. total de módulos FV Núm. módulos 1218 Pnom unitaria 230 Wp
 Potencia global del conjunto Nominal (STC) 280 kWp En cond. de funciona. 254 kWp (50°C)
 Caract. funcionamiento del conjunto (50°C) U mpp 543 V I mpp 467 A
 Superficie total Superficie módulos 1959 m² Superficie célula 1724 m²

Inversor Modelo Ingecon Sun 125 U B208 Outdoor
 Base de datos PVsyst original Fabricante Ingeteam
 Características Voltaje de funcionam. 330-820 V Pnom unitaria 125 kWac
 Paquete de inversores Núm. de inversores 2 unidades Potencia total 250 kWac
 Relación Pnom 1.12

Factores de pérdida del conjunto FV

Suciedad del conjunto Fracción de pérdidas 3.0 %
 Factor de pérdidas térmicas Uc (const) 29.0 W/m²K Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
 Pérdida óhmica en el Cableado Res. global conjunto 20 mOhm Fracción de pérdidas 1.5 % en STC
 LID - "Light Induced Degradation" Fracción de pérdidas 2.0 %
 Pérdida Calidad Módulo Fracción de pérdidas 1.5 %
 Pérdidas de "desajuste" Módulos Fracción de pérdidas 1.0 % en MPP
 Pérdidas de "desajuste" cadenas Fracción de pérdidas 0.10 %
 Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE IAM = 1 - bo (1/cos i - 1) Parám. bo 0.05
 Corrección espectral Modelo FirstSolar

Conjunto de coeficientes	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Polycrystalline Si	0,8409	-0,027539	-0,0079224	0,1357	0,038024	-0,0021218

Indisponibilidad del sistema 7.3 días, 3 períodos Fracción de tiempo 2.0 %

Sistema Conectado a la Red: Definición del sombreado cercano

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Alicante Camping

Variante de simulación : 280 kWp 9° acimut pitch 3.5m DEFINITIVA

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra	
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	30 %
Orientación Campos FV	inclinación	acimut	9°
Módulos FV	Modelo	Pnom	230 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	280 kWp
Inversor	Modelo	Pnom total	125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Perspectiva del campo FV y situación del sombreado cercano

