

**ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS
INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN**

UNIVERSIDAD DE CANTABRIA



Proyecto Fin de Carrera

**DISEÑO DE UNA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA UNA ESTACIÓN
BASE EN TERUEL, ESPAÑA**

(PV system design for a BTS in Teruel, Spain)

Para acceder al Título de

INGENIERO TÉCNICO DE TELECOMUNICACIÓN

Autor: Sonia Muñoz Abelairas

Septiembre - 2016



E.T.S. DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACION

INGENIERÍA TÉCNICA DE TELECOMUNICACIÓN

CALIFICACIÓN DEL PROYECTO FIN DE CARRERA

Realizado por: Sonia Muñoz Abelairas

Director del PFC: Jesús Mirapeix Serrano

Título: “Diseño de una instalación fotovoltaica para una estación base en Teruel, España”

Title: “PV system design for a BTS in Teruel, Spain”

Presentado a examen el día: 21 de septiembre de 2016

para acceder al Título de

INGENIERO TÉCNICO DE TELECOMUNICACIÓN

Composición del Tribunal:

Presidente: Cobo García, Adolfo

Secretario: Mirapeix Serrano, Jesús

Vocal: Quintela Incera, M^o Ángeles

Este Tribunal ha resuelto otorgar la calificación de:

Fdo.: El Presidente

Fdo.: El Secretario

Fdo.: El Vocal

Fdo.: El Director del PFC

(sólo si es distinto del Secretario)

V^o B^o del Subdirector

Proyecto Fin de Carrera N^o
(a asignar por Secretaría)

ÍNDICE

	Página
0. Agradecimientos	4
1. Contexto y Objetivos	5
2. Contexto energético de España	7
3. Energías renovables en España	16
4. Fotovoltaica	21
4.1. El sol; fuente de energía	21
4.2. Efecto fotoeléctrico y la célula solar	23
4.3. Instalación aislada: Elementos que la forman	28
5. Diseño	36
5.1. Ubicación	36
5.2. Clima	39
5.3. Necesidades energéticas	41
5.4. Irradiación y Horas de Pico Solar	42
5.5. Dimensionado del sistema	46
I. Energía a suministrar por el campo fotovoltaico	46
II. Potencia pico del campo fotovoltaico y número de paneles necesario	49
III. Capacidad del sistema de acumulación	50
IV. Inversor	52
V. Sistema de Regulación	54
5.6. Distancia entre paneles	56
5.7. Cálculo de los cables de la instalación	60
5.8. Mantenimiento de la instalación	70
6. Presupuesto	71
7. Conclusiones	72
8. Líneas futuras	74
9. Fuentes	76
9.1. Referencias	76
9.2. Bibliografía	79
10. Anexo	80
10.1. Componentes elegidos para la instalación	80
10.1.1. Paneles	80
10.1.2. Regulador	83
10.1.3. Baterías	85
10.1.4. Inversor	91
10.1.5. Cables	95
10.2. Plano instalación en el terreno	99

0. AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradezco a mi director de proyecto, Jesús Mirapeix, que haya estado ahí. Muchas veces no somos conscientes de cuanto pueden significar unas simples palabras de apoyo o ánimo vía email, para continuar, cuando quien lo recibe no confía mucho en sí mismo. Sin lugar a dudas, la mejor elección de todas las relacionadas con este trabajo.

A mis padres, a mi hermano Alejandro, pero especialmente a mi hermano Fran, porque él realmente me entiende.

A Miguel, Ana, Zaira y Raquel por hacerme sentir siempre como en casa, a veces, incluso mejor.

A los amigos de Bezana, los San Rockeros, a los que quiero nombrar uno a uno: Cris, Estela, Andrea, Gema, Carla, Carol, Ana L, Yaiza, Marta, Jana, Pedro, Sergio, Erik, Gar, David, Alex H, Alex S, Berto, Pablo G, Chuchi, y los peques: Brunito, Martita y el recién incorporado Diego. Porque todos sois compañeros incansables y la mejor válvula de escape. Particularmente a Irene, MJ y María Barrio, que son unos cielos, de ese tipo de personas que hacen la vida más fácil. Y se lo dedico muy especialmente a Pablo Barrio, Pablete, que por estas fechas lo está pasando mal, con todo mi deseo de que pronto salgas del hospital, y de que en un futuro nos acordemos de todo ello en pasado.

A mis también buenos amigos Mon y Sandra, con los que paso grandes momentos y risas cuando nos vemos. Gente con garra.

A todos y cada uno de los compañeros del trabajo, y con un poco más de atención a Lau, María, Carol, Raquel, Silvi, La Galleta Sandra, Manu y Saúl.

*Y por encima de todo y de la forma más especial a **Sergio**, **mi** compañero y amigo. Porque ya estabas ahí antes de que esto empezara, seguías ahí cuando se enquistó, y permaneces cuando por fin se cierra el ciclo. Por ser lo que el **sol** es **para** este trabajo; la razón de todo, **la vida**.*

1. CONTEXTO Y OBJETIVOS

CONTEXTO

En la actualidad, la telefonía móvil se ha convertido en un elemento cotidiano en el día a día. Es ya habitual consultar información en cualquier lugar, realizar compras y pagos, y un sin fin de operaciones más a través de los dispositivos móviles, gracias a las redes UMTS y LTE. El primer elemento físico en el que encuentran soporte estas redes son las estaciones base (BTS: *Base Transceiver Station*).

Las BTS son el elemento que controla la comunicación vía radio entre los dispositivos móviles y la red, y deben ser distribuidas geográficamente para cubrir el área deseado. Debido a esto, a que dan servicio a miles de millones de usuarios en el mundo y a que están en funcionamiento las 24 horas del día, se estiman en unos 20 millones de toneladas las emisiones anuales de CO₂ causadas por todas las BTS del planeta [1].

En el otro lado de la balanza se encuentra la necesidad de cumplir con los objetivos marcados por Europa para que en el año 2020 al menos el 20 por ciento del consumo final bruto de energía en España proceda de fuentes renovables, que se reduzcan las emisiones de efecto invernadero un 20 por ciento respecto a los niveles de 1990 y la mejora del 20 por ciento de la eficiencia energética [2].

Además, aunque la dependencia energética de España con el exterior se esté alejando del máximo del 80 por ciento (alcanzado entre 2006 - 2008, años previos a la crisis económica y financiera), y se situase en el 71 por ciento en el 2013 [3] sigue siendo de vital importancia disminuir esta dependencia, ya que lleva asociados problemas ambientales, sociales y económicos no sólo a España sino a toda Europa.

Por todo esto, el trabajo expuesto en esta memoria, consistente en diseñar una instalación solar fotovoltaica para cubrir la demanda de consumo de una BTS, es de total actualidad tanto en el campo de las telecomunicaciones, como en el económico, social y medioambiental.

OBJETIVOS

El objeto de este trabajo es el diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada de la red eléctrica para una BTS situada en el municipio de Valmuel en Teruel, España.

Se analizará la situación actual de las energías renovables en general en España, y particularmente la de la solar fotovoltaica, analizando las distintas tecnologías disponibles, legislación en vigor en la actualidad, etc.

La instalación se diseñará teniendo en cuenta las particularidades del emplazamiento seleccionado y eligiendo los componentes de la instalación respondiendo a criterios tanto de diseño como económicos.

A la vista de los resultados, se expondrán las conclusiones y posibles líneas futuras.

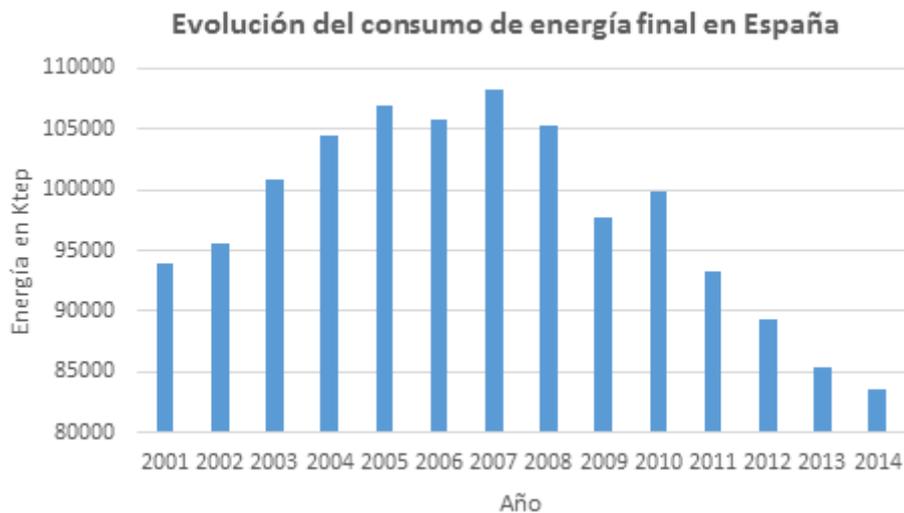
2. CONTEXTO ENERGÉTICO DE ESPAÑA

Para cualquier país, y sea cual sea el nivel de desarrollo de éste, el sector energético es un punto estratégico para la buena marcha y avance de la economía.

El marco energético en el que se encuadra España es cuanto menos complicado. En él, confluyen diferentes aspectos a tener en cuenta para entender la situación del país en relación a este tema.

- **Evolución del consumo energético de España en los últimos años.**

Hasta los años 2006/2007 el consumo de energía final en España siempre había ido en aumento. A partir de estos años, en los que los efectos de la crisis se empiezan a notar, con gran destrucción de tejido industrial y empresarial, se invierte la tendencia, descendiendo la demanda de energía, en general, año tras año, como se observa en la Gráfica 1, elaborada a partir de datos de distintos años que ofrece el Ministerio de Industria, Energía y Comercio, en su informe anual, *La Energía en España*.



Gráfica 1. Evolución del consumo de energía final en España.

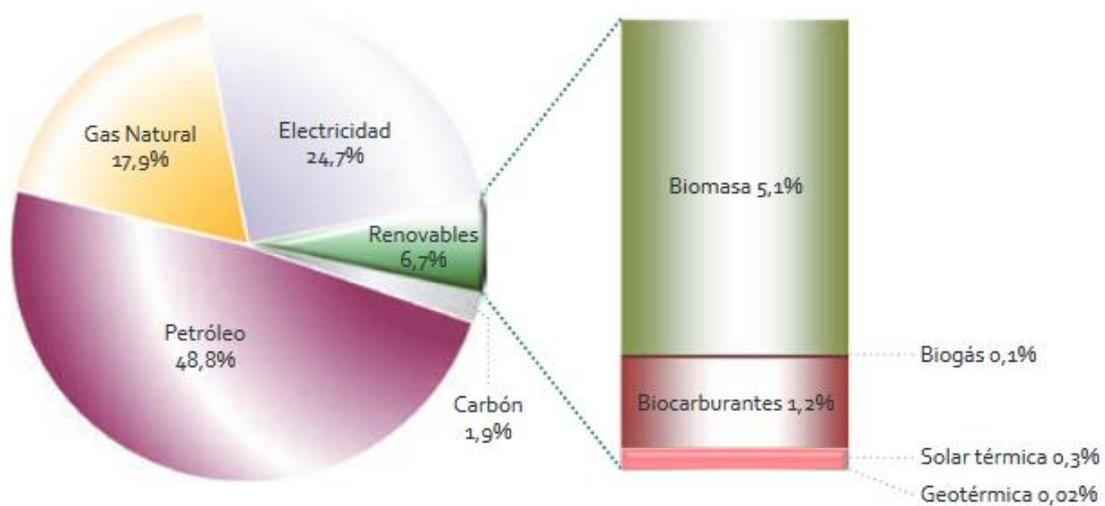
Aunque este organismo no ha hecho públicos aún los datos relativos al año 2015, si lo ha hecho Red Eléctrica Española. En su informe, *El sistema eléctrico español 2015* [4], dicho organismo indica que la demanda de energía eléctrica en España ha sido un 1.9 por ciento mayor que la del año 2014. Este dato, unido al de las voces que dicen que hay indicadores de crecimiento económico, hacen prever que la demanda energética, en general, va a seguir aumentando en los años venideros. Y, por otro lado, parece señalar que el freno en el gasto energético de los últimos años, lejos de responder a la necesidad de disminución de dicho gasto para el cumplimiento de los objetivos marcados por Europa en el año 2020 [2], parece más una consecuencia de la coyuntura económica por la que atraviesa el país.

- **Procedencia de la energía consumida en España**

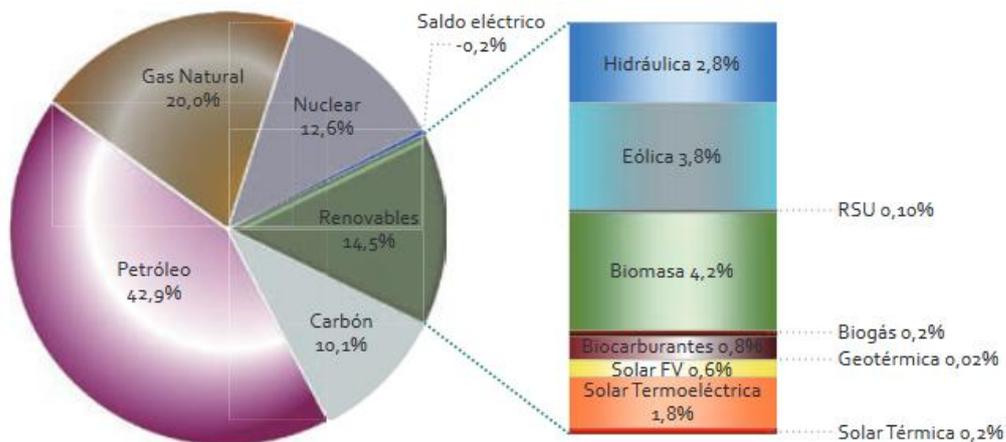
Al hablar de energía se distingue entre energía primaria, secundaria y final. La energía primaria es aquella que se encuentra en la naturaleza, ya sea de origen renovable o no. Se puede utilizar directamente o para producir energía secundaria. La energía secundaria es aquella obtenida a partir de una fuente primaria u otra secundaria, después de someterla a un proceso físico, químico o bioquímico que modifica sus características iniciales. Por último, la energía final es aquella energía, primaria o secundaria, que es utilizada directamente por los sectores socioeconómicos.

En 2014, el consumo de energía final en España fue de 83525 Kilotoneladas equivalentes de petróleo (Ktep), Gráfica 2, mientras que el consumo de energía primaria, que se obtiene como la suma del consumo de energía final más los consumos en los sectores energéticos (consumos propios y consumos en transformación, especialmente en generación eléctrica y refinerías de petróleo) y las pérdidas fue de 118413 Ktep, Gráfica 3. A la vista de ambas gráficas se puede afirmar que más de la mitad del consumo total de energía del país está sustentado en sólo dos fuentes de energía, gas natural y petróleo. Además, el consumo bruto de energía renovable era en el 2014 del 14.5 por ciento [5].

Diseño de una instalación fotovoltaica para una estación base en Teruel, España.



Gráfica 2. Consumo de energía final en 2014. Contribución por fuentes energéticas. [4]



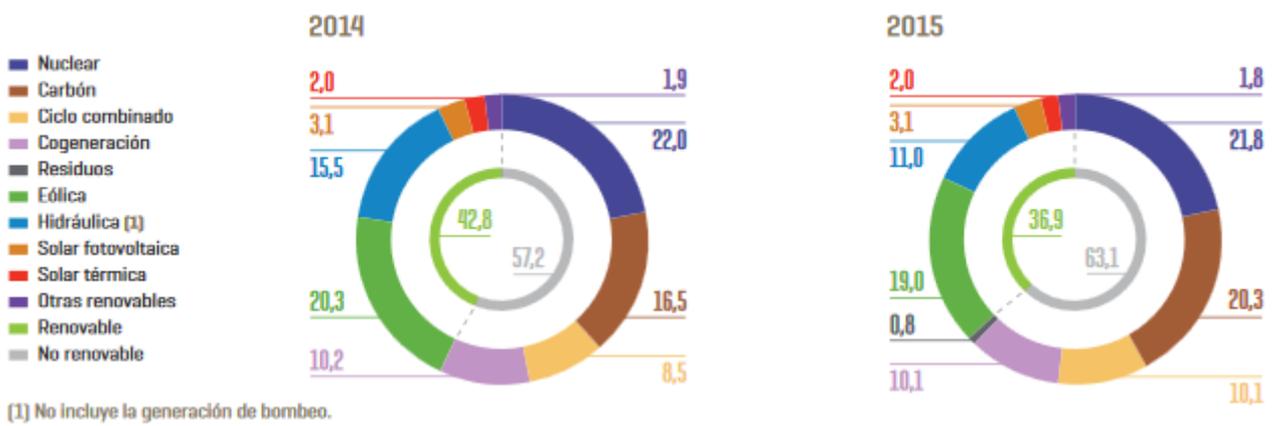
Gráfica 3. Consumo de energía primaria en 2014. Contribución por fuentes energéticas. [4]

Se centra ahora la atención solamente en la generación de electricidad, ya que en este ámbito si hay datos concernientes al año 2015, proporcionados por Red Eléctrica Española, como se mencionó en el apartado anterior.

Al cierre de 2015 la potencia de generación total instalada era de 106247 MW, con la que se generaron a lo largo de todo el año 267584 GWh. De esta cifra, 254036 GWh fueron generados en la península, siendo un 63.1 por ciento de origen no

renovable y el 36.9 por ciento de esa generación de origen renovable, significando este último dato un descenso en la aportación de las energías verdes del 6 por ciento respecto a 2014. Esta diferencia se suplió principalmente mediante el uso de carbón y ciclo combinado, con lo que las emisiones de CO₂ aumentaron en un 15.1 por ciento respecto al año anterior, situándose en 77.4 millones de toneladas solamente en el sector eléctrico.

La fuente de energía con mayor peso en el mix eléctrico peninsular es la nuclear, seguida del carbón, como se puede ver en la Gráfica 4.



Gráfica 4. Estructura de generación anual eléctrica peninsular 2014-2015 (%). [4]

- **Dependencia energética de España con el exterior**

El problema de la vinculación energética tanto de Europa como de España con el exterior no es en absoluto un tema nuevo, pero no por ello deja de ser un asunto preocupante.

España puede generar su demanda de electricidad, sin embargo, carece de yacimientos de gas natural y de petróleo, éste último, indispensable a día de hoy para el sector transporte. Principalmente, son estas dos fuentes de energía las que hacen al país estar en una situación de desventaja energética. Más aun, echando de nuevo un vistazo a la Gráfica 2, en la que se podía observar el peso que tuvieron estas dos fuentes en la energía final consumida en 2014, representando los productos petrolíferos la mitad del total.

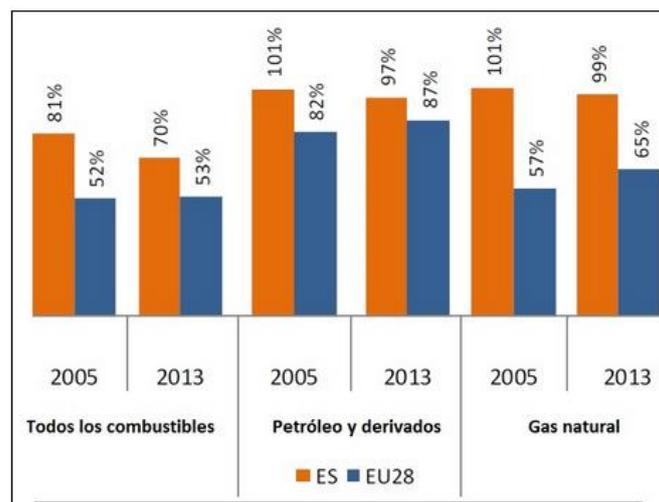
Prestando atención a la Tabla 1, se ve que el porcentaje de dependencia externa tanto del petróleo como del gas no deja de aumentar para el conjunto de la UE, pasando para el primer caso del 78.5 por ciento en 2003 al 88.4 por ciento en 2013, y para el segundo del 52 por ciento de 2003 al 65.3 por ciento de 2013 [6].

Para España, y aunque la dependencia de esas dos materias primas haya descendido un poco entre esos años gracias, en parte, a la implantación y desarrollo del parque eólico español, y por otro lado, al descenso en la demanda de energía experimentado a raíz de la crisis, el problema es aún más preocupante que en el resto de Europa, ya que como se observa en la Gráfica 5, nuestro consumo de petróleo y de gas depende prácticamente al cien por cien de suministro extranjero [7], al carecer de yacimientos de estas materias primas en el país.

Esta situación pone una incógnita a si será posible seguir abasteciendo con seguridad en el futuro al país bajo este modelo ante un hipotético escenario de tensiones con los países proveedores, como, por ejemplo, las surgidas entre Europa y Rusia (principal proveedor de gas de Europa [7] y uno de tantos de petróleo) en los últimos años con el conflicto en Ucrania.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
All products	48.8	50.2	52.2	53.6	52.9	54.7	53.7	52.8	54.0	53.3	53.2
Solid fuels	35.0	38.2	39.4	41.7	41.5	44.9	41.1	39.5	41.7	42.2	44.2
Crude oil	78.5	80.7	82.4	83.8	83.5	85.0	84.1	85.2	86.0	88.2	88.4
Natural gas	52.0	53.6	57.1	60.3	59.5	61.7	63.4	62.2	67.1	65.8	65.3

Tabla 1. Porcentaje de dependencia energética del UE-28, entre 2003 y 2013. [6]



Gráfica 5. Dependencia de las importaciones en 2013. [7]

- **Infraestructura energética e interconexiones eléctricas**

En el plano de las interconexiones con otros países para favorecer el intercambio de energía, ya sea mediante líneas eléctricas, gaseoductos, etc. y con ello la seguridad y continuidad en el suministro energético ante cualquier eventualidad, España se tropieza con el hándicap de su ubicación geográfica, que hace que las posibilidades de interconexión con Europa sean limitadas.

En la actualidad, el nivel de interconexión con Francia es de un 2.8 por ciento, y contando las conexiones con Portugal y Marruecos es menor al 5 por ciento [8].

Volviendo la mirada a Europa, ésta, en el informe con las conclusiones del Consejo Europeo del 23 y 24 de octubre de 2014 [9], ha marcado la meta de un 10 por ciento de interconexión para 2020, con carácter de urgencia, entre los países miembros en general, y en particular, nombra explícitamente a los Países Bálticos, Portugal y España. Esta meta será del 15 por ciento para 2030. Todo ello enmarcado en la idea de Europa de formar un Mercado Interior de la Energía, con el propósito de lograr la seguridad en el suministro de petróleo, gas natural y electricidad, la liberalización de estos dos últimos mercados y el desarrollo de las redes transeuropeas que lo permitan.

La herramienta para llegar a estos objetivos son los Proyectos de Interés Común, PIC, de sus siglas en inglés. En España algunos de los PIC para lograr el 10 por ciento de interconexión son [5]:

Para 2017, la instalación de un transformador desfasador en la línea de interconexión Arkale-Argia 220 kV que ayudará a reforzar la red transfronteriza del País Vasco, y con Portugal se incluye un nuevo proyecto de interconexión en la zona de Galicia.