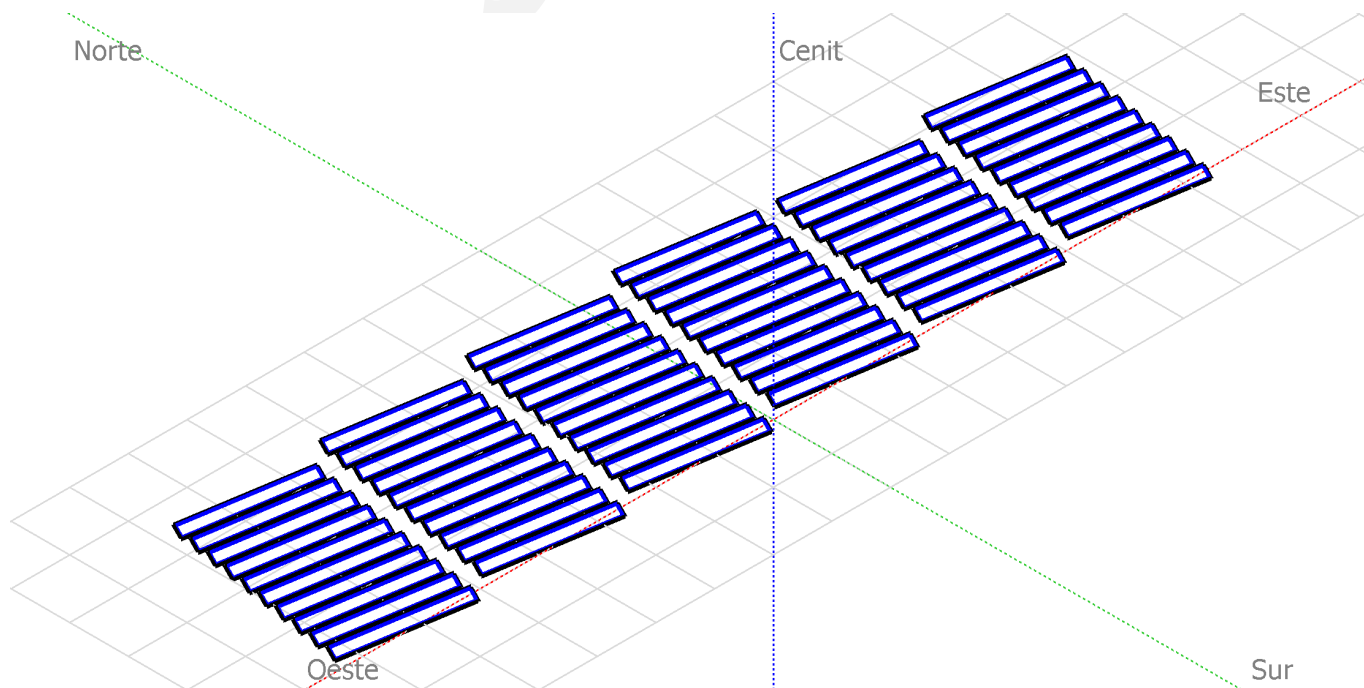
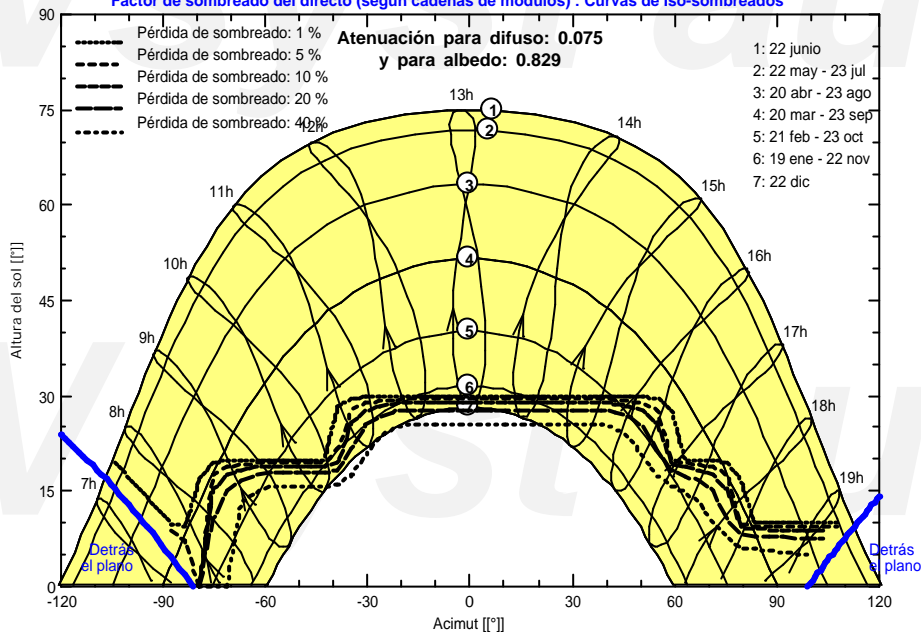


Diagrama de Iso-sombreados

Proyecto Conectado a la Red at Alicante Camping

Factor de sombreado del directo (según cadenas de módulos) : Curvas de Iso-sombreados



Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Alicante Camping

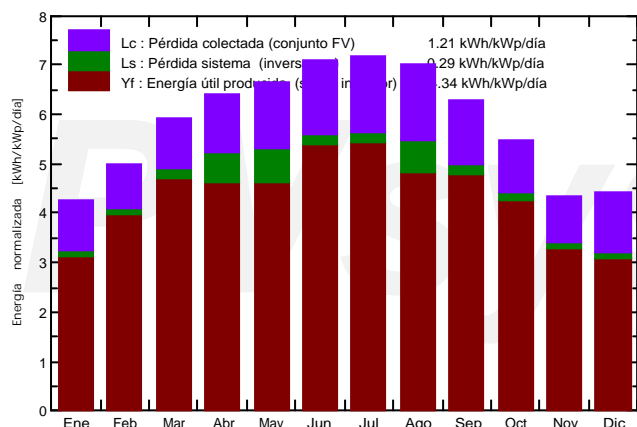
Variante de simulación : 280 kWp 9° acimut pitch 3.5m DEFINITIVA

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico 30 %
Orientación Campos FV	inclinación 35°	acimut 9°
Módulos FV	Modelo GSM6-230D-U01	Pnom 230 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos 1218	Pnom total 280 kWp
Inversor	Modelo Ingecon Sun 125 U B208 Outdoor	125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades 2.0	Pnom total 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	

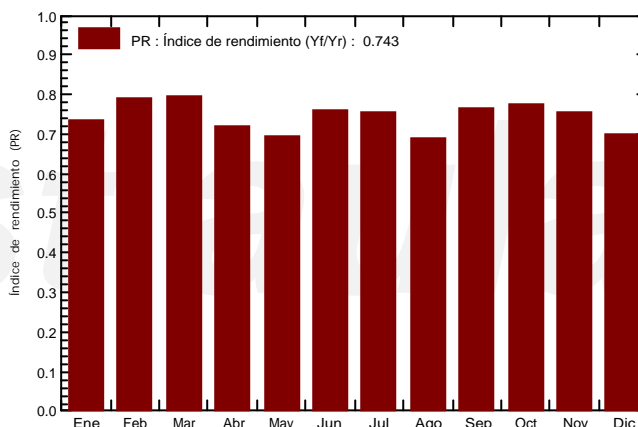
Resultados principales de la simulación

Producción del sistema	Energía producida 444.2 MWh/año	Produc. específica 1586 kWh/kWp/año
	Índice de rendimiento (PR) 74.34 %	

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 280 kWp



Índice de rendimiento (PR)



280 kWp 9° acimut pitch 3.5m DEFINITIVA

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Enero	77.2	27.40	11.60	132.1	117.0	28.31	27.21	0.735
Febrero	94.8	34.54	12.30	140.0	127.3	32.32	31.07	0.792
Marzo	145.3	50.17	14.50	183.5	167.5	42.48	40.84	0.794
Abril	178.8	62.66	16.50	192.4	174.3	43.97	38.81	0.720
Mayo	213.5	73.65	19.70	206.0	185.6	46.29	40.17	0.696
Junio	232.8	69.73	23.80	212.3	191.3	46.98	45.20	0.760
Julio	238.4	65.07	26.10	222.5	201.5	48.89	47.05	0.755
Agosto	210.5	60.32	26.60	217.4	197.8	47.70	42.03	0.690
Septiembre	157.8	48.43	23.80	188.2	172.0	41.93	40.34	0.765
Octubre	120.5	39.68	20.20	170.2	155.5	38.37	36.91	0.774
Noviembre	80.4	27.77	15.20	130.9	117.5	28.85	27.72	0.756
Diciembre	75.1	24.52	12.30	137.5	120.0	27.95	26.88	0.698
Año	1824.9	583.93	18.59	2133.0	1927.1	474.04	444.21	0.743

Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del conjunto
	T_Amb	T amb.	E_Grid	Energía inyectada en la red
	GlobInc	Global incidente plano receptor	PR	Índice de rendimiento

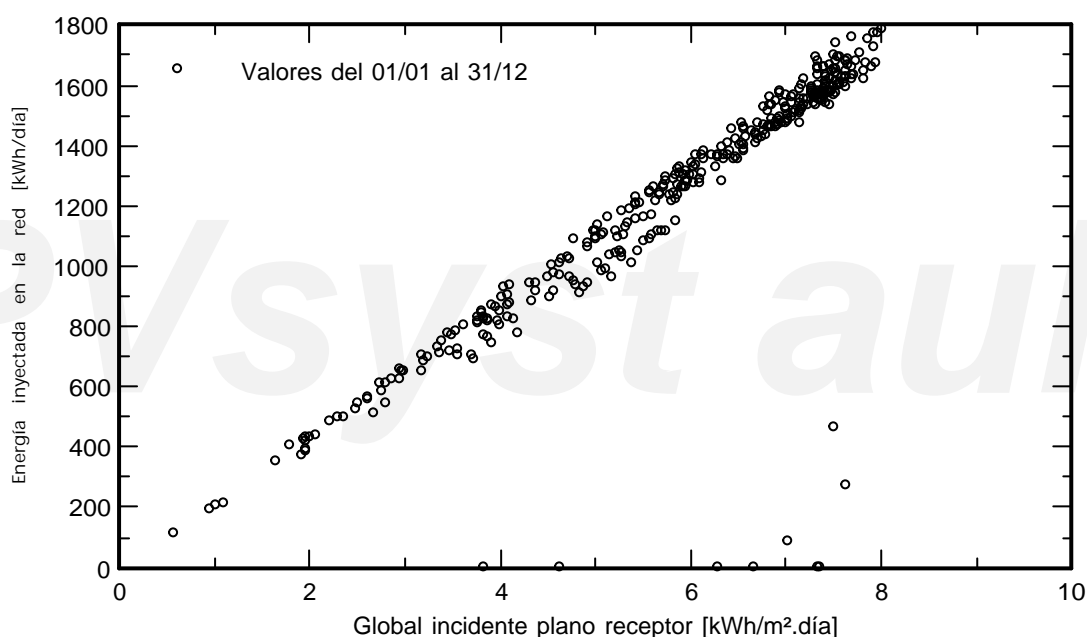
Sistema Conectado a la Red: Gráficos especiales