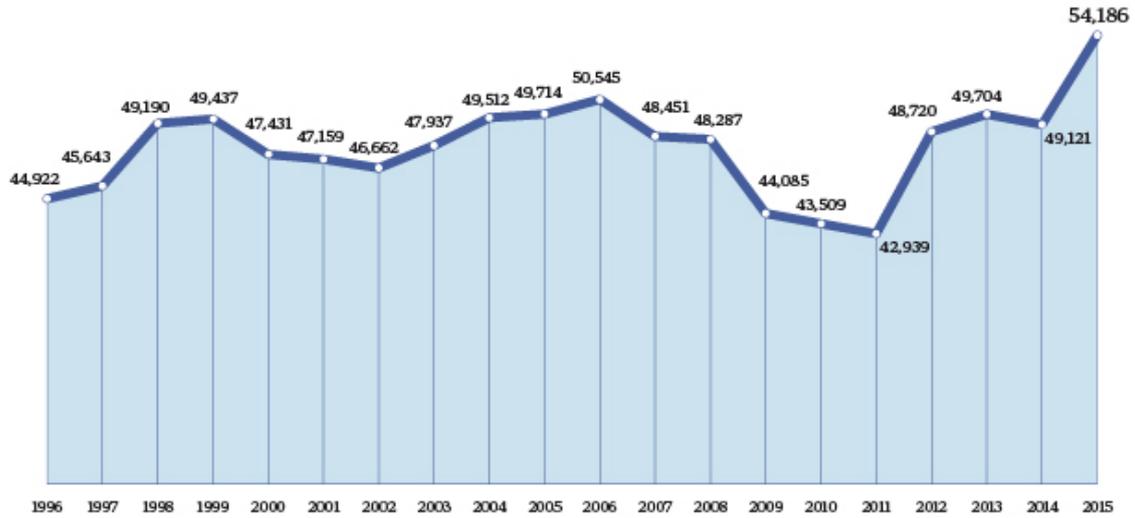
En fase de estudios de viabilidad y con previsión de puesta en servicio en el horizonte 2020-2022, interconexión entre el País Vasco y la región francesa de Aquitania, consistente en un enlace en corriente continua de 2 x 1.000 MW, submarino en su mayor parte. Este proyecto denominado Golfo de Vizcaya permitirá incrementar la capacidad de intercambio entre España y Francia hasta el rango de 4.000-5.000 MW.

Los proyectos seleccionados como PIC, reciben financiación de la Comunidad europea para hacer posible la realización de las metas expuestas anteriormente.

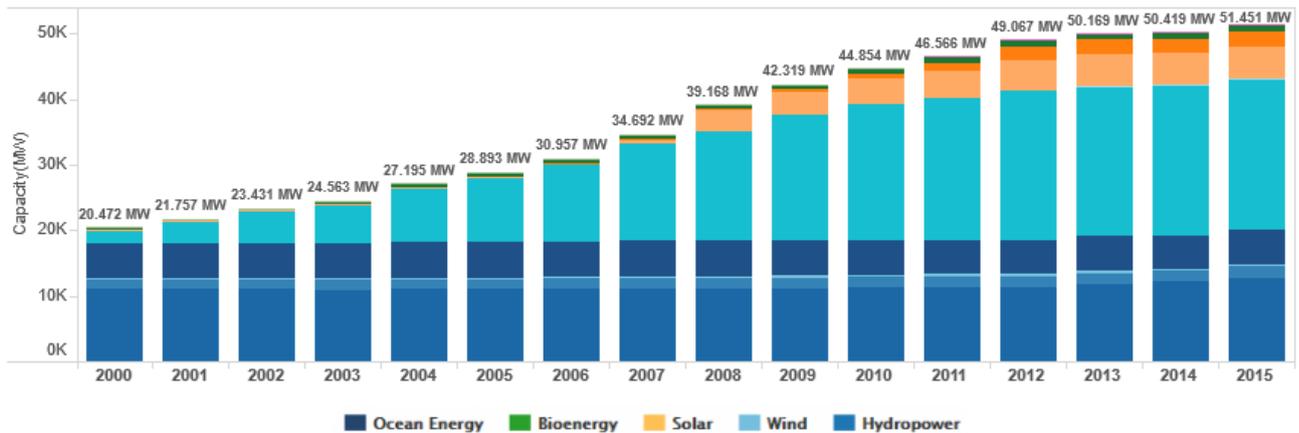
- **Estrategia de Seguridad Nacional**

Aprobada en 2013, describe doce riesgos para la seguridad española y marca unas directrices a seguir para mejorar el estado del país de cara a cada uno de ellos [10]. Los riesgos que describe son: conflictos armados, terrorismo, cibramenazas, crimen organizado, inestabilidad económica y financiera, proliferación de armas de destrucción masiva, flujos migratorios irregulares, espionaje, emergencias y catástrofes, vulnerabilidad del espacio marítimo, vulnerabilidad de las infraestructuras críticas y servicios esenciales y el que más interesa para el tema que se está tratando, la vulnerabilidad energética.

En este apartado es el propio gobierno de España el que dice que el país es todavía vulnerable desde este punto de vista y marca un objetivo general *“Diversificar las fuentes de energía, garantizar la seguridad del transporte y abastecimiento e impulsar la sostenibilidad energética”*. Pero, además, marca unas líneas de acción estratégicas relacionadas con tres aspectos de la energía: su abastecimiento, su distribución y su consumo. Dentro de las líneas de acción referentes al abastecimiento se habla, por ejemplo, del mix energético, *“Ampliación de las fuentes de energía más allá de los combustibles fósiles y de la energía nuclear. Apoyo a las energías renovables que permitan una producción regular a precios que faciliten la competitividad de nuestras empresas. Impulso a la utilización de fuentes energéticas autóctonas”*. A pesar de lo expuesto, en 2015, España fue el país del mundo donde más creció el consumo de carbón, un 23.9 por ciento en contraposición con la caída del 1.9 por ciento en el resto del mundo [11]. En el mismo año, aumentó también el consumo de gas natural [12] y el petróleo ha marcado su record histórico de importaciones [13], Gráfica 6. Por otro lado, la capacidad de las energías renovables instalada lleva prácticamente congelada desde el 2013 [14], Gráfica 7, mismo año en el que se aprobó la Estrategia de Seguridad Nacional, lo que invita a pensar que las políticas o planes de España en el ámbito de la energía se quedan de momento en objetivos, en los que hay que seguir trabajando para obtener resultados tangibles.



Gráfica 6. Importaciones de petróleo en España [13]



Gráfica 7. Capacidad instalada en España de energía renovable. [14]

En conclusión, son muchos los factores comentados los que hacen que España mire y deba mirar hacia las energías renovables. La postura de Europa hacia las mismas, el movimiento global anti cambio climático, el cual ha quedado evidenciado en la 21 cumbre por el clima en París 2015, donde 176 estados han suscrito el Acuerdo de París sobre cambio climático y se proponen “Mantener el aumento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5 °C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático” [15], reduciendo, para ello las emisiones de gases de efecto invernadero y mediante un desarrollo sostenible. Además del intento que debe de hacer el país por ser

cada vez más autosuficiente, mediante la inversión en investigación de las tecnologías renovables, para lograr, en un futuro, un sistema energético basado en ellas que garantice la calidad, continuidad y seguridad en el suministro.

3. ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

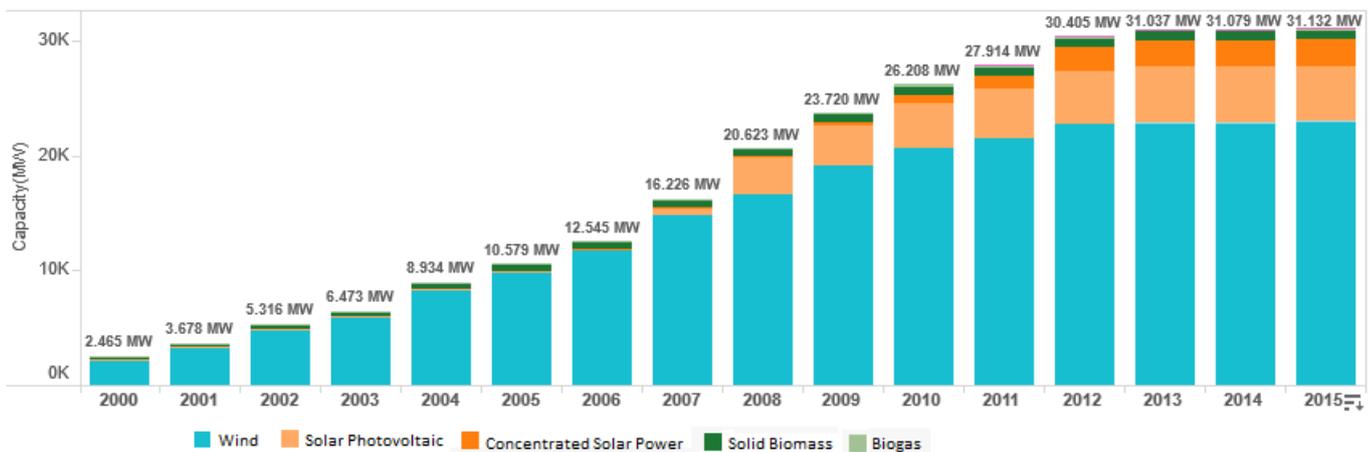
Aunque, como ya se ha comentado, en los últimos tres o cuatro años se haya estancado la capacidad de energías renovables instalada en España, en la década anterior el país experimentó un gran auge en este terreno.

Se podrían, por lo tanto, diferenciar dos etapas en el desarrollo del sector, una de impulsión y otra de contracción, entre las cuáles se encuentran como punto de inflexión los años 2012 y 2013.

Previo a estos años el colectivo presentaba un crecimiento lento pero sostenido, y es entre los años 2005 y 2006 donde comienza el boom, hasta 2012, periodo en el que la potencia renovable instalada en España aumentó en 20000 MW, como se vio en la Gráfica 7.

La energía renovable más consolidada en España y la primera en instalarse fue la hidráulica. Es una tecnología muy madura, y con un alto grado de implementación en el país, con más de cien años de historia.

El mayor despliegue entre 2005 y 2012 lo experimentaron la energía eólica y solar fotovoltaica y, en menor medida, la solar térmica y biomasa, que es la materia orgánica, de origen animal o vegetal susceptible de ser utilizada como energía, Gráfica 8.



Gráfica 8. Capacidad instalada en España de energía eólica, solar y biomasa. [14]

Haciendo por un momento un pequeño ejercicio de imaginación, pensando por ejemplo en una empresa internacional con intenciones de desarrollar proyectos en España relacionados con las energías renovables, y sabiendo que uno de los primeros pasos para esto es el de conocer perfectamente el marco regulatorio del país, en un primer momento, cuanto menos, se le podrían quitar las ganas. Y es que el abordar la tarea de ponerse en pleno conocimiento de la legislación actual, se hace bastante complicado cuando en los diez últimos años se ha contado con múltiples Reales Decretos y otras tantas leyes más, solo para el ámbito de la energía renovable. Cabe añadir, además, en relación a los Reales Decretos, y según la Constitución Española que *“en caso de extraordinaria y urgente necesidad, el Gobierno podrá dictar disposiciones legislativas provisionales que tomarán la forma de Decretos-leyes”*. Es decir, el marco legislativo de un sector tan sumamente importante para el avance del país, se está desarrollando y sustentando mediante un formato pensado para la toma de decisiones de urgencia. No parece la mejor forma para crear un marco legislativo estable, que haya sido fruto de una profunda meditación que permita implementar una buena estrategia energética.

Por lo expuesto, el desarrollo en este trabajo, de una forma profunda y madura, de toda la legislación relacionada con las energías renovables, no se va a llevar a cabo, ya que, únicamente este tema, tratado en profundidad y con un pensamiento crítico, podría ser el motivo central de otro proyecto, dada su extensión, para un buen tratamiento del mismo.

Aun así, cabe destacar algunos de esos Reales Decretos, por poder considerarse como génesis del punto de inflexión en el desarrollo de estas energías.

Publicado el 28 de enero de 2012 en el BOE, el Real Decreto Ley 1/2012, procedía a la suspensión de los procedimientos de preasignación 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. La norma no tenía carácter retroactivo y no afectaría a las instalaciones ya en marcha, a las primas ya autorizadas ni tampoco a las instalaciones ya inscritas en los registros de preasignación.

Publicado el 12 de julio de 2013 en el BOE, el Real Decreto Ley 9/2013, adopta medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico. Se abandona el modelo de incentivo basado en la producción eléctrica establecido desde la Ley 54/1997. Desaparece el régimen especial, pasando todas las

instalaciones a regirse por la misma normativa y asumir las obligaciones del mercado. Cambia las primas a las instalaciones anteriores a este Decreto. Es la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico, publicada en el BOE el 26 de diciembre de 2013, la que establece el régimen retributivo de éstas últimas.

El Real Decreto 413/2014, establece que el objetivo del nuevo sistema de retribución es proporcionar a los inversores una tasa razonable de rendimiento de sus inversiones a través de una retribución específica, además del precio del mercado eléctrico.

Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, regula las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo. Los reglamentos del Decreto se aplican a cualquier instalación de generación renovable que produce electricidad para el autoconsumo y que está conectada a la red nacional. Las instalaciones que no están conectados a la red no están reguladas por el presente Real Decreto.

Los continuos cambios regulatorios llevados a cabo por estos Reales Decretos y Leyes, han contribuido a la inestabilidad del sector y a su estancamiento. La Agencia Internacional de la Energía (IEA de sus siglas en inglés) ha llevado a cabo el informe "Review and analysis of PV self-consumption policies" [16] que compara las legislaciones adoptadas, en cuanto a autoconsumo, por 20 países, entre ellas las atrás comentadas por parte de España. En él, se comprueba, por ejemplo, que España es el único de esos países que aplica un impuesto adicional para recuperar parte de los costes de la red, y que tampoco se obtienen beneficios ni se remunera el exceso de energía inyectada en la red. Además, tacha a España de estar en contra del autoconsumo a pesar de que la generación fotovoltaica en nuestro país ya alcanza precios inferiores al precio de la energía en el mercado general.

No es extraño que toda esta inestabilidad haya afectado al sector fotovoltaico español. Pese a la situación tan sumamente privilegiada que tiene España en cuanto a irradiación anual, Figura 1, y pese a haber sido una potencia mundial en fotovoltaica, ahora mismo países como Inglaterra, con unos recursos solares bastante inferiores tiene una potencia fotovoltaica instalada superior a España, con 9815 MW y 4832 MW respectivamente. O Italia que ha conseguido cuadruplicar nuestra capacidad, Gráfica 9.

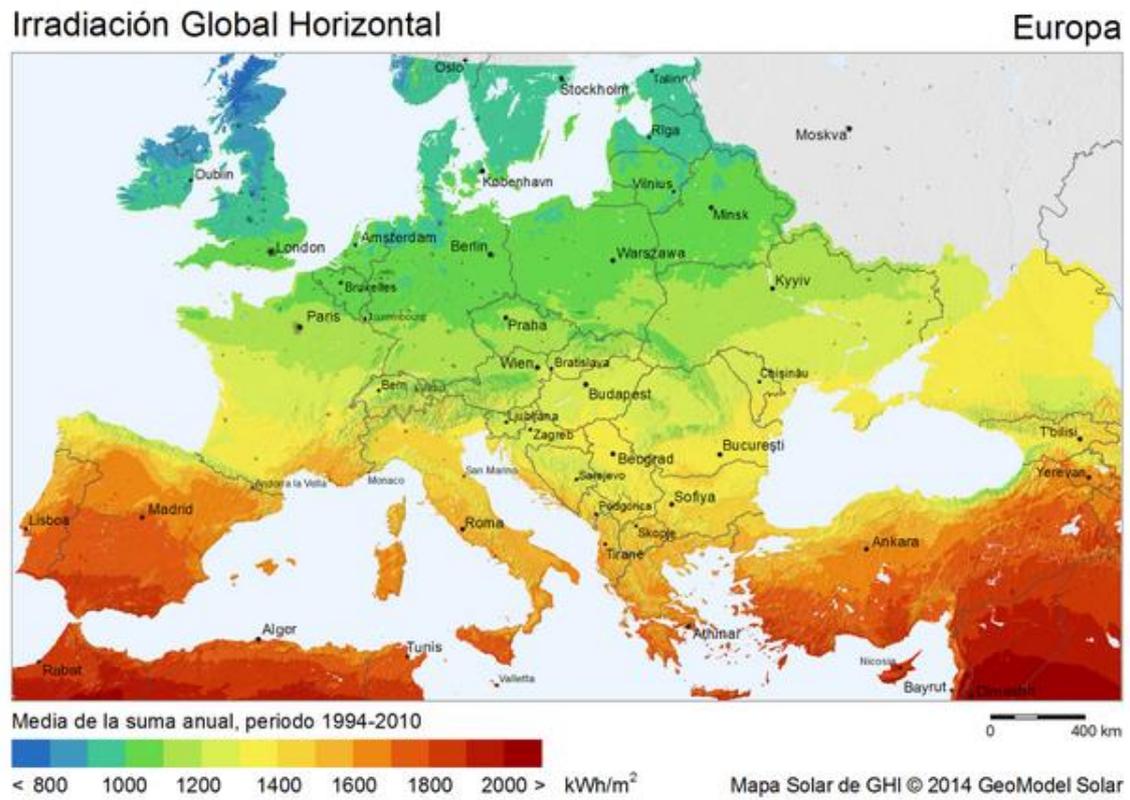
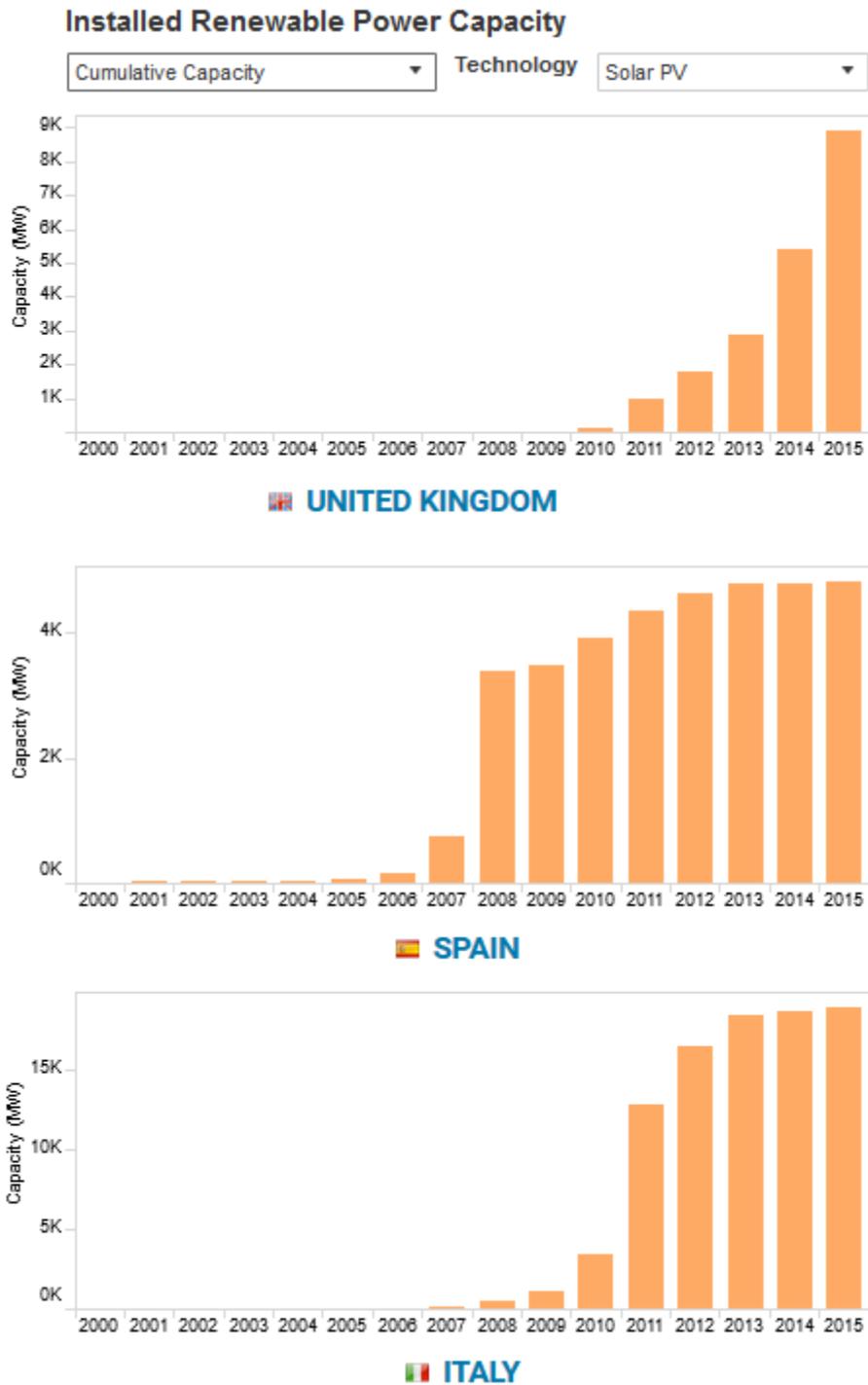


Figura 1. Irradiación Global Horizontal media anual.



Gráfica 9. Potencia fotovoltaica instalada en Reino Unido, España e Italia. [14]

4. FOTOVOLTAICA

4.1. EL SOL; FUENTE DE ENERGÍA

El sol es una estrella formada por gases, hidrógeno y helio, los cuales están llevando a cabo permanentemente reacciones de fusión nuclear debido a las grandes temperaturas a las que se encuentran. En esta reacción, por la que cuatro núcleos de hidrógeno se fusionan para formar uno de helio, el sol pierde masa en forma de energía, la radiación solar.

Si bien la radiación solar emitida por el sol comprende todo el espectro electromagnético, la estrella tiene picos de emisión en el rango de la luz visible y del infrarrojo cercano, suponiendo éstas el 92 por ciento del total de sus emisiones.

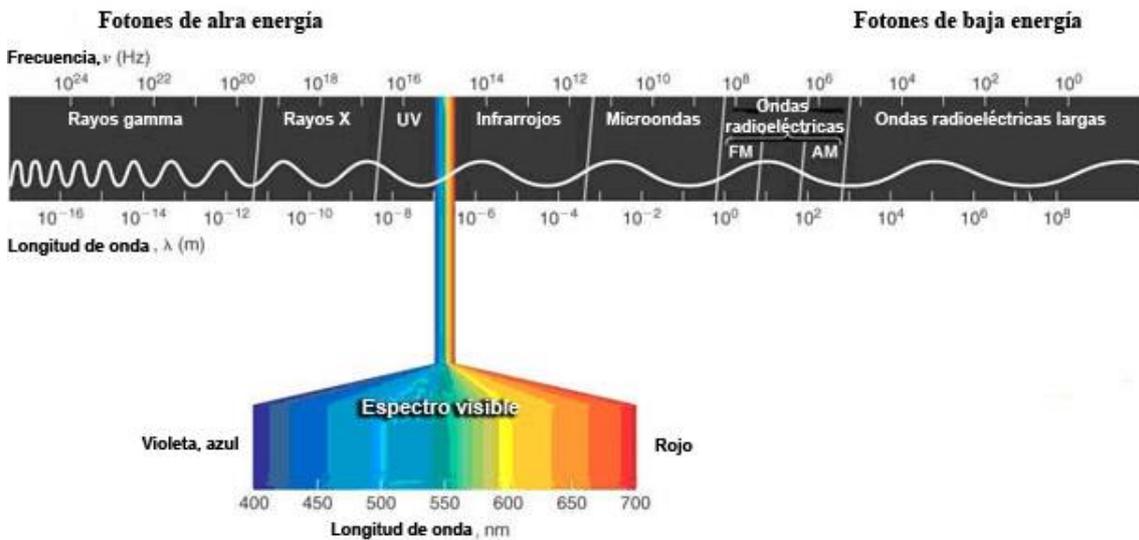


Figura 2. Espectro electromagnético.

Esta energía representa prácticamente la total de la disponible en la tierra y está implicada en el ciclo del agua, en la fotosíntesis, en el viento y en las corrientes oceánicas además de ser el origen de las reservas de gas, petróleo y carbón.