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Alicante Camping

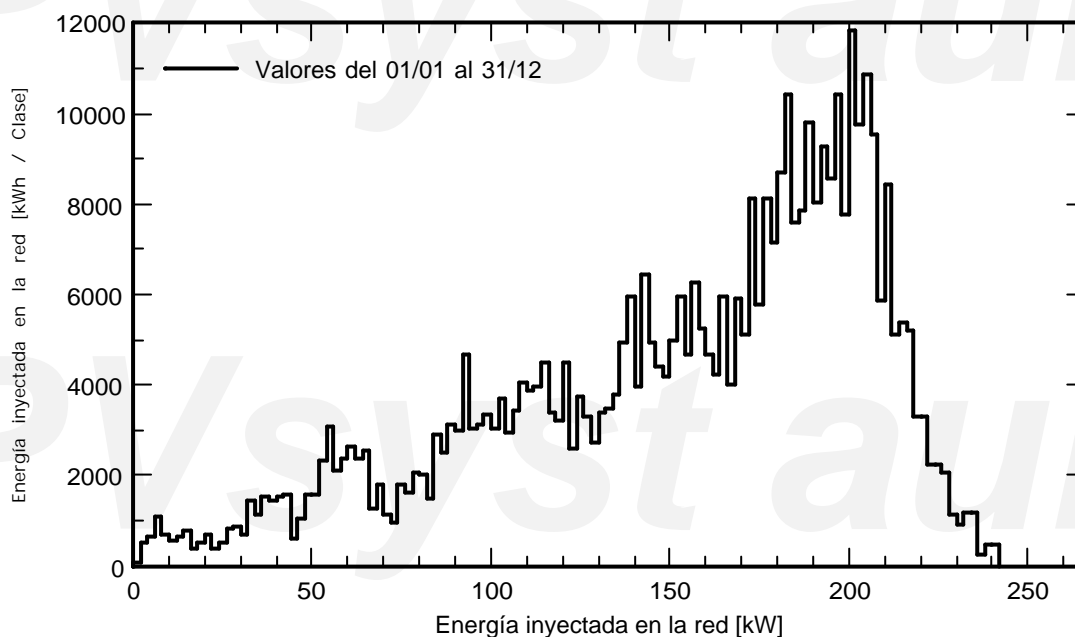
Variante de simulación : 280 kWp 9° acimut pitch 3.5m DEFINITIVA

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra	
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico	30 %
Orientación Campos FV	inclinación	acimut	9°
Módulos FV	Modelo	Pnom	230 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos	Pnom total	280 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 125 U B208 Outdoor	125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades	Pnom total	250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)		

Diagrama entrada/salida diaria



Distribución de la potencia de salida del sistema



Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Proyecto Conectado a la Red at Alicante Camping

Variante de simulación : 280 kWp 9° acimut pitch 3.5m DEFINITIVA

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Cobertizos de tierra
Sombreados cercanos	Según cadenas de módulos	Efecto eléctrico 30 %
Orientación Campos FV	inclinación 35°	acimut 9°
Módulos FV	Modelo GSM6-230D-U01	Pnom 230 Wp
Conjunto FV	Núm. de módulos 1218	Pnom total 280 kWp
Inversor	Modelo Ingecon Sun 125 U B208 Outdoor	125 kW ac
Paquete de inversores	Núm. de unidades 2.0	Pnom total 250 kW ac
Necesidades del usuario	Carga ilimitada (red)	

Diagrama de pérdida durante todo el año