A grandes rasgos, la interacción de la radiación solar con la atmósfera, hace que se distingan dos componentes: radiación solar directa y radiación solar difusa, de manera que el cálculo de la radiación global incidente sobre una superficie inclinada a nivel de suelo, implica la determinación de tres magnitudes:

- Radiación directa
- Radiación difusa procedente del cielo
- Radiación difusa reflejada desde el suelo o albedo

Esta radiación global se conoce como irradiancia, es decir, la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y de superficie, medida en W/m². Sin embargo, el cálculo teórico es muy complejo, sobre todo para el cálculo de la radiación difusa, ya que intervienen factores muy variables, como pueden ser la latitud, climatología, etc. Por ello, para realizar este trabajo se recurrirá a la base de datos PVGIS, del Instituto de la Energía y Transporte, de la Comisión Europea.

Por otro lado, la energía del sol, además de proveer de luz y calor, se puede aprovechar mediante el uso de distintas tecnologías:

- Térmica: Mediante la radiación del sol se calienta un fluido. Se distinguen tres tipos de sistemas:
 - o Baja Temperatura: El calentamiento del agua se produce por debajo de su punto de ebullición, es decir, 100°C. Agua caliente sanitaria y de climatización.
 - o Media Temperatura: Temperaturas entre 100 y 300 grados. Para calefacción, y en procesos industriales para proporcionar calor, suministro de vapor etc.
 - o Alta Temperatura: Temperaturas superiores a 250 o 300 grados. Producir vapor y para generación eléctrica en centrales termo solares.
- Fotovoltaica: Consiste en transformar la radiación del sol directamente en energía eléctrica gracias al efecto fotoeléctrico. Esta será la tecnología utilizada para llevar a cabo la instalación de este trabajo.

4.2. EFECTO FOTOELÉCTRICO Y LA CÉLULA SOLAR

Las células solares convierten la luz que incide en ellas en energía eléctrica gracias al proceso fotoeléctrico.

Una célula solar se construye a partir de materiales semiconductores, el más utilizado es el silicio. En cualquier material se distinguen dos tipos de electrones: los ligados al núcleo, orbitan en capas interiores del átomo y difícilmente pueden escapar a la atracción que el núcleo ejerce sobre ellos, y los electrones de valencia que orbitan en capas exteriores del átomo y que, bajo determinados factores, como calor y radiación, pueden escapar de él. Como ejemplo, el silicio posee 10 electrones ligados al núcleo y 4 de valencia.

Son los electrones de valencia los que determinan las propiedades eléctricas de los materiales. En los semiconductores los enlaces covalentes de estos electrones con el núcleo son débiles, lo que hace que bajo ciertas condiciones sean aislantes y en otras sean conductores.

Según la teoría de bandas, la banda prohibida o gap es la energía necesaria para liberar al electrón de su enlace covalente, consiguiendo que pase de la banda de valencia a la de conducción. En los materiales semiconductores este gap es lo suficientemente pequeño para que, al incidir los fotones que forman la luz en ellos, los electrones “salten” de una banda a la otra. Sin embargo, no todos los fotones tienen la energía suficiente para generar un par electrón - hueco. Esta energía se puede cuantificar mediante la relación de Planck:

$$E = \frac{h \cdot C}{\lambda} \quad [eV] \quad (I)$$

Donde h es la constante de Planck, C la velocidad de la luz en el vacío y λ la longitud de onda de cada fotón.

El silicio tiene una banda prohibida de $E_g = 1.1$ eV, sustituyendo arriba se comprueba que aquellos fotones con una longitud de onda igual o inferior a $1.13 \mu\text{m}$ sirven para la conversión fotoeléctrica.

Para mejorar la conductividad de los materiales semiconductores se recurre al dopaje de los mismos con impurezas donadoras yceptoras. Si se dopa el silicio con fósforo, que tiene cinco electrones de valencia, uno de ellos no podrá formar enlace con el silicio. Se produce un excedente de cargas negativas en el material que será potencialmente donante de electrones. Este dopaje da lugar a silicio de tipo n. Si se hace lo mismo, pero con boro, que tiene tres electrones de valencia, se produce en este caso un excedente de huecos en el material dando lugar a silicio de tipo p.

Simplificadamente, una célula solar de silicio está formada por una placa de silicio p por un lado y de tipo n por el otro, con contactos eléctricos. Es decir, es un diodo en el que, bajo iluminación, se genera una corriente independiente de la tensión y proporcional a la intensidad luminosa y a la superficie de la célula.

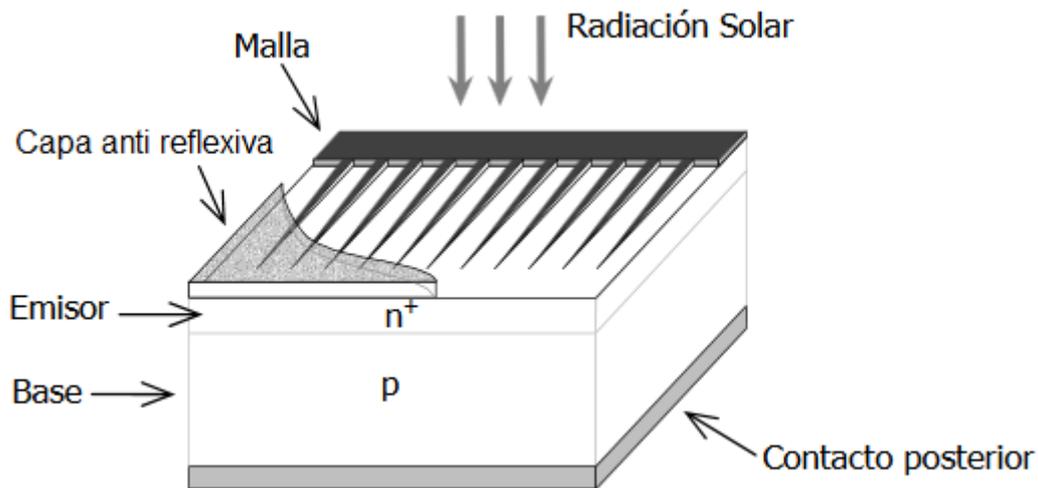


Figura 3. Estructura simplificada de una célula fotovoltaica de unión p - n.

La curva característica de la célula responde a la siguiente ecuación, Gráfica 10:

$$I = I_L - I_o \cdot \left(e^{\left(\frac{qV}{mkT} \right)} - 1 \right) \quad (\text{II})$$

Donde I_L es la corriente fotogenerada e I_o es la corriente inversa de saturación del diodo, q es la carga del electrón, m es el llamado factor de idealidad del diodo (un parámetro adimensional con valores típicos entre 1 y 2), k es la constante de Boltzmann, y T es la temperatura absoluta.

Los siguientes parámetros describen su funcionamiento:

La corriente de cortocircuito, I_{SC} , es el mayor valor de la corriente que puede obtenerse del dispositivo como generador, y que se produce cuando $V=0$.

$$I_{SC} \equiv I(V = 0) = I_L \quad (\text{III})$$

La tensión de circuito abierto, V_{OC} , es la mayor tensión que polariza el dispositivo cuando trabaja como generador, dada para $I=0$.

$$V_{OC} = \frac{mkT}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_L}{I_o} + 1\right) \quad (\text{IV})$$

El punto de máxima potencia, P_M , es un punto de trabajo en el que la potencia entregada por la célula a la carga externa es máxima.

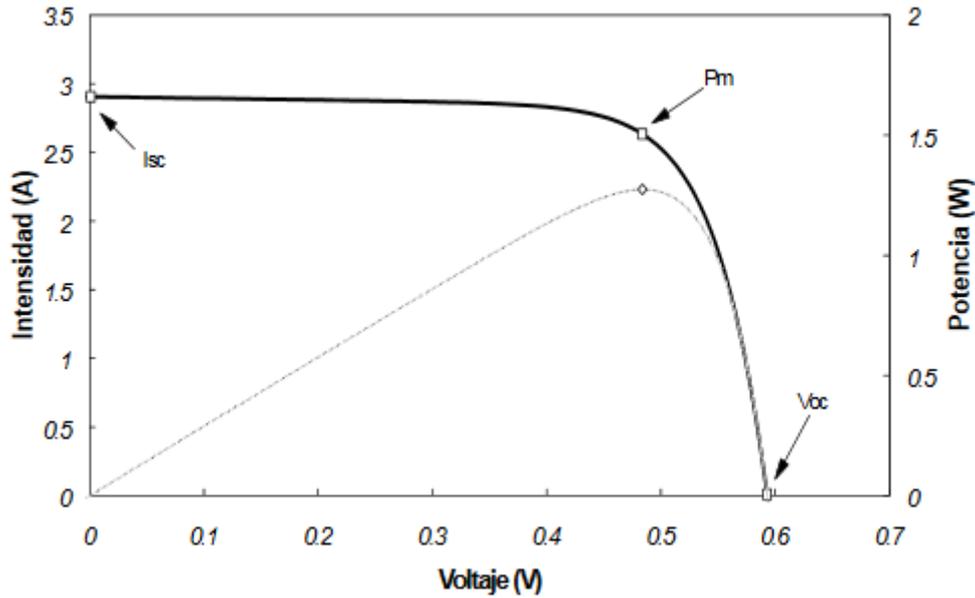
$$P_M = V_M \cdot I_M \quad (\text{V})$$

El factor de forma, FF , es la relación entre la potencia máxima y el producto entre I_{SC} y V_{OC} . Se usa para cuantificar la forma de la curva característica. En la práctica es siempre menor que la unidad y es mejor cuanto mayor es.

$$FF = \frac{P_M}{I_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (\text{VI})$$

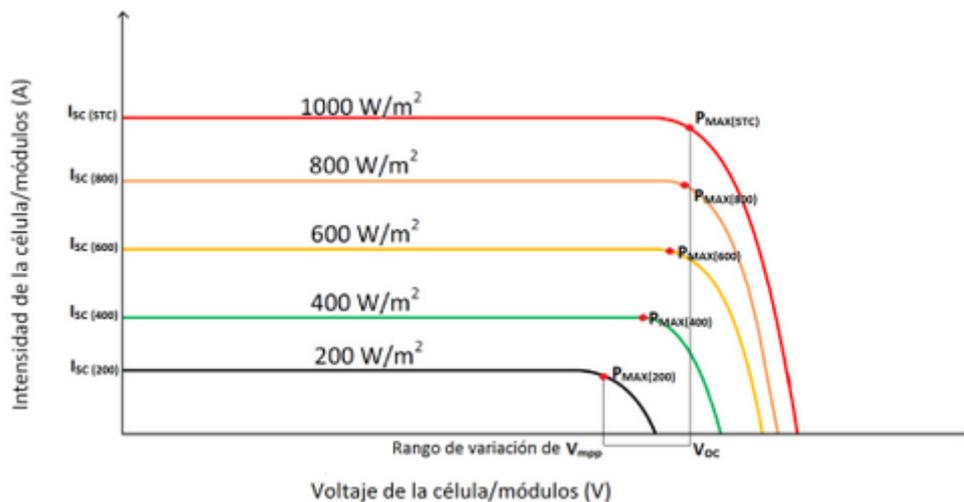
La eficiencia, η , expresada como porcentaje, viene dada por la relación entre la potencia eléctrica que puede entregar la célula y la potencia P_L de la radiación que incide sobre ella.

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{FF \cdot I_{SC} \cdot V_{OC}}{P_L} \quad (\text{VII})$$

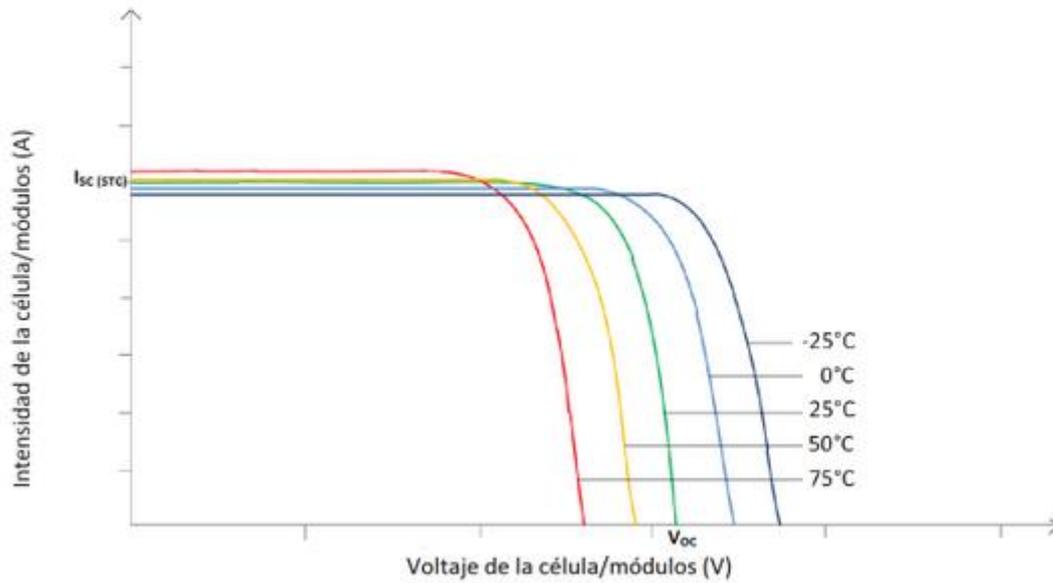


Gráfica 10. Curva característica I-V de una célula fotovoltaica en iluminación, con indicación de algunos de sus parámetros principales. La curva punteada representa la potencia $P(V)$.

Es importante a la hora de realizar el diseño de cualquier sistema con paneles fotovoltaicos conocer que la corriente de cortocircuito, I_{sc} , que proporcionan las células es directamente proporcional a la irradiancia que reciben pudiendo considerarse a efectos prácticos que la tensión de circuito abierto, V_{oc} , permanece constante, Gráfica 11. Así como que V_{oc} aumenta cuando disminuye la temperatura, Gráfica 12.



Gráfica 11. Curvas corriente - tensión bajo diversas intensidades de irradiación.



Gráfica 12. Curvas corriente-tensión a distintas temperaturas.

Además, la temperatura de trabajo de una célula está íntimamente relacionada con la temperatura ambiente y la irradiación:

$$T_C = T_A \cdot G \cdot \frac{NOCT - 20}{800} \quad (\text{VIII})$$

Con T_A la temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$), G la irradiancia (W/m^2) y $NOCT$ la temperatura de operación nominal de la célula ($^{\circ}\text{C}$).

4.3. INSTALACIÓN AISLADA: ELEMENTOS QUE LA FORMAN

En este trabajo se va a diseñar una instalación fotovoltaica aislada. Los componentes principales que la forman son el generador fotovoltaico, la estructura de soporte, el regulador de carga, el banco de acumulación y el inversor. El esquema que va a presentar el diseño se puede ver en la Figura 4.

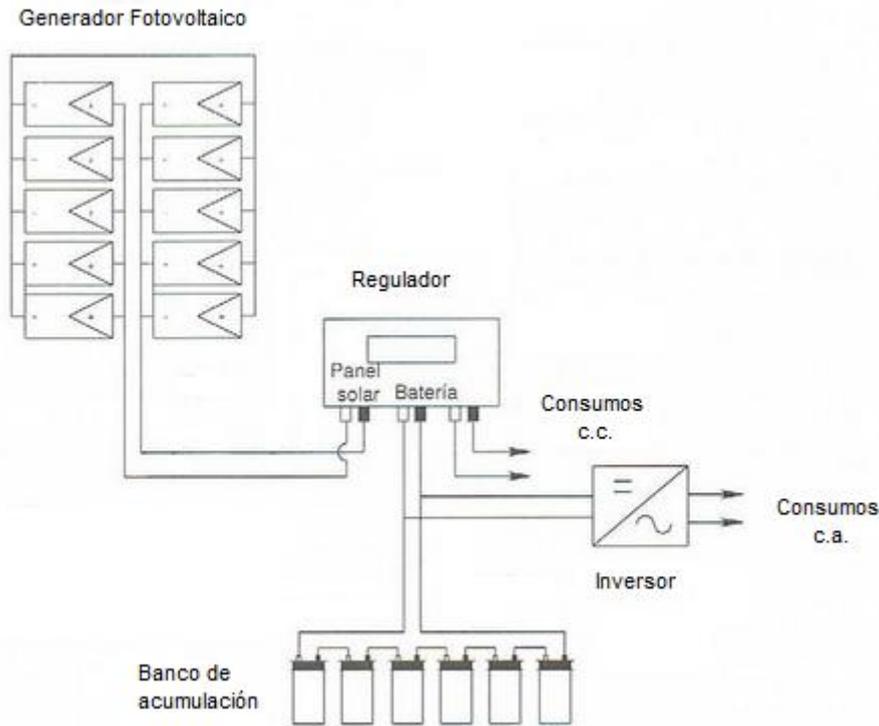


Figura 4. Esquema de la instalación

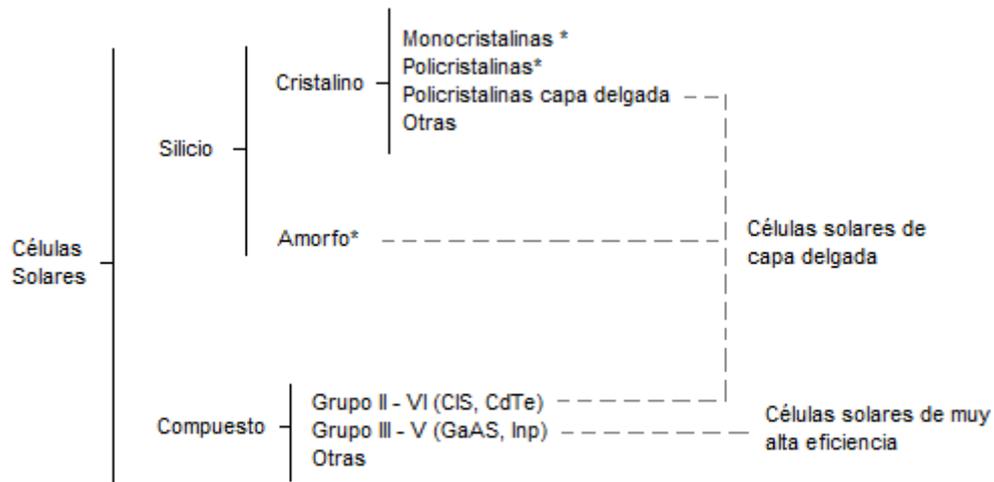
- **Generador Fotovoltaico**

Está formado por la asociación de paneles fotovoltaicos. Esta asociación da lugar a múltiples configuraciones distintas según sean las exigencias de cada diseño, atendiendo a la potencia de pico del campo fotovoltaico y su tensión de trabajo.

En el mercado se encuentran paneles de 12 V, formados por 36 células, y paneles de 24 V. Estos últimos, pueden estar formados por 72 células, pensados para las aplicaciones de aislada ya que ofrecen tensiones de salida de alrededor de 36 V, y los compuestos por 60 células, utilizados en diseños de conexión a red, ya que suministran alrededor de 30 V de salida. Este dato es importante a la hora del

diseño, ya que, si se utilizan los últimos en un sistema aislado, es posible que no se consiga cargar las baterías al cien por cien. Esto se comprueba al consultar la tensión por vaso necesaria para realizar una carga completa en las hojas de características de cualquier fabricante o marca de las mismas. Se pueden necesitar alrededor de 2.4 V por celda por cada vaso de 2 V. Suponiendo un banco de acumulación de 24 V, es decir 12 vasos, se necesitan 28.8 V para conseguir cargar las baterías. Con los paneles de 60 células no se conseguiría esa tensión en bornes de los acumuladores puesto que hay que contar con pérdidas en forma de calor en los paneles, caídas de tensión en los cables etc. Además, como ya se ha visto la tensión de los paneles decrece cuanto mayor es la temperatura. Así que, si se recurre a éstos para realizar una instalación aislada, será imprescindible el uso de reguladores MPPT.

Las células solares se clasifican se acuerdo a los materiales semiconductores que las constituyen y a su estructura interna, Figura 5.



* Tecnologías más comunes y extendidas comercialmente

Figura 5. Clasificación de las células solares.

- *Silicio Monocristalino* -

Como gran ventaja su alta eficiencia. Debido a la elevada pureza del silicio utilizado, su fabricación es muy costosa tanto en procesos como energéticamente. Rendimiento en el mercado actualmente alrededor del 20 por ciento.

- *Silicio Policristalino* -

Al utilizar obleas de silicio de menores purezas que las anteriores su eficiencia también lo es. Su proceso de fabricación es menos costoso. Son una opción muy a tener en cuenta en instalaciones sin problemas de espacio. Rendimiento en el mercado alrededor del 15 por ciento.

- *Silicio amorfo*-

El silicio amorfo, como el vidrio, se puede depositar en sustratos de baja calidad como metales o plásticos pudiendo conseguir células flexibles, curvas etc. Su proceso de fabricación tiene un bajo coste ya que se produce a temperaturas bajas. Por contra, el silicio amorfo no posee estructura cristalina con lo que su eficiencia es baja. Además, se degrada con el uso a lo largo del tiempo. Son una buena opción en ubicaciones con sombras o en climas con muchos días nublados, ya que el silicio amorfo tiene un coeficiente de absorción 40 veces mayor que el silicio monocristalino, con lo que se consigue producir pequeñas intensidades con niveles de irradiancia con los que los paneles monocristalinos y policristalinos ya no producirían. Rendimiento en el mercado alrededor del 6 por ciento.

- *Arseniuro de Galio* -

Con el GaAS se consiguen células de alto rendimiento. Este material presenta grandes ventajas frente al silicio: gran poder de absorción con lo que espesores de pocas micras pueden absorber toda la luz solar, mejor comportamiento con la temperatura, muy resistente a los daños por radiación por lo que es el material utilizado para aplicaciones espaciales. Sin embargo, son células muy caras.

- **Estructura de soporte**

Debe soportar la fuerza del viento y otras condiciones adversas como lluvia o nieve. Pueden ser fijas o de seguimiento solar en uno o dos ejes. Estos últimos incrementan la generación de energía, pero encarecen el presupuesto final de la instalación.

- **Regulador de carga**

Su función es realizar un proceso de carga óptimo de las baterías, evitando la sobrecarga y sobredescarga. Es un elemento crítico en una instalación aislada con baterías ya que de su control depende el alargar o acortar la vida útil del elemento más caro del diseño, las baterías. Entre sus tareas se encuentran:

- Prevenir la sobrecarga de la batería cuando está plenamente cargada, limitando la energía suministrada a la batería por el generador fotovoltaico.
- Prevenir la sobredescarga de la batería cuando su estado de carga es muy bajo, desconectando los consumos de la misma.
- Realiza funciones de control del consumo.
- Proporciona información del estado del sistema, mostrando información como voltaje y corriente de la batería, estado de carga etc.
- En sistemas con varias fuentes de generación distintas controla la activación y conexión de las mismas.

De manera muy simplificada se pueden distinguir dos tipos de reguladores para instalaciones aisladas con baterías. Con un regulador PWM son las baterías las que fuerzan el punto de trabajo de los paneles, que en la mayoría de los casos no trabajarán en el punto de máxima potencia. Útil en instalaciones pequeñas donde el coste de un MPPT no compensa. Los reguladores MPPT fuerzan al generador fotovoltaico a trabajar en el punto de máxima potencia aumentando el rendimiento del sistema, algo importante en instalaciones donde el periodo de diseño es el invierno. Son imprescindibles si se realiza la instalación con baterías y paneles de 60 células, como se ha mencionado. Son más caros.

- **Baterías**

En un sistema aislado alimentado únicamente por fotovoltaica para alimentar la demanda de consumos nocturnos se necesita un grupo acumulador. En este tipo de sistemas el tipo de batería más utilizado es el de plomo ácido, Pb-a, estacionaria ya que se pretende que la alimentación sea ininterrumpida. Cabe comentar que otro tipo de batería, el de níquel-cadmio, presenta también muy buenas características para este tipo de diseño como son larga vida, posibilidad de descargarse profundamente, bajo mantenimiento y no le afectan las sobrecargas excesivas entre otras propiedades, pero su precio es muy elevado.

Una batería es un dispositivo capaz de almacenar o entregar la carga eléctrica que interviene en las reacciones electroquímicas que tienen lugar durante su funcionamiento, manteniendo una diferencia de potencial aproximadamente constante entre sus bornes.

El dispositivo básico de acumulación de electricidad es la celda electroquímica, que está formada a grandes rasgos por:

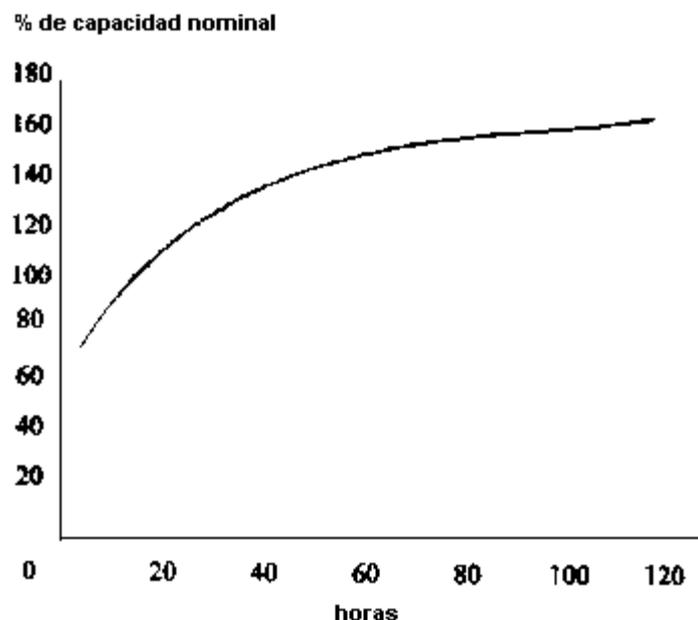
- Un par de electrodos, formados por material activo que interviene en las reacciones electroquímicas. Entre ellos se establece una diferencia de potencial capaz de generar corriente eléctrica a través de un circuito externo.
- El electrolito, es un medio conductor que permite el flujo de corriente. En las baterías de Pb-a es una disolución de ácido sulfúrico.
- Separadores, material poroso y aislante, que permite el flujo del electrolito y aísla entre sí los electrodos.
- Bornes de conexión externos
- Carcasa o contenedor.

Sus parámetros característicos son la capacidad nominal, la profundidad de descarga, la eficiencia y la autodescarga.

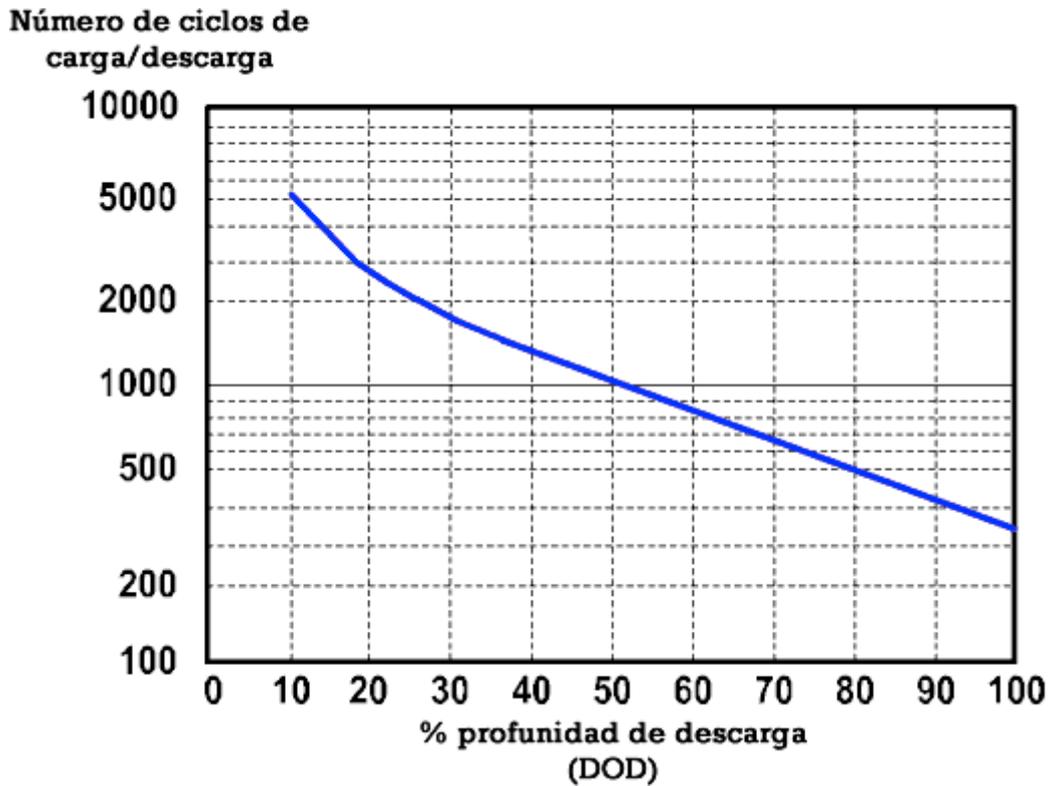
- Capacidad nominal [Ah], es la cantidad de corriente que puede proporcionar la batería totalmente cargada, durante un tiempo determinado, y hasta que la tensión en las celdas se reduzca a un valor

concreto. La variación de la capacidad con respecto al tiempo de descarga no es lineal, Gráfica 13.

- Profundidad de descarga, es la relación porcentual entre los Ah extraídos y los Ah máximos que se pueden extraer. Es un parámetro de diseño y de él depende la vida útil de la batería.
- Vida útil de la batería, se define como el número de ciclos de carga y descarga que puede soportar hasta que su capacidad se vea reducida irreversiblemente a un 80 por ciento de su valor nominal. Es importante prestar atención en las hojas de características al dato que ofrece el fabricante de hasta que profundidad de descarga se considera cada uno de esos ciclos, ya que, si se especifica una vida útil de X ciclos para descargas, por ejemplo, al 10 por ciento y en la práctica la batería está sometida a descargas del 60 por ciento, la vida útil de la misma se verá reducida drásticamente, Gráfica 14.
- Autodescarga, es la pérdida lenta y continua de la capacidad de la batería, incluso en estado de reposo.
- Eficiencia, depende del estado de carga, es el cociente entre la corriente extraída y la necesaria para restablecer el estado de carga correspondiente.



Gráfica 13. Variación de la capacidad según el régimen de descarga.



Gráfica 14. Vida útil expresada como número de ciclos en función de la profundidad de descarga.

Por otro lado, la temperatura tiene efectos en el funcionamiento de la batería. La capacidad real de la batería difiere de la nominal en función de la temperatura, cuando la segunda disminuye también lo hace la primera. Por el contrario, la vida de una batería Pb-a aumenta a menores temperaturas. En cuanto a la tensión final de carga de la celda, es mayor cuanto menor es la temperatura.

- **Inversor**

Cuando en la instalación a alimentar hay cargas que funcionan a la tensión de la red eléctrica convencional se hace necesario el uso de un inversor.

Sus parámetros principales son la tensión nominal de entrada y su potencia nominal, pero, además:

- Eficiencia, indica cómo se comporta el inversor cuando la carga conectada no es la nominal. Es más crítica a baja potencia.

- Capacidad de sobrecarga, el inversor debe poder soportar potencias superiores a la nominal, durante breves periodos de tiempo, para permitir picos de corriente.
- Tipo de onda generada, puede ser senoidal pura que será del tipo elegido en esta instalación ya que los elementos de la BTS son susceptibles al calentamiento que puede originar las variaciones bruscas de tensión de una onda trapezoidal, el otro tipo.

5. DISEÑO

En los siguientes apartados se va a realizar el dimensionado de la instalación fotovoltaica que alimente una BTS, cuya finalidad sea la de dar cobertura móvil además de acceso a internet UMTS y LTE.

La instalación fotovoltaica será una instalación aislada, lo que hará que la BTS sea autosuficiente, al ser abastecida por una fuente de energía autóctona y renovable, contribuyendo con ello al desarrollo sostenible, cuidando el medio que la rodea y contribuyendo a reducir las emisiones de CO₂.

A pesar de que hace tan sólo una década, alimentar una BTS únicamente mediante fotovoltaica no era lo suficiente rentable a menos que el tendido eléctrico se encontrara a varios kilómetros de distancia [17], actualmente es perfectamente viable gracias a la mejora en la eficiencia de los módulos y a la gran caída de precios experimentada por el sector, llegando a bajar de los 70 céntimos de euro por Wp en 2014 [18].

5.1. UBICACIÓN

La parcela donde se realizará la instalación fotovoltaica está ubicada en el pueblo de Valmuel, municipio de Alcañiz, provincia de Teruel, Aragón.

Valmuel, tiene una población de 162 habitantes [19]. No cuenta con acceso 3G [20], ya que, debido a este bajo número de población, no es atractivo para los principales proveedores de telecomunicaciones del país, desde un punto de vista económico. Sin embargo, y dejando a un lado el factor monetario por un momento, este hecho se enfrenta con las intenciones de la Unión Europea, plasmadas en su *Agenda Digital para Europa* [21]. En el punto 2.4. de este informe, "Acceso rápido y ultrarrápido a internet", se dice: "objetivo de poner la banda ancha básica a disposición de todos los europeos a más tardar en 2013 y se propone que, para 2020, todos los europeos tengan acceso a unas velocidades de internet muy superiores, por encima de los 30 Mbps". Señala además que, "Sin una decidida intervención pública, se corre el riesgo de que los resultados no sean óptimos, concentrándose las redes rápidas de banda ancha en unas pocas zonas de alta densidad... Los beneficios colaterales que estas redes generan para la economía y la sociedad justifican unas políticas públicas

que garanticen una cobertura universal de la banda ancha con velocidades crecientes". Esta falta de conectividad en el pueblo, unida a la meta de Europa del cien por cien ciudadanos europeos conectados en 2020, incluso para aquellos en los que por su zona de residencia sea poco rentable la realización de un tendido, por ejemplo, de fibra óptica, han sido los argumentos tenidos en cuenta para escoger Valmuel como ubicación de este trabajo.

El solar seleccionado es perfecto para llevar a cabo una instalación fotovoltaica ya que carece de elementos a su alrededor, como edificios o árboles que arrojen sombra en ella. Su extensión es de aproximadamente 1200 metros cuadrados, y su elevación de 267 metros sobre el nivel del mar. El solar es totalmente llano.

Las coordenadas de la parcela son $41^{\circ} 07' 36''$ N, $0^{\circ} 12' 52''$ O.



Figura 6. Ubicación

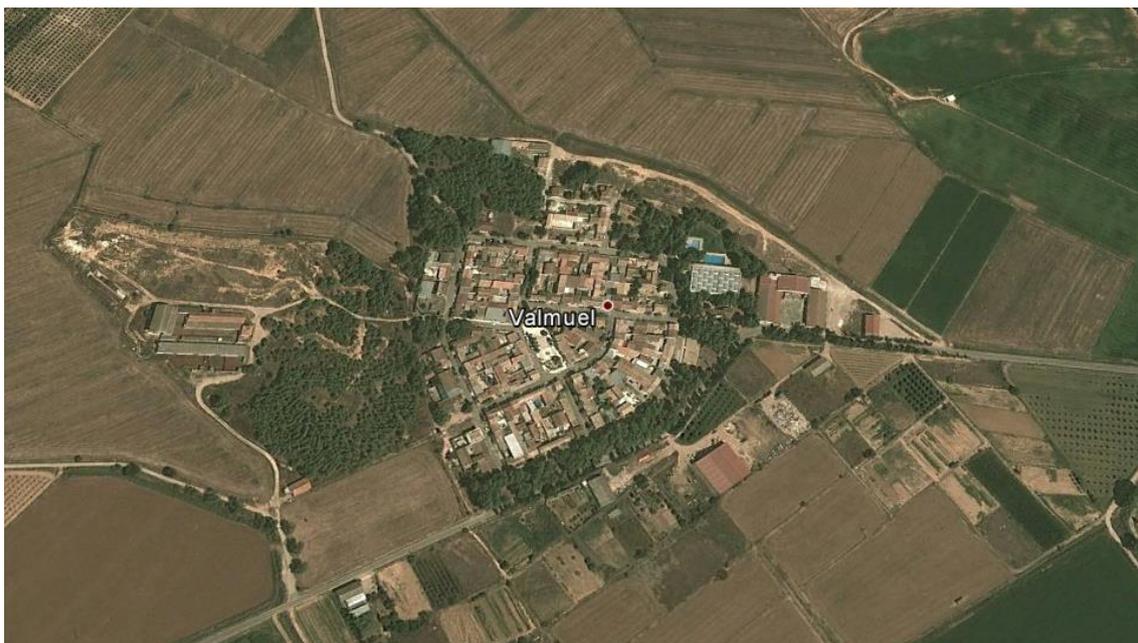


Figura 7. Ubicación



Figura 8. Ubicación parcela

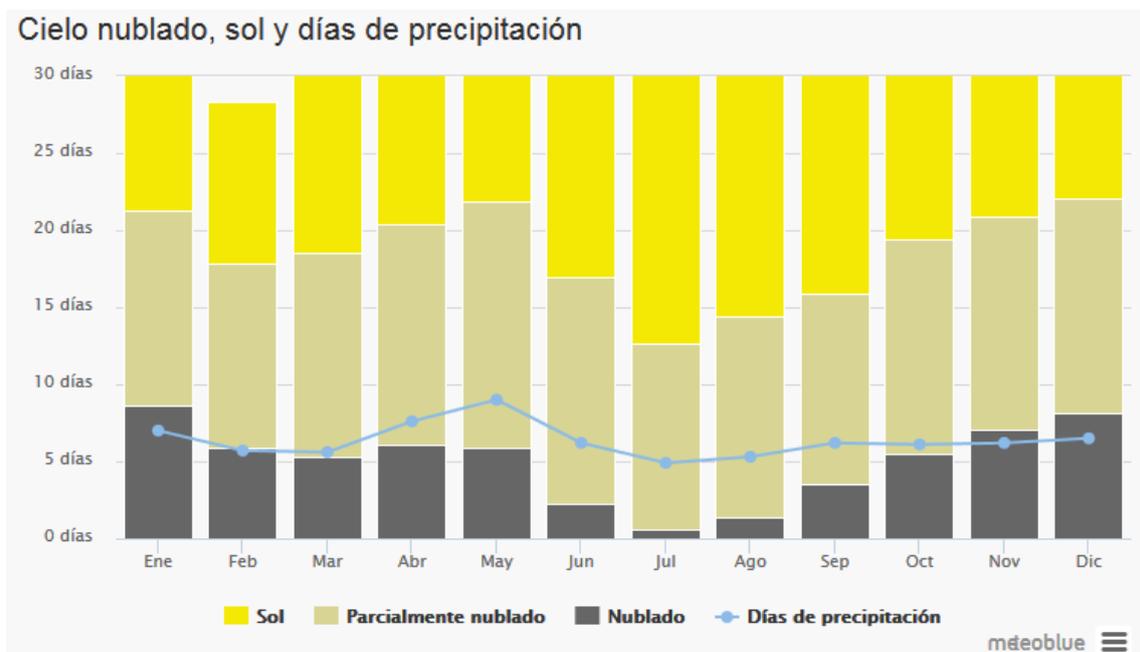
5.2. CLIMA

En cuanto al clima en el municipio [22], la temperatura media es de 14.7 grados, siendo la media del mes de julio de 23.5 grados y la de enero de 6.3 grados. Las precipitaciones anuales son de 420 mm. A continuación, se puede ver en la Tabla 2 las temperaturas y precipitaciones anuales.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
mm	22	24	30	36	55	40	16	26	51	51	37	32
°C (med)	6.3	8.0	10.8	13.2	16.8	20.6	23.5	23.3	20.4	14.6	9.8	8.6
°C (mín)	2.3	3.3	5.6	7.8	11.4	15.1	17.7	17.7	15.2	10.5	5.9	3.4
°C (máx)	10.4	12.7	16.0	18.7	22.2	26.1	29.3	29.0	25.7	18.8	13.8	13.8

Tabla 2. Temperaturas y precipitaciones anuales.

Es interesante conocer, por medio de bases de datos y archivos sobre clima, el número de días nublados de cada mes. Estos datos servirán de apoyo para determinar más adelante el número de días de autonomía del grupo acumulador. En la Gráfica 15 [23], se puede ver el número de días de precipitación, de sol, parcialmente nublados y nublados de cada mes. Los días soleados son aquellos con una cubierta de nubes menor al 20 por ciento, los parcialmente nublados del 20 al 80 por ciento y los nublados son los que presentan una cubierta de nubes mayor al 80 por ciento.



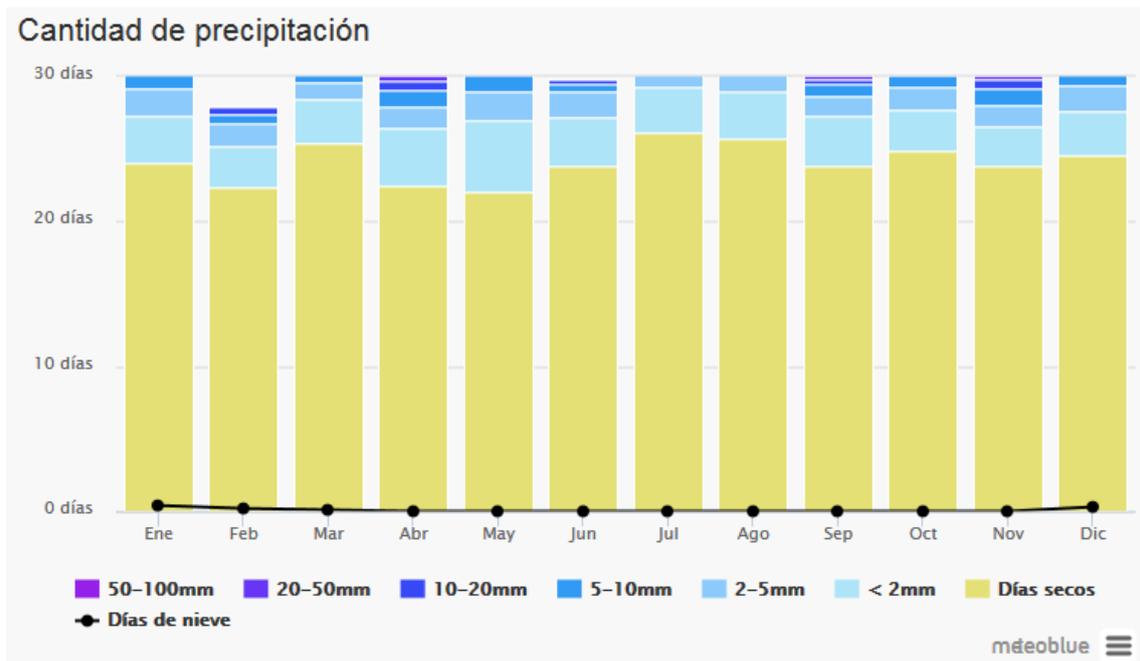
Gráfica 15. Media de días nublados, sol y de días de precipitación para cada mes.

En la Tabla 3 se presentan los mismos datos de forma numérica. Destacar que el número de días es el total de cada mes, no implicando que, por ejemplo, los 8.6 días nublados de enero sean consecutivos.

DÍAS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Sol	9.8	10.5	12.5	9.6	9.2	13	18.4	16.6	14.1	11.6	9.2	9
Parcialmente nublado	12.7	11.9	13.2	14.3	16	14.7	12	13	12.4	13.9	13.8	14
Nublado	8.6	5.9	5.3	6.1	5.9	2.3	0.6	1.4	3.5	5.5	7.1	8.1
Días precipitación	7	5.7	5.6	7.6	9	6.2	4.9	5.3	6.2	6.1	6.2	6.5

Tabla 3. Media de días nublados, sol y de días de precipitación para cada mes.

A continuación, Gráfica 16, se puede observar que en la localidad predominan los días sin precipitación, y que cuando ésta cae, lo hace, como norma general, en poca cantidad.



Gráfica 16. Precipitaciones medias para cada mes.

5.3. NECESIDADES ENERGÉTICAS

Para poder dimensionar la instalación fotovoltaica es fundamental conocer las necesidades energéticas de la BTS.

Con el fin de realizar este trabajo de la manera más realista posible, y partir así de unos datos de consumo lo suficientemente veraces, en el inicio de este proyecto se contactó mediante correo electrónico con las principales compañías de telecomunicaciones del país, preguntando si sería posible conocer el consumo energético de alguna de sus BTS, sin obtener respuesta por parte de ninguna de ellas.

Frente a este obstáculo la alternativa fue recurrir a la literatura y distintos artículos científicos publicados sobre el tema [24] [25] [26] [27].

De lo expuesto anteriormente se eligieron los siguientes consumos para la BTS, Tabla 4.

Equipamiento	Corriente	Consumo (W)	Horas uso	kWh/día
Unidad de procesado señal digital	AC	100	24	2.4
Unidad de amplificación de señal	AC	100	24	2.4
Unidad de radio	AC	200	24	4.8
Aire acondicionado	AC	1200	10	12
Iluminación	DC	60	10	0.6

Tabla 4. Consumos BTS.

El consumo total diario es de 22.2 kWh/día que será constante a lo largo del año. De los cuales, 21.6 kWh/día serán de potencia alterna y 0.6 kWh/día de continua.

La parte del sistema que funciona con corriente continua se alimentará a 48 V, ya que la mayoría de equipos comerciales como inversores se comercializan para corriente continua con esta tensión de trabajo como máximo, aunque esto suponga usar un cableado de mayor sección, ya que la intensidad que circulará por el sistema será mayor que de haber elegido una tensión de trabajo mayor. La parte de corriente alterna trabajará a 230 V.

Por otro lado, comentar que, a pesar de que en el punto 5.7 “Cargas de Consumo” del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red [28], se recomienda que no se utilicen cargas para climatización, en la BTS prescindir de su uso puede comprometer el funcionamiento de la misma, ya que la conforman equipos que trabajan las 24 horas del día y que son propensos a adquirir altas temperaturas fácilmente.

5.4. IRRADIACIÓN Y HORAS DE PICO SOLAR

Para el cálculo de la potencia de pico del campo fotovoltaico a instalar es necesario conocer la irradiación media mensual que van a recibir los paneles, y para esto hay que elegir la inclinación y orientación a la que van a ser instalados.

En esta instalación no se dotará a los paneles de ningún sistema de seguimiento, por no considerarse necesario, así pues, se montarán con orientación sur, $\alpha = 0^\circ$.

Para la determinación de la inclinación y según la Tabla 5, recogida en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas, hay que establecer un periodo de diseño. Para este caso concreto de una estación base transmisora, con un consumo constante a lo largo del año, se elige como periodo de diseño el mes con menor irradiación sobre el plano horizontal. Notar que, al elegir este periodo de diseño, se está sobre-dimensionando la instalación para los meses de verano. Sin embargo, la temperatura de operación de las células de los paneles en verano puede llegar a los 60 grados lo que se puede traducir en una pérdida de potencia de hasta el 15 por ciento.

Consultando la base de datos sobre irradiación de PVGIS [29] se concluye que el mes con una irradiación menor es diciembre con $G_{dm}(0) = 1810 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$, Tabla 6, pudiendo ahora fijar la inclinación de los paneles según la Tabla 5, en $\beta = \text{Latitud} + 10^\circ$, con lo que:

$$\alpha = 0^\circ \text{ y } \beta = 51^\circ$$

De nuevo en la Tabla 6, se puede observar la irradiación media mensual para la inclinación de 51° , que para diciembre es de $G_{dm}(\alpha = 0^\circ, \beta = 51^\circ) = 3680 \text{ Wh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$.

Por otro lado, la irradiancia solar sobre la superficie terrestre no es la misma a lo largo del día. Por ello, para facilitar los cálculos, se emplea el concepto de Hora Solar Pico, HSP.

Se denomina HSP al número de horas diarias que, con una irradiancia solar ideal de $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día, Gráfica 17.

Este concepto es importante ya que los fabricantes especifican la potencia de pico de los paneles sometiéndolos a una irradiancia constante e igual a $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ (condiciones estándar de medida), y será útil para el cálculo de la potencia de pico del campo fotovoltaico a instalar.

Así que, para el periodo de diseño elegido, $HSP = 3.68$

<i>Periodo de diseño</i>	β_{opt}
Diciembre	$\Phi + 10$
Julio	$\Phi - 20$
Anual	$\Phi - 10$

Tabla 5. Periodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación del generador para una colección de energía máxima. Φ = Latitud del lugar en grados.

Monthly Solar Irradiation

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 41°7'36" North, 0°12'52" West, Elevation: 267 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 37 degrees

Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_h	H_{opt}	$H(51)$	I_{opt}	T_{24h}
Jan	2050	3600	3890	64	7.6
Feb	3100	4820	5070	57	8.3
Mar	4680	6020	6020	44	11.3
Apr	5410	5880	5570	28	13.9
May	6450	6230	5640	16	17.8
Jun	7210	6600	5830	8	22.9
Jul	7540	7080	6300	11	25.4
Aug	6440	6730	6250	23	25.3
Sep	5080	6210	6100	39	21.0
Oct	3660	5290	5460	53	17.1
Nov	2340	3980	4270	62	11.2
Dec	1810	3370	3680	66	7.7
Year	4660	5490	5340	37	15.8

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)

H_{opt} : Irradiation on optimally inclined plane (Wh/m²/day)

$H(51)$: Irradiation on plane at angle: 51deg. (Wh/m²/day)

I_{opt} : Optimal inclination (deg.)

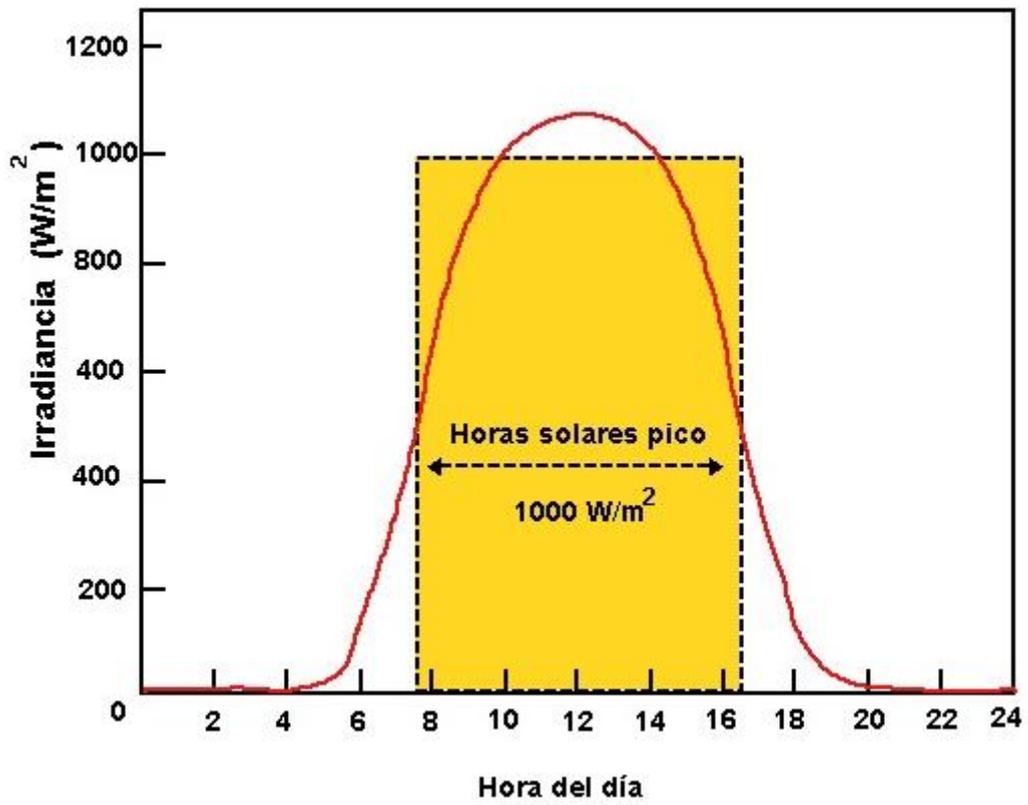
T_{24h} : 24 hour average of temperature (°C)

PVGIS © European Communities, 2001-2012

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged

See the disclaimer [here](#)

Tabla 6. Irradiación media mensual para el emplazamiento seleccionado.



Gráfica 17. Irradiación solar y HSP

5.5. DIMENSIONADO DEL SISTEMA

I. Energía a suministrar por el campo fotovoltaico

En este apartado se va a abordar el dimensionado de la instalación fotovoltaica para garantizar que el suministro de energía sea suficiente para alimentar toda la instalación a lo largo de todo el año.

En el apartado "Necesidades energéticas" se vio que se tiene un consumo de 22.2 kWh/día, de los cuales 21.6 kWh/día son de alterna y 0.6 kWh/día son de continua. Sin embargo, este consumo es solamente el generado por los elementos de la BTS. En toda instalación, ya sea fotovoltaica o no, existen una serie de factores que afectan al rendimiento global del sistema, R , y que se traducen en pérdidas de energía, por lo que, para asegurar el funcionamiento, la energía debe ser superior a la consumida por la BTS, siendo:

$$E = \frac{E_T}{R} \quad (1)$$

Con:

$$E_T = Consumo_{CC} + \frac{Consumo_{AC}}{(1 - k_C)} \quad (2)$$

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v) \cdot (1 - k_a \cdot \frac{N}{P_d}) \quad (3)$$

Estos coeficientes, se pueden considerar parámetros de diseño, junto con el número de días de autonomía de la instalación N , y junto con la profundidad de descarga de las baterías P_d , y se describen a continuación:

k_a = Coeficiente de pérdidas por auto-descarga diaria de las baterías.

k_b = Coeficiente de pérdidas por rendimiento de las baterías. En el proceso de carga y descarga de las baterías se produce energía calorífica, lo que conlleva que la energía absorbida por éstas procedente de los paneles no sea la misma energía que devuelven.

k_c = Coeficiente de pérdidas por rendimiento del inversor. Sólo afecta a la parte de la instalación con consumo en alterna.

k_v = Coeficiente de pérdidas varias. Tiene en cuenta el rendimiento global de toda la red de consumo, pérdidas por efecto Joule, etc.

Según la Tabla 7, se toman los siguientes datos:

$$k_a = 0.005$$

$$k_b = 0.05$$

$k_c = 0.2$ para el cálculo del consumo en alterna
= y 0 para el cálculo de R

$$k_v = 0.15$$

$$P_d = 0.6$$

$$N = 3$$

El número de días de autonomía N se ha elegido a la vista de los datos sobre días nublados del apartado Ubicación y Clima e intentando no sobredimensionar el sistema en exceso. Para la profundidad de descarga de las baterías P_d se ha tenido en cuenta el siguiente punto del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red sobre acumuladores de plomo – ácido:

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobre-descargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.

Según lo anterior, se fija una profundidad de descarga $P_d = 0.6$, ya que la BTS estará en funcionamiento las 24 horas del día.

Entonces:

$$E_T = 600 + 21600 / (1 - 0.2) = 27.6 \text{ kWh/día}$$

$$R = 0.78$$

$$E = 35385 \text{ Wh/día}$$

Esta energía E es la que tenemos que encontrar en bornes del grupo acumulador. Para conocer la energía que tiene que suministrar el generador fotovoltaico E_g queda contabilizar las pérdidas asociadas al regulador, estimadas en un 10 por ciento, es decir la eficiencia del regulador, η_{reg} , es del 90 por ciento:

$$E_g = \frac{E}{\eta_{reg}} \quad (4)$$

Quedando un valor para E_g de 39316 Wh/día.

Coeficiente de pérdidas	Rango práctico
k_b	0.00 - 0.20
k_a	0.001 - 0.020
p_d	0.1 - 0.8
k_c	0.0 - 0.4
k_v	0.00 - 0.20

Tabla 7. Rango práctico de valores de los coeficientes de pérdidas.

II. Potencia pico del campo fotovoltaico y número de paneles necesario

La potencia pico del campo fotovoltaico que se debe instalar viene dada por la siguiente expresión:

$$P_p = \frac{E_g}{HSP} \quad (5)$$

Resultando $P_p = 10684 \text{ Wp}$ para $HSP = 3.68$

Los paneles elegidos son del modelo Saclima SCL- 250P. Trabajan a una tensión $V_p = 24 \text{ V}$, y su potencia es de $P_{\text{panel}} = 250 \text{ Wp}$

Con lo que el número de paneles colocados en serie y en paralelo será, respectivamente:

$$N_s = \frac{V_{\text{sist}}}{V_p} \quad (6)$$

$$N_p = \frac{P_p}{(N_s \cdot P_{\text{panel}})} \quad (7)$$

Así, el número de paneles en serie será de 2 y las filas en paralelo 22. El total de paneles que formarán el generador fotovoltaico serán 44, y tendrá una potencia nominal de 11 kWp.

III. Capacidad del sistema de acumulación

La capacidad del grupo de baterías viene dada por la siguiente expresión:

$$C_U = E \cdot N \quad (8)$$

Con:

E = Energía en bornes del grupo de baterías, 35385 Wh/día

N = Número de días de autonomía, 3

Resultando $C_u = 106.16$ kWh

La capacidad nominal, C , deberá ser mayor que C_u , ya que la batería sólo se descargará hasta la profundidad de descarga, P_d :

$$C = \frac{C_U}{P_d} \quad (9)$$

Se tiene que $C = 177$ kWh. Los fabricantes de baterías expresan su capacidad en Ah:

$$C' = \frac{C}{V_{sist}} \quad (10)$$

La capacidad, C' , a instalar es de 3686 Ah.

La gama de baterías elegida es la Classic Solar OPzS de GNB Industrial Power. Los posibles elementos de 2V cada uno a utilizar son el OPzS Solar 1990, con $C_{72} = 1850$ Ah y un precio de 567 € cada vaso, y el OPzS Solar 4100, con $C_{72} = 3840$ Ah y un precio de 1329 € cada vaso. Se estudiarán las configuraciones resultantes para el banco de acumulación con ambos elementos y se elegirá la más económica.

El número de vasos en serie será para ambos el mismo:

$$Bat_{serie} = \frac{V_{sist}}{V_{bat}} \quad (11)$$

Siendo $Bat_{serie} = 24$ vasos en serie.

Con el modelo OPzS Solar 4100 este sería el número total de vasos del banco de acumulación ya que la capacidad de cada vaso es un poco mayor que la requerida. El precio total sería de 31896 €.

Para el modelo OPzS Solar 1990 el número de vasos en paralelo y en total sería, respectivamente:

$$Bat_{paralelo} = \frac{C'}{C_{72}} \quad (12)$$

$$N_{TOTAL_BAT} = Bat_{serie} \cdot Bat_{paralelo} \quad (13)$$

Dando unos valores de $Bat_{paralelo} = 2$ vasos paralelo y $N_{TOTAL_BAT} = 48$ vasos.

El precio del banco de acumulación en este caso sería de 27216 €.

A la vista del precio se elige el OPzS Solar 1990. Se conectarán en paralelo dos filas de 24 vasos cada una dando como resultado un banco de acumulación de 48 V y $C_{72} = 3700$ Ah.

Hay que comprobar si se cumple uno de los puntos expuestos sobre baterías en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red:

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

La corriente de cortocircuito del panel seleccionado es de $I_{SC} = 8.62 \text{ A}$, multiplicando por 22 filas en paralelo, obtenemos una corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico de 189.64 A. Dividiendo la capacidad del acumulador resultante entre esta intensidad se obtiene $19.51 < 25$, por lo que se cumple lo expuesto en el anterior punto.

IV. Inversor

Para elegir un inversor hay que conocer la potencia a su entrada, P_{Einv} , que será igual a la suma de las potencias de las cargas en alterna multiplicado por un factor de protección y dividido entre la eficiencia del inversor:

$$P_{Einv} = 1.25 \cdot \frac{P_{CA}}{(1 - k_c)} \quad (14)$$

Con:

$$\begin{aligned} P_{CA} &= 1600 \text{ W} \\ k_c &= 0.2 \end{aligned}$$

Queda:

$$P_{Einv} = 2.5 \text{ kW}$$

El inversor elegido es el Inversor TAURO onda senoidal BC 2548/V 48Vcc/220Vca 2500 VA con ventilación forzada.

Para una misma potencia nominal del modelo 2548 y del modelo 2548/V, se ha

elegido este último a la vista del dato de la potencia que puede suministrar en régimen continuo. El primero se queda en 1300 VA, y el elegido con ventilación forzada puede ofrecer hasta 2300 VA en este régimen, y, según el diseño, se tiene durante 10 horas al día todas las cargas de alterna en funcionamiento, lo que suponen 1600 VA que el inversor sin ventilación forzada no podría asumir durante tanto tiempo.

Poniendo atención ahora en las gráficas de rendimiento en función de la carga, se observa que la mínima carga esperada de 400 VA, no compromete en absoluto la eficiencia del inversor

En las hojas de características, su eficiencia máxima es del 93 por ciento y de alrededor del 90 por ciento en régimen continuo. Para la realización de los cálculos, en inicio, se supuso una eficiencia del inversor del 80 por ciento, por lo que el sistema estará un poco sobre dimensionado, como se ve si se rehace el cálculo para la energía, E_g , que tienen que suministrar los paneles variando únicamente el valor de eficiencia del inversor. Para una eficiencia del inversor del 80 por ciento, $E_g = 39316 \text{ Wh/día}$ y para una eficiencia del 90 por ciento $E_g = 35043 \text{ Wh/día}$. Queda de manifiesto la gran importancia que tiene la eficiencia de todos los elementos de cualquier instalación y el posible impacto en el coste final de esta, ya que, considerando la eficiencia del 90 por ciento del inversor, el generador fotovoltaico pasaría de estar formado por 44 paneles a estarlo por 40, algo que puede ser crítico para el diseño si la instalación dispone de un espacio muy limitado para llevarse a cabo.

Para la eficiencia del 90 por ciento, la potencia a la entrada del inversor, $P_{\text{Einv}} = 2222.22 \text{ W}$.

En este caso se continua con el diseño para 44 paneles, ya que es una instalación en funcionamiento 24 horas al día y estos 4 paneles "extra" serán útiles en los meses de invierno para lograr, primero, que la BTS funcione sin cortes y, segundo, que no haya descargas excesivas en el grupo acumulador que puedan afectar a su vida útil.

V. Sistema de regulación

Para elegir el regulador de carga hay que determinar las corrientes máximas de entrada y de salida que debe de soportar el mismo.

La corriente máxima a la entrada del regulador se calcula como:

$$I_{maxE} = 1.25 \cdot N_p \cdot I_{SC} \quad (15)$$

Siendo:

$N_p = 22$, número de filas de paneles en paralelo
 $I_{SC} = 8.62$ A, intensidad de cortocircuito de los paneles
 $I_{maxE} = 237.05$ A

En la expresión anterior, 1.25 es un factor de protección para evitar daños en el regulador por picos de intensidad, también siguiendo las pautas marcadas por el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red.

La expresión de la corriente máxima a la salida del regulador dependerá de dónde se vaya a conectar el inversor, directamente al banco de baterías o al regulador. En este caso se conectará a bornes de las baterías, consiguiendo de esta forma que la intensidad a la salida del regulador sea mucho menor. Esta opción es la aconsejada por los fabricantes tanto de reguladores como de inversores, ya que, en momentos puntuales, el inversor podría demandar picos de intensidad que la salida del regulador no soportase. Aun así, hay que decir que, conectando el inversor al grupo acumulador se corre el riesgo de aumentar los ciclos de carga - descarga de éste último, pudiendo verse mermada la vida útil de las baterías.

$$I_{maxS} = \frac{P_{CC}}{V_{sist}} \quad (16)$$

Con:

$P_{CC} = 60$ W, potencia en continua
 $V_{sist} = 48$ V, tensión de funcionamiento de la instalación

Así:

$$I_{\max S} = 1.25 \text{ A}$$

Aplicando el factor de protección de 1.25:

$$I_{\max S} = 1.563 \text{ A}$$

El regulador elegido es un SunStar SS-160CX MPPT de Rich Electric. Permite intensidades a la entrada del regulador de 140 A. La intensidad de entrada calculada era de 237.05 A, por lo que se colocarán dos reguladores del mismo modelo conectados en paralelo entre sí. Se dividirá el campo fotovoltaico en dos nuevos campos, de 11 filas en paralelo con dos paneles en serie en cada fila, cada uno, Figura 9.

La tensión de circuito abierto permitida por el regulador ha de ser menor de 240 V. La tensión de circuito abierto del panel es de 36.99 V, al tener dos paneles en serie esta tensión será de 73.98 V, lo que queda dentro del rango. Esto será así para las condiciones estándar de medida: temperatura de la célula de 25 °C, irradiancia 1000 W/m², distribución espectral AM 1.5, incidencia normal. Pero normalmente estas condiciones no se dan en la realidad y además la tensión de un panel fotovoltaico tiene una dependencia inversa con la temperatura de la célula. Esto quiere decir que, en los meses de invierno, cuando la temperatura de la célula sea inferior, la tensión V_{OC} del generador fotovoltaico puede ser superior al límite de entrada que marca el regulador.

Por ello, se va a calcular V_{OC} para el mes más frío, que en el caso de Valmuel es enero, como se vio en el apartado Clima. Se va a tomar la temperatura media del mes más frío, que es de 6.3 °C. Se podría tomar la temperatura mínima del mes, que es de 2.3 °C, pero es de suponer que esta temperatura se dará por la noche, cuando no hay generación por efecto fotoeléctrico. El primer paso será el cálculo de la temperatura de la célula, T_C , según la siguiente expresión:

$$T_C = T_A + G \left(\frac{NOCT - 20}{800} \right) \quad (17)$$

Donde:

T_A , temperatura ambiente

G , irradiancia normal al plano del panel

NOCT, temperatura de operación nominal de la célula

T_A , como ya se ha mencionado, será 6.3 °C. El parámetro NOCT le facilita el fabricante. Para el panel elegido tiene un valor de 47 °C, y es la temperatura que alcanza la célula bajo las siguientes circunstancias: temperatura ambiente 20 °C, irradiancia 800 W/m², distribución espectral AM 1.5, incidencia normal y velocidad del viento 1 m/s. Para el valor de G , acudimos a la aplicación PVGIS, y en la pestaña radiación diaria, con las coordenadas de Valmuel, seleccionando la inclinación a la que se montarán los paneles, visto en el apartado Irradiación y Horas de Pico Solar, y la casilla Irradiación normal directa, obteniendo los datos de la Tabla 8. Calculando el valor medio de los valores obtenidos, $G = 353$ W/m². Con todo esto:

$$T_C = 18.21 \text{ °C}$$

El coeficiente de temperatura de V_{OC} facilitado por el fabricante es de -0.35% /°C, para tener la variación en V/°C, se multiplica este coeficiente por el valor de la tensión en circuito abierto, 36.99 v, obteniendo una variación de -0.129 °C/V. V_{OC} para este mes más frío y bajo las circunstancias descritas será:

$$V_{OCnueva} = V_{OC(CEM)} - (Coef_{tempV_{OC}} \cdot (T_{(CEM)} - T_C)) \quad (18)$$

Con:

$$V_{OC(CEM)} = 36.99 \text{ V}$$

$$Coef_{tempV_{OC}} = -0.129 \text{ °C/V}$$

$$T_{(CEM)} = 25 \text{ °C}$$

Se tiene que V_{OC} nueva es igual a 37.87 V. De nuevo, al tener dos paneles en serie, la tensión en circuito abierto del generador será de 75.73 V, lo que sigue quedando dentro del rango aceptado a la entrada del regulador.

Cada uno de los nuevos campos fotovoltaicos consta de 22 módulos y cada módulo es de 250 W_p, así, la potencia será de 5500 W_p lo que es válido ya que la potencia máxima permitida por el regulador es de 10400 W_p.

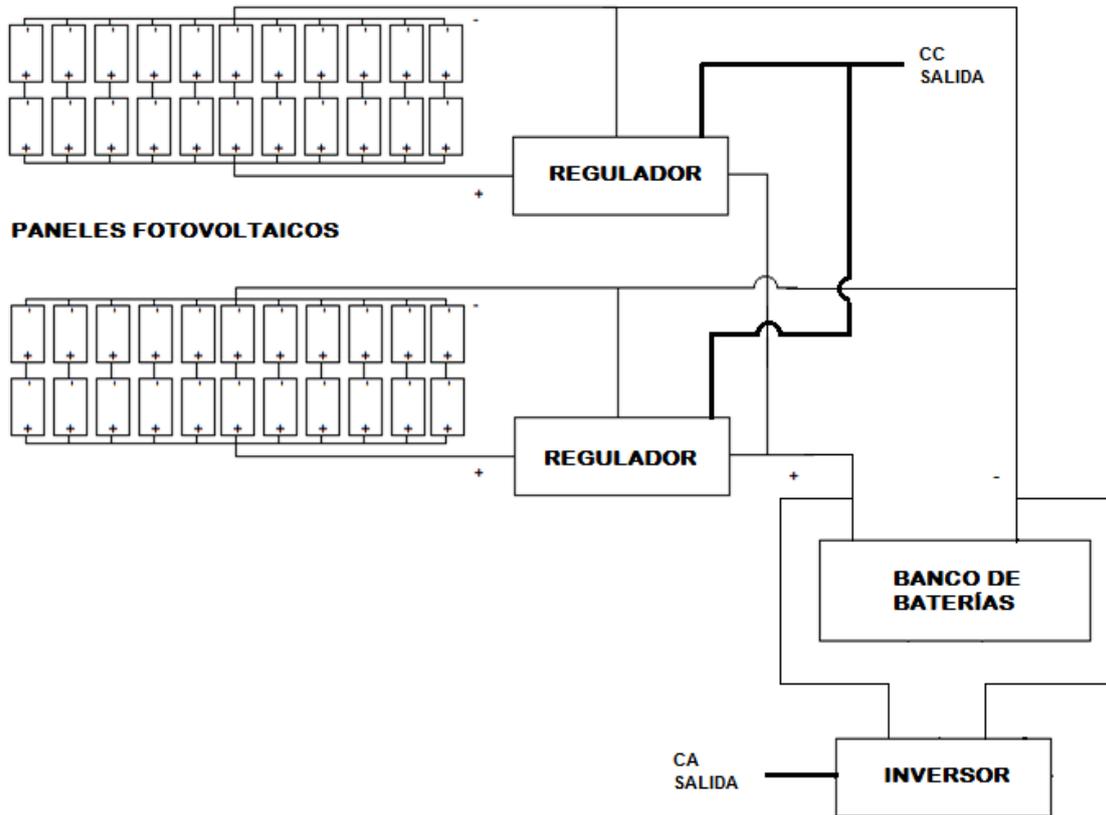


Figura 9. Esquema de la instalación.

Time	DNI	Time	DNI	Time	DNI
07:37	145	11:07	440	14:37	376
07:52	198	11:22	443	14:52	359
08:07	245	11:37	445	15:07	338
08:22	282	11:52	446	15:22	313
08:37	313	12:07	446	15:37	282
08:52	338	12:22	445	15:52	245
09:07	359	12:37	443	16:07	198
09:22	376	12:52	440	16:22	145
09:37	391	13:07	435	16:37	0
09:52	403	13:22	430		
10:07	414	13:37	422		
10:22	422	13:52	414		
10:37	430	14:07	403		
10:52	435	14:22	391		

Average Daily Solar Irradiance
PVGIS Estimates of average daily profiles
 Results for: January
 Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF
 Inclination of plane: 51 deg.
 Orientation (azimuth) of plane: 0 deg.

The time shown is local solar time. To find GMT time, add 0.01 hours
 DNI: Direct normal irradiance (W/m^2)

PVGIS © European Communities, 2001-2012
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged.

Tabla 8

5.6. DISTANCIA ENTRE PANELES

En el terreno, se instalarán los paneles formando dos hileras, una delante de la otra, y compuestas cada una por 22 paneles, como se puede ver en el plano del apartado 10.2. Plano instalación en el terreno.

Es importante calcular la distancia que se debe de respetar entre cada hilera, ya que de estar instaladas con una distancia insuficiente la primera podría arrojar sombra sobre la segunda y así sucesivamente, hecho que mermaría considerablemente la eficiencia del sistema global.

Consultando la hoja de características del panel seleccionado para conocer sus dimensiones, se tiene que cada panel mide 1660 mm de largo, 990 mm de ancho y 40 mm de perfil. Con lo que cada hilera de 22 paneles en el terreno medirá 21.78 metros (el lado paralelo al suelo será el de 990 mm), algo perfectamente asumible dadas las dimensiones de la parcela.

Además, en el apartado 5. 4. Radiación y Horas de Pico Solar se vio que el ángulo de inclinación, β , de instalación de los paneles es igual a 51° .

$$L = 1660 \text{ mm}$$

$$A = 990 \text{ mm}$$

$$\beta = 51^\circ$$

Según el *Pliego de Condiciones Técnicas de las Instalaciones Conectadas a Red* [30], esta distancia, d , Figura 10, entre filas debe garantizar al menos cuatro horas de sol en torno al medio día en el solsticio de invierno.

$$d = h \cdot k \tag{19}$$

Para ello:

$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})} \tag{20}$$

Para una Latitud de 41° :

$$k = 2.747$$

Observando la Figura 10:

$$h = \sin \beta \cdot L \quad (21)$$

Por lo que:

$$\begin{aligned} h &= 1.29 \text{ m} \\ d &= 3.54 \text{ m} \end{aligned}$$

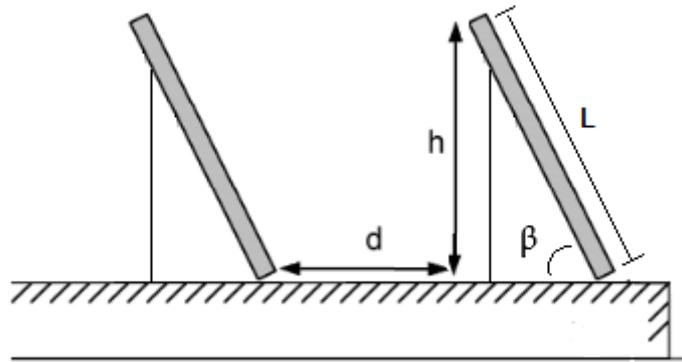


Figura 10

Esta distancia será la mínima que garantice las condiciones descritas. En la parcela donde se lleva a cabo la obra no hay ningún problema de espacio, así que las filas de paneles se colocarán a una distancia $d = 4 \text{ m}$.

5.7. CÁLCULO DE LOS CABLES DE LA INSTALACIÓN

En este apartado se calcularán las secciones de los cables de la instalación. Estos juegan un papel muy importante en el rendimiento global de la misma. Si se escogen cables con una sección menor a la necesaria, se reducirá sensiblemente su vida útil al estar expuestos a temperaturas más altas, resultando en un mayor riesgo de incendio en toda la instalación. Además, debido a la naturaleza de los materiales usados normalmente en la fabricación de la parte conductora de los cables, a mayor temperatura mayor resistencia al paso de la corriente, lo que se traducirá en que no se entregue a las cargas toda la energía generada por los paneles.

Para el cálculo de la sección se diferenciarán dos partes en la instalación, la de corriente continua que trabaja a 48 V y la de corriente alterna que lo hace a 230 V.

En la parte en continua se distinguen los siguientes tramos de conexión: caja de conexiones del generador fotovoltaico con el regulador, el regulador con la batería, el regulador con las cargas CC y la batería con el inversor. Todos estos tramos estarán formados por dos conductores activos, positivo y negativo, independientes entre sí. Al tratarse de cables unipolares que solo son fabricados en cubierta negra, y según la ITC - 19 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) [31] será el instalador quien identifique los conductores mediante medios apropiados, por ejemplo, mediante un señalizador o argolla, una etiqueta, etc. en cada extremo del cable.

El cable que se utilizará en estos tramos será de la marca Prysmian, tendrá conductor de cobre y aislante HEPR (etileno propileno de alto gradiente) y cubierta de EVA.

La sección del cable se calculará mediante la siguiente expresión:

$$S = 2 \cdot \frac{l \cdot I}{k \cdot U} [mm^2] \quad (22)$$

Donde:

l es la longitud de los cables a utilizar

I la intensidad que atraviesa el conductor

k la conductividad del cobre

U la caída de tensión entre los extremos del cable

Para conocer el valor de la conductividad, k, se ha consultado la norma UNE 2003, "Cobre tipo recocido e industrial, para aplicaciones eléctricas". Del documento se extrae que el valor de la conductividad del cobre a 20 grados es de 58 m/Ω mm², así como el cociente de temperatura que es 0.00393 Ω⁻¹. Con estos datos se puede conocer la conductividad del cobre a cualquier temperatura T' según la siguiente expresión:

$$k' = \frac{k}{(1 + 0.00393 \cdot (T' - T))} \quad (23)$$

Con:

$$k = 58 \text{ m}/\Omega \text{ mm}^2$$

$$T = 20 \text{ grados centígrados}$$

Dadas las características del cable, y según la tabla de *Temperaturas máximas de funcionamiento para tipos de plástico* de la norma UNE-HD 60364-5-52, el cálculo de la sección se va a hacer para una temperatura de servicio del mismo de 90 grados, con lo que, según la ecuación anterior, la conductividad, k', tendrá un valor de 45.5 m/Ω mm²

En cuanto a la caída de tensión, la norma UNE anterior marca unos valores de la misma entre el origen de la instalación y las cargas para casos generales, como se refleja en la Tabla 9. Según la misma, la instalación que se tiene entre manos sería una instalación de tipo B y para otros usos, por lo que una caída de tensión del 8 por ciento en el total de la instalación sería admisible.

Tipo de instalación	Iluminación %	Otros usos %
A – Instalaciones de baja tensión alimentadas directamente desde un sistema público de distribución de baja tensión	3	5
B – Instalaciones de baja tensión alimentadas desde un suministro privado de baja tensión ^a	6	8
^a En la medida de lo posible, se recomienda que la caída de tensión en los circuitos finales no supere a aquellas indicadas en la instalación de tipo A. Cuando las principales canalizaciones de las instalaciones tienen una longitud superior a 100 m, estas caídas de tensión pueden incrementarse en un 0,005% por metro de canalización más allá de 100 m, sin que este suplemento sea mayor del 0,5%. La caída de tensión se determina a partir de la demanda por parte del receptor utilizado, aplicando factores de simultaneidad, donde sean aplicables, o a partir de los valores de la corriente de diseño de los circuitos.		

Tabla 9. Caída de tensión admisible según la norma UNE-HD 60364-5-52

Sin embargo, la nota al pie de tabla dice que incluso en instalaciones del tipo B “se recomienda que las caídas de tensión en los circuitos finales no superen a las indicadas en las instalaciones de tipo A”. Por lo que se fija una caída de tensión total del sistema del 5 por ciento. Además, en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red dice que, “para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán de tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1.5 % de la tensión nominal continua del sistema”. Así que, la máxima caída de tensión de un tramo no será mayor del 1.5 por ciento. En la Tabla 10 se muestran las caídas de tensiones que se manejarán para cada tramo.

TRAMO INSTALACIÓN	VOLTAJE V	% CAÍDA DE TENSIÓN	CAÍDA DE TENSIÓN V
Caja conex. Generador FV - Regulador	62.04*	1.5	0.9306
Regulador – Acumulador	48	0.5	0.24
Regulador – Cargas CC	48	1	0.48
Acumulador - Inversor	48	0.5	0.24
Inversor – Cargas AC	230	1.5	3.45

Tabla 10. Caída de tensión para cada tramo.

* Tensión punto máxima potencia de los paneles 31.02 V, se tienen dos paneles en serie.

- **Tramo caja de conexiones del generador fotovoltaico al regulador**

Este tramo se compone realmente de dos tramos, ya que esta instalación cuenta con dos reguladores. Es decir, de la caja de conexiones del panel fotovoltaico saldrán, hacia el lugar de conexión con los reguladores, dos tramos de cable idénticos, compuesto cada uno de ellos por sus dos conductores activos.

Este tramo de cable medirá 10 metros y la máxima intensidad que se espera circule por él será la intensidad de cortocircuito del panel elegido, 8.62 A, multiplicado por el número de ramas de paneles en paralelo conectadas a cada regulador, en los dos tramos 11 ramas, obtenemos una intensidad máxima de 94.82 A que multiplicado por un factor de protección de 1.25 resulta 118.53 A.

Aplicando la fórmula de la sección vista, queda para este tramo 55.98 mm².

La sección normalizada que se encuentra en el mercado inmediatamente superior a este valor es la de 70 mm². Ahora bien, la intensidad máxima soportada por el mismo cable es distinta según múltiples factores como longitud del mismo, caída de tensión prevista, temperatura ambiente, método de instalación, resistividad del terreno para el caso de cables enterrados etc. Así que para comprobar cuál es la intensidad máxima que soporta la sección calculada es necesario describir un poco más la instalación del tramo.

Este tramo de cable irá directamente enterrado, a una profundidad de 0.7 m, en una zanja que cumpla todo lo descrito en el apartado 2.1.1 "Cables directamente enterrados" de la ITC - 07 "Redes subterráneas para distribución en baja tensión" del REBT. En el terreno en el que se llevará a cabo la zanja no hay presencia de ningún cable o tubería de ningún otro servicio. Además, el suelo en Valmuel es de tipo calizo seco [32].

Con todo lo expuesto y la ayuda de las tablas de la ITC - BT - 07 y de la ITC - BT - 19 se va a comprobar la intensidad máxima que soporta el cable bajo estas circunstancias.

Primero se acude a la Tabla 11. De ella se extrae que para un cable con aislante de HEPR, como es el caso, y de sección 70 mm², la intensidad máxima es de 270 A multiplicada por 1.225 por ser dos cables unipolares, es decir, 330.75 A.

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tipo de aislamiento:

XLPE - Polietileno reticulado - Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).

EPR - Etileno propileno - Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).

PVC - Policloruro de vinilo - Temperatura máxima en el conductor 70°C (servicio permanente).

Temperatura del terreno 25°C.

Profundidad de instalación 0,70 m.

Resistividad térmica del terreno 1 K.m/W.

- (1) Incluye el conductor neutro, si existe.
- (2) Para el caso de dos cables unipolares, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.
- (3) Para el caso de un cable bipolar, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna del cable tripolar o tetrapolar de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

Tabla 11. Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)

Sin embargo, esto es así para terrenos con una resistividad térmica de 1 K.m/W. Para terrenos calizos este valor es de 2.5 K.m/W según la Tabla 12.

Resistividad térmica del terreno (K.m/W)	Naturaleza del terreno y grado de humedad
0,40	<i>Inundado</i>
0,50	<i>Muy húmedo</i>
0,70	<i>Húmedo</i>
0,85	<i>Poco húmedo</i>
1,00	<i>Seco</i>
1,20	<i>Arcilloso muy seco</i>
1,50	<i>Arenoso muy seco</i>
2,00	<i>De piedra arenisca</i>
2,50	<i>De piedra caliza</i>
3,00	<i>De piedra granítica</i>

Tabla 12. Resistividad térmica del terreno en función de su naturaleza y humedad. REBT

El factor de corrección para este valor de resistividad térmica es de 0.68, Tabla 13, con lo que la intensidad máxima que soporta el cable bajo las condiciones citadas es de 225 A, que es mayor que los 118.53 A que se esperaban de máxima.

Tipo de cable	Resistividad térmica del terreno, en K.m/W										
	0.80	0.85	0.90	1	1.10	1.20	1.40	1.65	2.00	2.50	2.80
Unipolar	1.09	1.06	1.04	1	0.96	0.93	0.87	0.81	0.75	0.68	0.66
Tripolar	1.07	1.05	1.03	1	0.97	0.94	0.89	0.84	0.78	0.71	0.69

Tabla 13. Factor de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1 K.m/W. REBT

Hay que apuntar que existen otros factores de corrección que dependen de la profundidad de la zanja o de la temperatura del terreno. En el primer caso para la profundidad de 0.7 metros este factor es igual a 1. En el segundo, no ha sido posible realizar una medida de la temperatura del terreno ni se han encontrado datos al respecto, por lo que no se ha aplicado ningún factor de corrección en este caso.

- **Tramo Regulador – Acumulador**

La longitud del cable será de 2 metros. De nuevo se tendrán dos tramos idénticos de cable, uno por cada regulador, que serán conectados en paralelo con el acumulador. Por cada uno de ellos circularán los 118.53 A anteriores. Aplicando la expresión de la sección para la longitud y caída de tensión mencionadas con anterioridad, se obtienen 43.41 mm². La sección inmediatamente superior normalizada es de 50 mm².

Los cables serán instalados directamente en la pared de la caseta que contiene las baterías, los reguladores y el inversor. Estarán separados de la pared 0.3 veces su diámetro. Esta situación se corresponde con un método de instalación tipo C según la Tabla 14. En ella se observa que un cable de 50 mm² de sección y con un aislante de HEPR soporta una corriente máxima de 175 A.

- **Tramo Regulador – Cargas CC**

Esta línea irá soterrada 8 m hasta la caja de conexiones de CC de la caseta adyacente, donde se encuentran los distintos aparatos que conforman la BTS, bajo las mismas características descritas en el tramo que va de la caja de conexiones del generador fotovoltaico al regulador. La intensidad que está prevista reclamen las cargas CC es de 1.563 A, resultado de dividir su potencia, 60 W, entre la tensión del sistema, 48 V, y de multiplicar por un factor de protección de 1.25. Al ser una intensidad pequeña, las salidas CC de los reguladores se conectarán en paralelo entre sí lo más cerca posible del inicio de este tramo, ya que al realizar los cálculos de sección para la intensidad mencionada el resultado es de 1.15 mm², con lo que la sección a instalar será la mínima permitida por la ITC - BT - 07 del REBT, 6 mm². Si se escogiese la opción de llevar las dos salidas de los reguladores por separado hasta la caja de conexiones de CC se estaría redundando el tramo ya que la sección de cable a tirar sería exactamente la misma, pero con dos tramos en lugar de uno. Aunque al tratarse de una distancia pequeña y cable de sección mínima, si se optase por esta opción no supondría un encarecimiento de la instalación a tener en cuenta.

Para comprobar la intensidad máxima que soporta el cable se consulta la Tabla 11, siendo de 82.75 A para dos cables unipolares de 6 mm² de sección. Multiplicando por el factor de corrección 0.68, para terrenos con resistividad

térmica de 2.5 K.m/W, resulta 56.27 A como intensidad máxima que soporta el cable.

			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes											
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR				
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ¹⁾								3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR	
Cobre	mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	-	18	21	24	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	-	25	29	33	-
	4	20	21	23	24	27	30	-	-	34	38	45	-
	6	25	27	30	32	36	37	-	-	44	49	57	-
	10	34	37	40	44	50	52	-	-	60	68	76	-
	16	45	49	54	59	66	70	-	-	80	91	105	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166	-
	35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206	-
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250	-
	70				149	160	171	188	202	224	244	321	-
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	-
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	-
150				236	260	278	310	338	363	404	525	-	
185				268	297	317	354	386	415	464	601	-	
240				315	350	374	419	455	490	552	711	-	
300				360	404	423	484	524	565	640	821	-	

Tabla 14. Intensidades admisibles (A) al aire a 40 °C. N.º de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. REBT

- **Tramo Acumulador – Inversor**

Estos dos elementos estarán conectados por una distancia de cable de 1 metro. Para conocer la intensidad a la entrada del inversor se usará la expresión:

$$I_{ENTRADA\,INV} = 1.25 \cdot \frac{P_{CA}}{V_{sist} \cdot \eta_{inv}} \quad (24)$$

Donde:

1.25 es el factor de protección para el cable frente a picos de intensidad.

P_{CA} es la potencia de los equipos que trabajan en alterna, 1600 W.

V_{sist} es la tensión del sistema, 48 V.

η_{inv} es la eficiencia del inversor, 0.9

Con lo que la intensidad máxima que se espera entre baterías e inversor es de 46.3 A. Aplicando la fórmula de la sección se tienen 8.48 mm². Sin embargo, aunque la sección normalizada inmediatamente superior es de 10 mm², la sección que se instalará será de 25 mm², ya que es la sección mínima para este tramo indicada por el fabricante en el manual de instrucciones del inversor TAURO 2548/V [33].

Este cable se instalará bajo las mismas circunstancias descritas en el tramo regulador – acumulador, por lo que para un tipo de instalación C del cable, en la Tabla 14, que se encuentra en ITC – BT – 19 del REBT, se tiene que un cable de HEPR de 25 mm² soporta 116 A.

- **Tramo inversor – cargas AC**

Este tramo unirá la salida del inversor con la caja de conexiones AC de la caseta adyacente. El cable utilizado en este caso será un cable tripolar de la marca Top Cable de 8 metros de longitud. Se utilizará el cable azul para el neutro, el marrón para la fase y el amarillo - verde para la tierra. El conductor será de cobre y el aislante de Polietileno reticulado (XLPE). Se instalará soterrado del mismo modo y bajo las mismas características que el tramo que une los paneles con los reguladores.

La intensidad que se espera circule por el cable será:

$$I_{AC} = 1.25 \cdot \frac{P_{AC}}{V_{sist}} \quad (25)$$

Donde:

1.25 factor de protección

$P_{AC} = 1600$ W, potencia equipos corriente alterna

$V_{AC} = 230$ V

Con lo que I_{AC} tiene un valor de 8.7A, y la sección teórica es de 0.89 mm², por lo que el primer impulso pudiera ser elegir cable comercial de 1.5 mm². Sin embargo, por un lado, las especificaciones técnicas del inversor reflejan que los cables de AC tendrán como mínimo 2.5 mm² de sección [33], y por otro, en ITC – BT – 07 “Redes subterráneas para distribución en baja tensión” del REBT se dice que la sección de los cables enterrados no será menor de 6 mm². En la Tabla 11 se tiene un valor máximo de intensidad de 66 A para un cable de 6 mm² con núcleo de cobre y aislante XLPE. Aplicando el factor de corrección térmica de 0.68 para terrenos con resistividad térmica de 2.5 K.m/W queda una intensidad máxima soportada por el cable de 44.88 A.

En la Tabla 15 se hace un resumen de los distintos tramos calculados:

	Generador FV - REG	REG - BAT	BAT - INV	REG - Caja conex. CC	INV - Caja conex. AC
Tensión (V)	62,04	48	48	48	230
Caída de tensión (V)	0,9306	0,24	0,24	0,48	3,45
Long. Cable (m)	10	2	1	8	8
Intensidad (A)	118,53	118,53	46,3	1,563	8,7
Sección (mm²)	70	50	25	6	6
n.º tramos iguales	2	2	1	1	1
n.º cables tramo	2	2	2	2	1
Total enlace (m)	40	8	2	16	8

Tabla 15

5.8. MANTENIMIENTO DE LA INSTALACIÓN

Para garantizar el funcionamiento de la instalación y alargar su vida útil es aconsejable realizar un mantenimiento sencillo de una a dos veces por año. Entre otras tareas, se llevará a cabo el lavado de los módulos con agua sin detergente, se comprobará que estén en buenas condiciones y que nada arroja sombra sobre ellos, así como las conexiones eléctricas. En las baterías, se medirá y registrará la tensión de la batería y de cada vaso para verificar el equilibrio de la batería, así como la temperatura y densidad del electrolito, además, si el nivel de éste último por debajo de la marca inferior se procederá a rellenarlo según las hojas de características. Se revisarán las conexiones y que haya una buena ventilación del recinto. En el regulador e inversor se controlarán el ajuste de los bornes y el estado de los cables.

6. PRESUPUESTO

Se presentan a continuación los datos referentes al coste de los distintos materiales utilizados para realizar la instalación.

Componente	Precio ud. €	Unidades	Total €
Panel SCL - 250P	185.95	44	8181.8
Regulador Sunstar SS - 160CX Rich Electric	1298	2	2596
OPzS 2V 1990 Ah GNB Industrial Power	567	48	27216
Inversor Tauro BC 2548V 48Vcc/220Vca 2500W	1480	1	1480
CABLES (unidad metro):			
Top Cable POWERFLEX RV - K 3G 6mm ²	2.11	8	16.88
Prysmian TECSUN [PV][AS] 1x70mm ²	12.3	40	492
Prysmian TECSUN [PV][AS] 1x50mm ²	8.78	8	70.24
Prysmian TECSUN [PV][AS] 1x25mm ²	4.28	2	8.56
Prysmian TECSUN [PV][AS] 1x6mm ²	2.76	16	44.16
<u>TOTAL</u>			40105.64

7. CONCLUSIONES

Hoy por hoy la telefonía móvil precisa de las BTS para su despliegue en el terreno, lo que implica que, en todo el mundo, millones de ellas están en funcionamiento 24 horas, 365 días al año. Eso supone una cantidad importante de gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera por parte de éstas infraestructuras.

El sector de las telecomunicaciones es un sector potente para la economía mundial, lo que queda patente en su contribución al total de gases de efecto invernadero, la cual llegará al 2.3 por ciento del total mundial en 2020 según la Unión Internacional de las Telecomunicaciones. Por ello, este mismo organismo se marca el objetivo de un 30 por ciento de emisiones menos por cada dispositivo para ese mismo año [34], en consonancia con los objetivos sobre cambio climático de la Convención Marco de las Naciones Unidas.

El diseño de esta instalación fotovoltaica aislada para una BTS, queda totalmente enmarcado en esta preocupación y conciencia medioambiental, y es un pequeño ejemplo de que otro modelo energético es posible, sin por ello frenar el desarrollo de la sociedad. Se ha llevado a cabo bajo un deseo personal de que, en un futuro no lejano, entre los efectos colaterales derivados del avance de la tecnología, ya sea desde la más cotidiana a la más puntera, de la industria y de otros servicios, no se encuentre el de que el hombre es parte activa en el cambio climático. Para que esto sea posible parece necesaria la descentralización de la generación de la energía, caminando en el futuro hacia el autoabastecimiento por medio de fuentes de energía verdes y autóctonas. Hasta que esto sea posible, y las energías renovables sean capaces de asegurar el suministro eléctrico, hay que seguir contando en el mix energético con las energías de origen fósil. Dado que ésta comprobado que el uso de las últimas está íntimamente relacionado con el calentamiento global dadas las emisiones de CO₂ que genera su uso, el empleo de los combustibles fósiles debería de estar ligado a un uso racional y comedido, algo que actualmente todavía está lejos de conseguirse, como se ha podido comprobar a lo largo de este documento con los diferentes datos aportados, tales como los referentes a los consumos actuales de gas natural, carbón o petróleo por parte de España. Además, los repuntes en el uso de estas tres fuentes de energía caen en contraposición con los planes que tiene para medio y largo plazo la Unión Europea, de la que España forma parte, sobre eficiencia energética y conciencia medioambiental.

Desde el punto de vista económico, si bien el desembolso para realizar la instalación fotovoltaica es importante inicialmente, los gastos una vez está en funcionamiento son prácticamente inexistentes a excepción del mantenimiento de la misma que se llevaría a cabo de una a dos veces al año, suponiendo un bajo coste. Además, a esto hay que sumarle el hecho de que este diseño le supondrá al pueblo de Valmuel el poder contar

con una conexión de internet 3G, lo que hace que España esté un poco más cerca de los objetivos sobre acceso a internet marcados en La Agenda Digital para Europa.

8. LÍNEAS FUTURAS

Aunque el avance de la tecnología solar fotovoltaica está siendo vertiginoso en los últimos años en cuanto a mejora de la eficiencia de las células y precio cada año más competitivo, llegando en algunas zonas del planeta, con condiciones climáticas propicias para la fotovoltaica, a igualar e incluso mejorar los costes de generación con materias primas convencionales, todavía hay muchos ámbitos en los que se puede progresar mediante la investigación, lo que hace que esta tecnología esconda aún muchísimo potencial.

Uno de los aspectos clave para que, en un futuro las renovables le roben cada vez más protagonismo en el mix energético a las energías de origen fósil, es sin duda el tema del almacenamiento de la energía, dado el carácter intermitente o estacional que tienen las energías verdes. A este respecto, en la actualidad se están llevando a cabo numerosos estudios e investigaciones sobre distintas tecnologías aplicables al almacenamiento en las renovables. Entre ellos cabe destacar el publicado en marzo de 2016, sobre una Batería Microbiana Recargable (MRB de sus siglas en inglés) [35]. Basada en la capacidad de algunas bacterias de convertir materia orgánica, en este caso acetato, en electricidad y viceversa, y simplificando su funcionamiento, este prototipo de batería se “cargaría” de acetato durante las horas de sol mediante la transformación de la energía eléctrica generada en exceso por los paneles en acetato. Durante la noche, se alimentaría el sistema con la electricidad generada al convertir el acetato almacenado. Este estudio, aunque aún lejos de ser una realidad, acabaría con los riesgos de seguridad, como explosiones e incendios que plantean las baterías actuales y acabaría con el uso de componentes nocivos para el medio ambiente que acarrea la utilización de éstas, además de reducir su peso.

Pero sin duda una de las posibilidades de mejora futuras más prometedora se encuentra en los materiales 2D.

Un material 2D es aquel que ha sido aislado hasta conseguir que su espesor sea de tan sólo un átomo. Esto lo consiguió por primera vez el físico ruso-británico Kostya Novoselov en 2004 que logró una capa de carbono de un átomo de espesor. Esto es conocido como grafeno. Seis años después, Novoselov junto el físico Andre Geim, fueron galardonados con el Premio Nobel de Física por sus investigaciones sobre el grafeno, ya que debido a sus propiedades (100 veces más resistente que el acero, altamente flexible y conduce mejor la electricidad y el calor que cualquier otro material) parece estar llamado a revolucionar la electrónica en el futuro junto con otros materiales 2D que se están consiguiendo aislar al espesor mencionado.

En relación a los paneles fotovoltaicos, ya se están llevando a cabo investigaciones y prototipos con este material. Como prueba de ello, también publicado en marzo de 2016, se encuentran unos prototipos de células denominadas “células para todos los climas” [36]. Muy simplificada, éstas cuentan con una capa de grafeno en su recubrimiento que, como ya se ha mencionado, es altamente conductor de la electricidad, superando al cobre, pero además es transparente y ligero. Se genera el flujo de electrones al caer la lluvia sobre el grafeno. La lluvia contiene iones cargados positiva y negativamente. Si bien es cierto que está lejos de poder comercializarse, ya que sólo alcanza una eficiencia del 6 por ciento en la transformación de la luz solar en electricidad y mediante la lluvia la corriente generada es de algunos micro amperios, si en el futuro se consiguiesen mejorar estos números, este tipo de panel aportaría grandes mejoras en cuanto a la dependencia con el clima de la producción en la fotovoltaica, algo que se podría traducir también en una reducción del coste de las baterías de las instalaciones, ya que se necesitaría una menor capacidad para garantizar el suministro.

9. FUENTES

9.1. REFERENCIAS

- [1]. Huidobro, J. M. (2014). "Estaciones base eficientes".
<http://www.zonamovilidad.es/noticia/3090/Reportajes/Estaciones-Base-eficientes.html>
- [2]. IDAE, (2011). "Plan de Energías Renovables 2011-2020". Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, Madrid.
- [3]. "La energía en España 2013" Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia_en_espana_2013.pdf
- [4]. Red Eléctrica de España, REE. "El sistema eléctrico español 2015".
http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2015.pdf
- [5]. "La energía en España 2014" Ministerio de Industria, Energía y Turismo.
http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/La_Energ%C3%ADa_2014.pdf
- [6]. Eurostat (2015). "Energy dependency rate, EU-28, 2003-13 (% of net imports in gross inland consumption and bunkers, based on tonnes of oil equivalent)"
[http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Energy_dependency_rate,_EU-28,_2003%E2%80%9313_\(%25_of_net_imports_in_gross_inland_consumption_and_bunkers,_based_on_tonnes_of_oil_equivalent\)_YB15.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/File:Energy_dependency_rate,_EU-28,_2003%E2%80%9313_(%25_of_net_imports_in_gross_inland_consumption_and_bunkers,_based_on_tonnes_of_oil_equivalent)_YB15.png)
- [7]. Comisión Europea. (2015). "State of the Energy Union. Spain". <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52015SC0239&from=EN>
- [8]. Red Eléctrica de España, REE. "Refuerzo de las interconexiones".
<http://www.ree.es/es/red21/refuerzo-de-las-interconexiones>
- [9]. Consejo Europeo, (2014), "Consejo Europeo del 23 y 24 de Octubre de 2014"
http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/ec/145397.pdf

[10]. Gobierno de España, (2013), "Estrategia de Seguridad Nacional"
http://www.lamoncloa.gob.es/documents/seguridad_1406connavegacionfinalaccesiblepdf.pdf

[11]. El Mundo, (2016), "España disparó el consumo del carbón en 2015 por el parón de las renovables" <http://www.elmundo.es/economia/2016/08/12/57acb978e2704eb4348b461e.html>

[12]. El Economista, (2015), "El consumo de gas natural en España registra en 2015 mayor alza en 7 años" <http://www.eleconomista.es/empresas-finanzas/noticias/7251395/12/15/El-consumo-de-gas-natural-en-Espana-registra-en-2015-mayor-alza-en-7-anos.html>

[13]. ABC, (2016), "Las importaciones de petróleo de España registran un récord en 2015"
http://www.abc.es/economia/abci-importaciones-petroleo-espana-registran-record-2015-201512141239_noticia.html

[14]. Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA, "Renewable Energy Power Capacity Data Download"
<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=4&subTopic=15>

[15]. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, (2015), "Acuerdo de París"
http://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_spanish_.pdf

[16]. Agencia Internacional de la Energía (IEA), 2016. "Review and analysis of PV self-consumption policies". <http://iea-pvps.org/index.php?id=353>

[17]. Rami, G., Tran-Quoc, T., Hadjsaid, N., & Mertz, J. L. (2004, June). Energy supply for remote base transceiver stations of telecommunication. In Power Engineering Society General Meeting, 2004. IEEE (pp. 1916-1921). IEEE.

[18]. Fraunhofer, "Current and Future Cost of Photovoltaics".

https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/Kosten-Photovoltaik-2050/AgoraEnergiewende_Current_and_Future_Cost_of_PV_Feb2015_web.pdf

[19]. Instituto Aragonés de Estadística, (2016), "Estadística local de Aragón. Ficha territorial. Municipio: Alcañiz". http://bonansa.aragon.es:81/iaest/fic_mun/pdf/44013.pdf

- [20]. La Comarca, 2016, "Las nuevas tecnologías tropiezan en el Matarraña y el Maestrazgo" <http://www.lacomarca.net/economia/item/4171-las-nuevas-tecnologias-tropiezan-en-el-matarrana-y-el-maestrazgo>
- [21]. Comisión Europea, 2010, "Una Agenda Digital para Europa". <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=celex:52010DC0245>
- [22]. Clima Alcañiz. <http://es.climate-data.org/location/25317/>
- [23]. Clima Valmuel. http://www.meteoblue.com/es/tiempo/pronostico/modelclimate/valmuel_espana_7626598
- [24]. Faruk, N., et al. (2012). "Powering cell sites for mobile cellular systems using solar power." International Journal of Engineering and Technology 2(5): 732-741.
- [25]. Kusakana, K. and H. Vermaak (2011). Hybrid Photovoltaic-Wind system as power solution for network operators in the DR Congo. Clean Electrical Power (ICCEP), 2011 International Conference on, IEEE.
- [26]. Pachauri, R. K. and Y. K. Chauhan (2014). Hybrid PV/FC stand-alone green power generation: A perspective for Indian rural telecommunication systems. Issues and Challenges in Intelligent Computing Techniques (ICICT), 2014 International Conference on, IEEE.
- [27]. Raviprasad, V. and K. Ravindra (2012). Feasibility study of a small SPV power plant added to existing rooftop BTS. Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES), 2012 IEEE International Conference on, IEEE.
- [28]. Fotovoltaica, Energía Solar. "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red". Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2009.
- [29]. Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), Interactive maps, Europe. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
- [30]. Fotovoltaica, Energía Solar. "Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red". Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011.
- [31]. Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, 2010. PARANINFO. Además se han consultado sus actualizaciones hasta la fecha en: http://www.f2i2.net/legislacionseguridadindustrial/rebt_guia.aspx

- [32]. "El Bajo Aragón". <http://www.castelseras.com/Varios/bajoarag.htm>
- [33]. Atersa "Instrucciones de funcionamiento inversor seinodal Tauro BC." <http://www.atersa.com/img/20131126123359.pdf>
- [34]. ITU, Unión Internacional de Telecomunicaciones, (2015). "Informe sobre Medición de la Sociedad de la Información 2015"
- [35]. Molenaar, S. D., Mol, A. R., Sleutels, T. H., Ter Heijne, A., & Buisman, C. J. (2016). Microbial Rechargeable Battery: Energy Storage and Recovery through Acetate. *Environmental Science & Technology Letters*, 3(4), 144-149.
- [36]. Tang, Q., Wang, X., Yang, P., & He, B. (2016). A Solar Cell That Is Triggered by Sun and Rain. *Angewandte Chemie International Edition*, 55(17), 5243-5246.

9.2. BIBLIOGRAFÍA

"Sistemas fotovoltaicos. Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica". Miguel Alonso Abella. S.A.P.T. Publicaciones técnicas.

"Curso de experto profesional en energía fotovoltaica". PROGENSA.

"Energía solar fotovoltaica manual práctico (Adaptado al Código Técnico de la Edificación)". A. Labouret, M. Villos. AMV EDICIONES.

"Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada". Miguel Pareja Aparicio. MARCOMBO.

10. ANEXO

10.1. COMPONENTES ELEGIDOS PARA LA INSTALACIÓN

Todos y cada uno de los componentes de la instalación deben de respetar lo expuesto en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red sobre generadores fotovoltaicos.

10.1.1. PANELES

En la elección de los paneles que formarán el generador fotovoltaico entran en juego un buen número de aspectos diferentes.

En el caso que ocupa este proyecto se han elegido paneles de tecnología policristalina ya que su precio es algo inferior al de los paneles monocristalinos, aunque también su eficiencia es menor. Al realizarse la instalación en una parcela con buenas dimensiones ésta eficiencia menor no será un parámetro crítico al elegir el panel, como si podría serlo si no dispusiésemos de una gran área para instalar paneles, ahí, tendríamos que buscar grandes eficiencias para optimizar al máximo el rendimiento de la instalación.

Los paneles con mayores potencias nominales, entre 200 y 300 W, utilizados en este diseño son más fáciles de conseguir con un número de 60 células, por lo que serán los elegidos.

Otro parámetro importante a la hora de elegir panel será la tolerancia. Se elegirán paneles que tengan una tolerancia positiva, para asegurar que las variaciones en la potencia entregada no sean a la baja con el correspondiente encarecimiento de cada W_p generado.

Para la elección de los paneles se prestará atención también a las características térmicas de éstos. Cuanto menor sea la temperatura de los paneles más potencia entregarán, por ello se intentará que la Temperatura Nominal de la Célula, NOCT, sea lo menor posible. Este parámetro nos dice la temperatura que alcanzarán las células del módulo bajo condiciones normales de operación (20 grados temperatura ambiente, irradiancia de 800 W/m^2 , velocidad del viento 1 m/s). Otra de estas características térmicas es el Coeficiente de Temperatura de Potencia, que indica la pérdida porcentual de potencia de salida del panel por cada grado por encima de los 25°C que aumenta la temperatura de las células del módulo. Por lo que también se intentará que sea lo menor posible.

Por razones económicas se opta por el panel policristalino SACLIMA modelo SCL - 250P, ya que el proveedor hace un descuento de 28 euros en el precio de cada panel siempre que se adquieran mínimo 20 paneles. Además, es una empresa española con lo que se asegura el tener acceso a un buen servicio técnico.



Módulo policristalino

Modelo SCL-250P



Certificados:



- IEC EN 61215, IEC EN 61730-1-2, CE Conformity
- UL 1703 2002/03/15 Ed:3 Rev:2008/04/08
- ULC/ORD-C1703-01 second edition 2001/01/01
- UL and Canadian estándar for safety flat-plate
- CEC Listed: modules are eligible for California rebates
- MCS The Microgeneration Certification Scheme UK
- PV CYCLE: voluntary module take back and recycling

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

MODELO	SCL -250P
Potencia nominal (Pmax) [w]	250
Voltaje a potencia máxima (Vmp) [V]	31.02
Intensidad a potencia máxima (Imp) [A]	8.06
Voltaje a circuito abierto (Voc) [V]	36.99
Intensidad de cortocircuito (Isc) [A]	8.62
Tolerancia de potencia [W]	0/+3%
Voltaje máximo	IEC EN: 1000V

STC (Condiciones estandar de testeo) Irradiancia 1000W/m², temperatura de módulo 25°C, masa de aire 1.5

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

TIPO	SCL -250P
Células	60 (6x10) células multicristalinas 156 X 156 mm
Caja conexión	TUV certificado
Conectores	MC4 compatible
Cables	Longitud 900mm
Dimensiones	1640 X 990 X 40 mm
Peso	18.6 kg
Carga máxima	Carga de viento: 2400 Pa / Carga peso: 5400 Pa

CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA

TIPO	SCL -250P
NOCT**	47+/- 2°C
Coefficiente de temperatura Pmax	-0.45% / °C
Coefficiente de temperatura Voc	-0.35% / °C
Coefficiente de temperatura Isc	+0.04% / °C
Coefficiente de temperatura Vm	-0.35% / °C
Temperatura de trabajo	-40/+85°C

NOCT ** Irradiancia 800W/m², velocidad del viento 1m/s

EMBALAJE

TIPO	SCL -250P
Palet	26 uds.
Contenedor	840 uds / 40ft



10.1.2. REGULADOR

Para hacer una elección adecuada del regulador de carga, el primer factor a tener en cuenta, antes incluso de conocer las intensidades que va a soportar el mismo, es conocer de qué tipo son los paneles que se van a instalar. En este caso los paneles están formados por 60 células cada uno, es decir, se trata de paneles dirigidos, en principio, a instalaciones conectadas a red, lo que hace que el regulador de carga deba de ser un Seguidor del Máximo Punto de Potencia, MPPT. El regulador MPPT sirve de amplificador de tensión garantizando la correcta carga de los acumuladores y haciendo además que los paneles trabajen durante más tiempo en el punto de máxima potencia, logrando así rendimientos hasta un 25 por ciento mayores que en instalaciones con reguladores PWM.

También será importante en la elección que el fabricante indique entre las características la posibilidad de conectar varios reguladores en paralelo, pudiendo así dividir el campo fotovoltaico en varios campos de menor tamaño, reduciendo la intensidad de entrada a los reguladores.

Otras características a tener en cuenta son, por ejemplo, el nivel de protección que presente la carcasa. IP 65 nos indica una fuerte protección contra el polvo y los chorros de agua.

SUNSTAR.
SunStar 12/24/36/48V-50~160Amp

Invertek®

Sistema óptimo de carga solar con capacidad de detección de punto de máxima potencia



Características

- MPPT (detección de punto de máxima potencia) integrado, manejo de carga de batería, información del estado de carga
- Potencia de salida permanente sin reducción a temperatura ambiente de hasta 50°C
- Monitor de energía de batería integrado, rastrea la producción y consumo de potencia para calcular la energía restante en la batería. Estado de carga SOC (state-of-charge) es mostrado en porcentaje full, Amper-horas, Watt-horas. Además, 90 días de historia de colección de energía es almacenado en el cargador solar.
- Alimenta baterías de plomo ácido inundado, gel, AGM. Carga de 4-etapas con parámetros ajustables
- Se pueden conectar módulos FV en serie hasta 112 VCC normal (140 VCC máx.) (para el modelo SS-50C, SS-80C) y 192 VCC normal (240 VCC máx.) (para el modelo SS-80CX, SS-160CX)
- Conexión fácil en paralelo de hasta 16 unidades para corrientes elevadas
- Carga precisa de baterías de 12V/24V/36V/48V con configuración fácil
- Función de compensación de temperatura integrado para carga segura y completa

Especificaciones

Modelo No.	SS-50C MPPT	SS-80C MPPT	SS-80CX MPPT	SS-160CX MPPT		Batería de 12V:16~112VCC	Batería de 12V:16~192VCC
Corriente de Salida máxima (continua hasta 50° de temperatura ambiente)	50 Amp	80 Amp	80 Amp	160 Amp	Capacidad de conversión de CC a CC	Batería de 24V:32~112VCC	Batería de 24V:32~192VCC
Tensión de Baterías	12,24,36,48 VCC Normal					Batería de 36V:48~112VCC	Batería de 36V:48~192VCC
Corriente de entrada de FV máx	40 Amp	70 Amp	70 Amp	140 Amp	Estado	Batería de 48V:64~112VCC	Batería de 48V:64~192VCC
Rango de tensión de entrada	16~112 VCC operando 140 VCC máx. Tensión de circuito abierto		16~192 VCC operando 240 VCC máx. Tensión de circuito abierto		Registro de datos	Pantalla de cristal líquido LCD muestra tensión de entrada y corriente, tensión de salida y corriente, modo de carga, estado de carga de la batería SOC	
Potencia máx. del campo FV	3250 vatios (Máximo al igualar una batería 48V a 64V en 50 amperios)	5200 vatios (Máximo al igualar una batería 48V a 64V en 80 amperios)	5200 vatios (Máximo al igualar una batería 48V a 64V en 80 amperios)	10400 vatios (Máximo al igualar una batería 48V a 64V en 160 amperios)	Monitorizado de Energía	Registra la energía colectada en 90 días, pantalla LCD WH, KWH, AH	
Modos de regulación de carga	Carga plena o Bulk, Absorción, Flotación, Ecuilización Manual/Automática				Relés auxiliares	Pantalla LCD muestra el estado de carga, AH, WH, y corriente de descarga. Es preciso usar un shunt de 50mV/500Amp	
Compensación de temperatura de batería BTS	5 mV por °C, por celda de 2V				Temperatura de operación	Tres relés independientes de contacto A(SPST) para control de equipos externos	
					Potencia en reposo	potencia completa de salida hasta +50°C ambiente	
					Dimensiones (LxAnxAl)	267.6 x 196 x 147 mm	414.8 x 225 x 147 mm
					Peso	4.3 kgs	7.1 kgs
						414.8 x 225 x 147 mm	498 x 392.6 x 147 mm
						7.1 kgs	17 kgs



10.1.3. BATERÍAS

Network Power > Classic Solar > Classic OPzS Solar > Benefits



Classic OPzS Solar

Energy storage for outstanding power applications

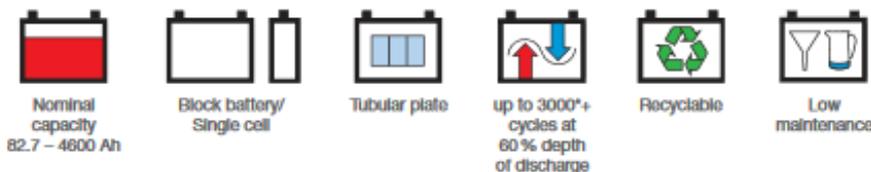
The Classic OPzS Solar range has been well proven for decades in medium and large power applications. Due to their robustness, long design life and high operational safety they are ideally suitable for use in solar and wind power stations, telecommunications, power distribution companies, railways and many other safety equipment power supplies. The wide range of available capacities and sizes provides a solution for every power need, even in harsh environments.

Your benefits:

- > Optimised design for renewable energy applications – highest cycling ability and long life
- > Special alloy and large electrolyte reserve – very long topping up intervals
- > Low maintenance – saving costs
- > Completely recyclable – low CO₂ footprint

Specifications:

- > Nominal capacity (C₁₂₀ at 25 °C): 82.7 - 4600 Ah
- > Very thick tubular positive plates for the most demanding applications
- > Up to 2800 cycles at 60% depth of discharge (C₁₀) with IU charging profile at 20 °C.
For enhanced performance and for systems ≥ 48 V we recommend IU charging to reach 3000 cycles and more.
- > Designed in accordance with IEC 61427 and IEC 60896-11
- > Screw connectors for a better contact and reliability
- > Also available in dry-charged version with separate electrolyte
- > High quality transparent or translucent containers for easy maintenance



*Using IU charging at 20 °C

Classic OPzS Solar

Technical data

Technical characteristics and data

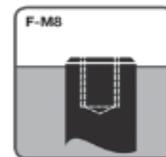
Type	Part number	Nom. voltage V	Nominal capacity C ₂₀ 1.85 Vpc 25 °C Ah	Length (l)	Width (b/w)	Height* (h)	Installed length (L)	Weight incl. acid	Weight acid**	Internal resistance	Short circuit current	Terminal	Pole pairs
				max. mm	max. mm	max. mm	max. mm	approx. kg	approx. kg	mOhm	A		
OPzS Solar 190	NVSL020190WC0FB	2	190	105	208	395	115	13.7	5.20	1.45	1400	F-M8	1
OPzS Solar 245	NVSL020245WC0FB	2	245	105	208	395	115	15.2	5.00	1.05	1950	F-M8	1
OPzS Solar 305	NVSL020305WC0FB	2	305	105	208	395	115	16.6	4.60	0.83	2450	F-M8	1
OPzS Solar 380	NVSL020380WC0FB	2	380	126	208	395	136	20.0	5.80	0.72	2850	F-M8	1
OPzS Solar 450	NVSL020450WC0FB	2	450	147	208	395	157	23.3	6.90	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 550	NVSL020550WC0FB	2	550	126	208	511	136	26.7	8.10	0.63	3250	F-M8	1
OPzS Solar 660	NVSL020660WC0FB	2	660	147	208	511	157	31.0	9.30	0.56	3650	F-M8	1
OPzS Solar 765	NVSL020765WC0FB	2	765	168	208	511	178	35.4	10.8	0.50	4100	F-M8	1
OPzS Solar 985	NVSL020985WC0FB	2	985	147	208	686	157	43.9	13.0	0.47	4350	F-M8	1
OPzS Solar 1080	NVSL021080WC0FB	2	1080	147	208	686	157	47.2	12.8	0.43	4800	F-M8	1
OPzS Solar 1320	NVSL021320WC0FB	2	1320	212	193	686	222	59.9	17.1	0.30	6800	F-M8	2
OPzS Solar 1410	NVSL021410WC0FB	2	1410	212	193	686	222	63.4	16.8	0.27	7500	F-M8	2
OPzS Solar 1650	NVSL021650WC0FB	2	1650	212	235	686	222	73.2	21.7	0.26	7900	F-M8	2
OPzS Solar 1990	NVSL021990WC0FA	2	1990	212	277	686	222	86.4	26.1	0.23	8900	F-M8	2
OPzS Solar 2350	NVSL022350WC0FA	2	2350	212	277	836	222	108	33.7	0.24	8500	F-M8	2
OPzS Solar 2500	NVSL022500WC0FA	2	2500	212	277	836	222	114	32.7	0.22	9300	F-M8	2
OPzS Solar 3100	NVSL023100WC0FA	2	3100	215	400	812	225	151	50.0	0.16	12800	F-M8	3
OPzS Solar 3350	NVSL023350WC0FA	2	3350	215	400	812	225	158	48.0	0.14	14600	F-M8	3
OPzS Solar 3850	NVSL023850WC0FA	2	3850	215	490	812	225	184	60.0	0.12	17000	F-M8	4
OPzS Solar 4100	NVSL024100WC0FA	2	4100	215	490	812	225	191	58.0	0.11	17800	F-M8	4
OPzS Solar 4600	NVSL024600WC0FA	2	4600	215	580	812	225	217	71.0	0.11	18600	F-M8	4
6V 4 OPzS 200 LA	NVZS060200WC0FB	6	294	272	206	347	282	41.0	13.0	2.68	2283	F-M8	1
6V 5 OPzS 250 LA	NVZS060250WC0FB	6	364	380	206	347	392	56.0	20.0	2.39	2900	F-M8	1
6V 6 OPzS 300 LA	NVZS060300WC0FB	6	417	380	206	347	392	63.0	20.0	1.96	3106	F-M8	1
12V 1 OPzS 50 LA	NVZS120050WC0FB	12	82.7	272	206	347	282	35.0	15.0	18.1	688	F-M8	1
12V 2 OPzS 100 LA	NVZS120100WC0FB	12	139	272	206	347	282	45.0	14.0	9.26	1314	F-M8	1
12V 3 OPzS 150 LA	NVZS120150WC0FB	12	210	380	206	347	392	64.0	19.0	6.46	1884	F-M8	1

Type	C ₉ 1.75 Vpc	C ₁₉ 1.80 Vpc	C ₁₂ 1.80 Vpc	C ₂₄ 1.80 Vpc	C ₄₈ 1.80 Vpc	C ₇₂ 1.80 Vpc	C ₁₀₀ 1.85 Vpc	C ₁₂₀ 1.85 Vpc	C ₁₅₀ 1.85 Vpc
OPzS Solar 190	122	132	134	145	165	175	185	190	200
OPzS Solar 245	159	173	176	190	215	230	240	245	260
OPzS Solar 305	203	220	224	240	270	285	300	305	320
OPzS Solar 380	250	273	277	300	330	350	370	380	400
OPzS Solar 450	296	325	330	355	395	420	440	450	470
OPzS Solar 550	353	391	398	430	480	515	540	550	580
OPzS Solar 660	422	469	477	515	575	615	645	660	695
OPzS Solar 765	492	546	555	600	670	710	750	765	805
OPzS Solar 985	606	700	710	770	860	920	970	985	1035
OPzS Solar 1080	669	773	784	845	940	1000	1055	1080	1100
OPzS Solar 1320	820	937	950	1030	1150	1230	1295	1320	1385
OPzS Solar 1410	888	1009	1024	1105	1225	1305	1380	1410	1440
OPzS Solar 1650	1024	1174	1190	1290	1440	1540	1620	1650	1730
OPzS Solar 1990	1218	1411	1430	1550	1730	1850	1950	1990	2090
OPzS Solar 2350	1573	1751	1770	1910	2090	2200	2300	2350	2470
OPzS Solar 2500	1667	1854	1875	2015	2215	2335	2445	2500	2600
OPzS Solar 3100	2080	2318	2343	2520	2755	2910	3040	3100	3250
OPzS Solar 3350	2268	2524	2550	2740	2985	3135	3280	3350	3520
OPzS Solar 3850	2592	2884	2915	3135	3430	3615	3765	3850	4040
OPzS Solar 4100	2775	3090	3125	3355	3650	3840	4000	4100	4300
OPzS Solar 4600	3099	3451	3490	3765	4100	4300	4500	4600	4850
6V 4 OPzS 200 LA	203	206	229	250	296	304	287	294	338
6V 5 OPzS 250 LA	245	257	284	311	374	383	355	364	424
6V 6 OPzS 300 LA	284	309	322	354	420	432	408	417	482
12V 1 OPzS 50 LA	55.0	51.5	63.7	69.4	78.4	79.8	81.0	82.7	92.9
12V 2 OPzS 100 LA	95.4	103	108	118	141	145	136	139	162
12V 3 OPzS 150 LA	131	154	162	177	206	217	203	210	234

Capacities in Ah (C₉ - C₁₅₀ at 25 °C)

* Includes installed connector, the above mentioned height can differ depending on the used vent(s).
** Acid density ρ_a = 1.24 kg/l

Terminal and torque



12 Nm for blocks;
20 Nm for cells

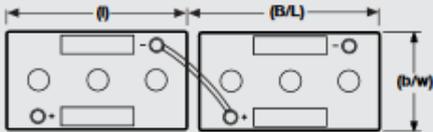
Data is also valid for dry charged version.
Change »W« (Wet) to »D« (Dry) in the part number.
E.g.:
> filled and charged: NVSL023100 W CoFA
> dry charged: NVSL023100 D CoFA

Classic OPzS Solar

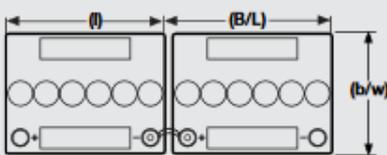
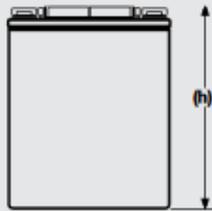
Drawings

Drawings with terminal position

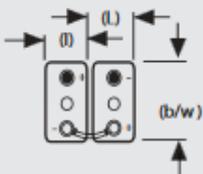
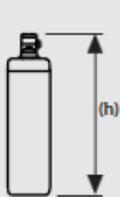
6V 4 OPzS 200 LA –
6V 6 OPzS 300 LA



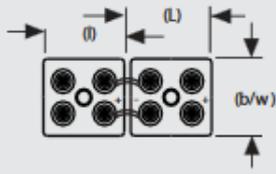
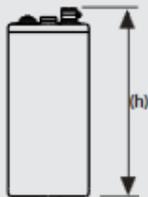
12V 1 OPzS 50 LA –
12V 3 OPzS 150 LA



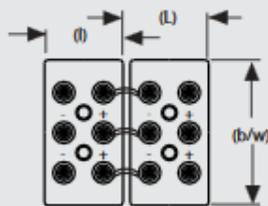
OPzS Solar 190 –
OPzS Solar 1080



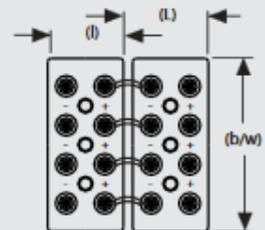
OPzS Solar 1320 –
OPzS Solar 2500



OPzS Solar 3100 –
OPzS Solar 3350



OPzS Solar 3850 –
OPzS Solar 4600



Not to scale!



Serie Classic Solar: EnerSol, EnerSol T, OPzS Solar

Instrucciones de uso

Baterías de plomo cerradas y fijas

Datos nominales

- Tensión nominal U_N : 2,0 V x número de celdas
- Capacidad nominal $C_N = C_{100} \circ C_{120}$: Descarga de 100 h o 120 h (véase placa de características del modelo y los datos técnicos de este manual)
- Corriente de descarga nominal $I_N = I_{100} \circ I_{120}$: $I_{100} = C_{100}/100$ h o $I_{120} = C_{120}/120$ h
- Tensión final de descarga U_S : véanse los datos técnicos de las presentes instrucciones
- Temperatura nominal T_N : 25 °C

Tipo de batería: _____ Número de celdas/bloques: _____
 Montaje por: _____ N° encargo GNB: _____ en fecha: _____
 Puesta en funcionamiento por: _____ en fecha: _____
 Marca de seguridad colocada por: _____ en fecha: _____



- ¡Respete las instrucciones de uso y colóquelas visibles cerca de la batería!
- Los trabajos en las baterías solo están permitidos tras recibir formación por especialistas.



- ¡Prohibido fumar!
- ¡No acerque a la batería ninguna llama desnuda, ninguna ascua ni ninguna chispa, ya que existe peligro de explosión y de incendio!



- ¡Durante los trabajos en baterías, lleve gafas protectoras y ropa protectora!



- ¡Respete las normas de prevención de riesgos laborales así como DIN EN 50272-2 y DIN EN 50110-1!



- Lave y enjuague las salpicaduras de ácido en el ojo o en la piel con abundante agua fresca. Posteriormente, acuda inmediatamente a un médico.
- ¡Lave la ropa con agua!



- Advertencia: Peligro de incendio, explosión o quemaduras. No las rompa, no las caliente a más de 60 °C ni las queme. Evite cortocircuitos.
- ¡Se deben evitar las cargas y descargas electrostáticas/chispas!



- El electrolito es muy irritante. En funcionamiento normal, queda excluido el contacto con el electrolito. En caso de romperse la carcasa, el electrolito vinculado que se libera es igual de irritante que en estado líquido.



- ¡Las baterías de bloque/celdas tienen un gran peso! ¡Procure una colocación segura!
- ¡Utilice solamente medios de transporte adecuados!



- Los recipientes del bloque/celda son sensibles a los daños mecánicos.
- ¡Actúe con precaución!



- **No eleve nunca las baterías de bloque/celdas por los polos ni tire hacia arriba de ellas por los polos.**
- ¡Atención! Los componentes metálicos de las celdas de la batería se encuentran siempre bajo tensión; por este motivo, ¡no coloque ningún objeto o herramienta extraños sobre la batería!

En caso de incumplimiento de las instrucciones de uso, en caso de instalación o reparación con accesorios o repuestos no originales o no recomendados por el fabricante de la batería y en caso de intervenciones no autorizadas y aplicación de aditivos al electrolito, expira la garantía.



Las baterías utilizadas deben recogerse separadas de la basura doméstica y deben reciclarse (EWC 160601). La manipulación de las baterías utilizadas está regulada en la Directiva UE de Baterías (2006/66/CE) y en las correspondientes transposiciones nacionales (en el caso de Alemania: la Normativa de Baterías).



Diríjase al fabricante de su batería para acordar la recogida y la eliminación como residuo de la batería utilizada, o solicítelas a una empresa local especializada en eliminación de residuos.

1. Puesta en funcionamiento

La puesta en funcionamiento debe realizarse lo antes posible desde la recepción de la batería. Si no fuera posible, se deberán respetar las instrucciones del punto 6. Antes de la puesta en funcionamiento, se deben comprobar todas las celdas/bloques para ver si presentan daños mecánicos, si la conexión tiene el sentido correcto y si los conectores están bien fijados. Para los

modelos se aplican los siguientes pares de apriete:

Ener Sol A-Pol	EnerSol T (M 10)	OPzS Solar (M 8)	Celdas Bloques
8 Nm ± 1	25 Nm ± 1	20 Nm	12 Nm

En su caso, coloque las tapas cubrepolos. Hay que comprobar el nivel de electrolito de todas las celdas y, en caso necesario, se deben llevar al nivel máximo con agua purificada según DIN 43 530 parte 4. Conecte la batería al cargador en el sentido adecuado con el cargador desactivado y los dispositivos consumidores desconectados (polo positivo a borne positivo). Active el cargador y cargue según el apartado 2.2. Si solo se dispone de la fuente eléctrica alternativa, en caso de dispositivos consumidores desconectados hay que cargar hasta que las tensiones de celda sean uniformes, y la densidad de electrolito haya alcanzado el valor nominal (v. datos técnicos).

La resistencia de aislamiento, medida con la fuente de corriente y el dispositivo consumidor desconectados, debe ser $\geq 100 \Omega$ por voltio de tensión nominal.

2. Funcionamiento

Para la instalación y el funcionamiento de baterías de plomo locales, es aplicable DIN EN 50272-2. La batería debería funcionar siempre con un regulador de carga y un protector de descargas profundas. La batería se debe instalar de forma que no se exponga a la luz solar directa y que, entre celdas/bloques individuales, no pueda producirse una diferencia de temperaturas > 10 K condicionada por el entorno. La distancia entre celdas o bloques debe ser de 10 mm, y, en caso de integración en armario, de al menos 5 mm.

2.1 Descarga

No debe dejarse de llegar a la tensión de descarga final asociada a la corriente de descarga. Si el fabricante no da ninguna indicación específica, no debe extraerse más de la capacidad nominal. Las baterías descargadas deben cargarse inmediatamente y no se pueden dejar descargadas (para detalles específicos, véanse los apartados 2.4 y 2.5).

2.2 Carga

a) con un cargador externo

Son aplicables todos los procedimientos de carga con sus valores límite según DIN 41773 (curva IU; I const.: $\pm 2\%$; U const.: $\pm 1\%$)

DIN 41774 (curva W; $\pm 0,05$ V/celda)

DIN 41776 (curva I; I const.: $\pm 2\%$)

En función del modelo del dispositivo de carga y la curva característica de carga, durante el proceso de carga fluyen a través de la batería corrientes alternas que se superponen a la corriente continua de carga. Estas corrientes alternas superpuestas y las realimentaciones de los dispositivos consumidores producen un recalentamiento adicional de la batería y una carga adicional de los electrodos, con posibles daños como consecuencia (véase el apartado 2.7). En caso de carga con un cargador externo, la bate-

ría está separada del dispositivo consumidor. A este respecto, hay que supervisar la temperatura. En función de la curva del dispositivo de carga, la tensión de carga al final de la carga puede ser de 2,6 V – 2,75 V x número de celdas. ¡Se debe supervisar la carga (véanse los apartados 2.6, 2.7 y 2.8)! Tras alcanzarse el estado de carga completa, hay que finalizar la carga o pasar a la tensión de carga de mantenimiento según la tabla 1. Para las corrientes de carga, véase el apartado 2.8.

b) con la alimentación eléctrica alternativa

En caso de sistemas eléctricos con alimentación eléctrica alternativa (p. ej. módulo solar, generador eólico), la fuente de corriente continua no está en condiciones de proporcionar la corriente máxima del dispositivo consumidor en todo momento. La corriente del dispositivo consumidor supera temporalmente la corriente nominal de la fuente de corriente continua. Durante este tiempo, la batería proporciona la corriente. La batería no está totalmente cargada en todo momento. Por ello, la tensión de carga, en función del dispositivo consumidor, se debe ajustar a 2,23 V – 2,35 V x número de celdas de conformidad con el fabricante de la batería. Tensiones de carga recomendadas para la aplicación ciclica: La tensión de carga, en función de la profundidad de la descarga y del dispositivo consumidor, se debe ajustar a los valores indicados en la tabla 1.

Serie	Tensión de carga [V/celda]
EnerSol	2,32-2,40
EnerSol T	2,30-2,40
OPzS Solar	2,28-2,40

Tabla 1: Tensión de carga redomendada para aplicaciones ciclicas

La tensión de carga se debe ajustar de tal manera que se alcance una vez al mes la densidad de electrolito nominal ± 0,01 kg/l (v. datos técnicos). Si no se cumple esto, la tensión de carga recomendada según la tabla 1 se debe aumentar a pasos de aprox. 20 mV/celda hasta un máximo de 2,40 V/celda, o se debe realizar mensualmente una carga de compensación según el apartado 2.6.

2.3 Conservación del estado de carga completa (carga de mantenimiento)

Se deben utilizar dispositivos con las fijaciones según DIN 41773. Se deben ajustar de tal manera que la tensión media de la celda se corresponda con el valor de la tabla 2. La densidad de electrolito no debería bajar durante un periodo prolongado; en su caso, hay que elevar la tensión de carga según la tabla 1.

Serie	Tensión de carga de mantenimiento [V/celda]
EnerSol	2,27
EnerSol T	2,25
OPzS Solar	2,23

Tabla 2: Tensión de carga de conservación

2.4 Funcionamiento en un estado de carga parcial incontrolado

A causa de circunstancias estacionales u otras, las baterías solares tienen que poderse utilizar en niveles de carga inferiores al 100 %, p. ej. en verano: del 80 al 100 % de carga; en invierno: menos de un 20 % de nivel de carga. Si no se alcanza la densidad nominal de ácido al menos una vez al mes, se debe aumentar la tensión de carga o bien realizar una carga de compensación según el apartado 2.6.

2.5 Funcionamiento en un estado de carga parcial controlado

El número de ciclos se puede elevar en el funcionamiento diario a nivel de carga parcial si, además de las instrucciones de instalación y utilización y de una profundidad de carga máx. del 80% C₁₀, se cumplen las siguientes condiciones: ejecución de la carga completa más la car-

ga de compensación a 2,4 V/celda durante al menos 12 h (mejor 24 h) y una corriente de al menos 20 A/ 100 Ah C₁₀ (máx. 35 A/ 100 Ah C₁₀)

- al menos cada semana para una recarga diaria de hasta el 90 % C₁₀
- al menos cada 14 días para una recarga diaria de hasta el 95 % C₁₀

2.6 Carga de compensación

A causa de una posible superación de la tensión permitida para los dispositivos consumidores, se deberán tomar las medidas correspondientes, p. ej. desconexión de los dispositivos consumidores.

Es necesaria una carga de compensación después de una descarga profunda y/o después de cargas insuficiente como p. ej. en el apartado 2.4. Se pueden realizar de la manera siguiente:

- a) Con la alimentación eléctrica alternativa
 - para una tensión constante de máx. 2,4 V/celda al menos 72 horas (el tiempo se prolonga para corrientes de carga más reducidas según la tabla 3)
- b) Con un cargador externo
 - para una tensión constante de máx. 2,4 V/celda al menos 72 horas - con curva I o W según el apartado 2.8.

Si se supera la temperatura máx. de 55 °C, hay que interrumpir la carga para que baje la temperatura.

El final de la carga de compensación se alcanza cuando las densidades de electrolito y las tensiones de celda dejen de subir en un plazo de 2 horas (el criterio de 2 h solo es válido para la curva I y W).

2.7 Corrientes alternas superpuestas

Durante la recarga o para una carga fuerte de hasta 2,4 V/celda según los modos de funcionamiento del apartado 2.2, el valor efectivo de la corriente alterna puede ascender temporalmente a máx. 10 A por cada 100 Ah C₁₀. Después de la recarga y de la carga sucesiva, la tensión de carga según la tabla 2 no debe superar el valor efectivo de la corriente alterna de 5 A por cada 100 Ah C₁₀.

2.8 Corrientes de carga

La corriente de carga debe estar entre 10 A y 35 A/100 ah C₁₀ (valores orientativos) según la curva IU.

Superar una tensión de carga de 2,4 V/celda produce una mayor descomposición del agua. La carga durante el servicio ciclico produce más calor. Por este motivo, no deben superarse las corrientes de carga indicadas en la tabla 3, que se muestra a continuación.

Procedimiento de carga	Corriente máx. de carga [A/100 Ah C ₁₀]	Tensión de carga [V/celda]
Curva IU	35	2,40
Curva I	5	2,60-2,75
Curva W	7	a 2,40
		a 2,65

Tabla 3: Corrientes máximas de carga para distintas curvas

2.9 Temperatura

La gama de temperaturas de funcionamiento recomendadas para baterías de plomo se encuentra entre 10 °C y 30 °C. Todos los datos técnicos son aplicables a la temperatura nominal de 25 °C. Las temperaturas mayores reducen el periodo de usabilidad. Las temperaturas menores reducen la capacidad disponible. No está permitido superar la temperatura límite de 55 °C.

2.10 Tensión de carga dependiente de la temperatura

Dentro de la temperatura de funcionamiento de entre 10 °C y 30 °C, no es necesaria una adaptación de la tensión de carga en función de la temperatura. En caso de temperaturas menores de 10 °C o mayores de 30 °C, se debe realizar una adaptación de la tensión de carga en función de la temperatura.

El factor de corrección de la temperatura es de -0,004 V/celda por K. A este respecto, no se deben superar los 2,4 V/celda ni se debe llegar a menos de 2,15 V/celda (EnerSoft: 2,17 V/celda).

2.11 Electrolito

El electrolito es ácido sulfúrico diluido. La densidad nominal del electrolito ± 0,01 kg/l (según datos técnicos) se refiere a 25 °C en estado totalmente cargado y nivel máximo de electrolito. Las temperaturas mayores reducen la densidad de electrolito; las temperaturas menores aumentan la densidad de electrolito. El factor de corrección correspondiente es de -0,0007 kg/l por K.

Ejemplo: La densidad de electrolito de 1,23 kg/l a 40 °C se corresponde con una densidad de 1,24 kg/l a 25 °C y una densidad de electrolito de 1,25 kg/l a 10 °C se corresponde con una densidad de 1,24 kg/l a 25 °C.

3. Cuidado de la batería y control

Hay que comprobar periódicamente el nivel de electrolito. Si este ha bajado a la marca inferior del nivel de electrolito, se debe rellenar con agua purificada según DIN 43530 parte 4 (conductividad máx. 30 µS/cm). La batería se debe mantener limpia y seca para evitar corrientes de fuga. La limpieza de la batería se debe realizar según la ficha técnica ZVEI „Limpieza de baterías“. Los componentes de plástico de la batería, especialmente los recipientes de celdas, solo pueden ser limpiados con agua sin aditivos.

Se deben medir y registrar al menos cada 3 meses:

- Tensión de la batería en descarga
- Tensión de algunas baterías de bloque/celdas
- Temperatura de electrolito de algunas celdas
- Densidad de electrolito de algunas celdas

Si las tensiones de celda/bloque difieren de la tensión media de descarga más de lo indicado en la tabla 4 mostrada a continuación y/o las densidades de electrolito de las celdas de una fila de baterías difieren del valor medio en más de - 0,01/+ 0,02 kg/l (valores orientativos), hay que realizar una carga de compensación según el apartado 2.6.

Celda de 2 V	Bloque de 6 V	Bloque de 12 V
-0,2 V	-0,35 V	-0,49 V

Tabla 4

Cada año, se deben medir y registrar:

- Tensión de la batería
- Tensión de todas las celdas/baterías de bloques durante la descarga
- Temperatura de electrolito de todas las celdas
- Densidad de electrolito de todas las celdas

Control visual anual:

- De las uniones atornilladas
- Las uniones atornilladas sin fijador deben examinarse para comprobar si están bien fijadas
- Colocación y alojamiento de la batería
- Ventilación y purga de aire del espacio para batería

4. Comprobaciones

Las comprobaciones deben realizarse de conformidad con DIN EN 60896-11.

Pruebas de capacidad

Para garantizar que la batería esté totalmente cargada antes de una prueba de capacidad (p. ej. prueba de aceptación en el sistema), se pueden aplicar los siguientes procedimientos de carga IU:

- Posibilidad 1: Tensión de carga según la tabla 2, ≥ 72 h.
- Posibilidad 2: 2,40 V/Z, ≥ 16 h (máx. 48 h), seguida de carga según apartado 2.3, ≥ 8 h.

La corriente de carga disponible debe estar entre 10 y 35 A/ 100 Ah C_{10} .

5. Averías

Si se detectan averías en la batería o en el dispositivo de carga, se deberá solicitar inmediatamente la asistencia del servicio posventa. Los datos de mediciones según el apartado 3 facilitan la localización de fallos y la resolución de averías. Un contrato de servicio técnico, p. ej. con EXIDE-Technologies, contribuirá a detectar fallos a tiempo.

6. Almacenamiento y puesta fuera de servicio

Si las celdas o baterías se van a almacenar o poner fuera de servicio durante un periodo prolongado, se deben colocar totalmente cargadas en un espacio seco y libre de congelación. Para prevenir daños, se pueden seleccionar los siguientes tratamientos de carga:

1. Recarga trimestral según el apartado 2.6. A temperaturas ambiente medias mayores que la temperatura nominal, pueden ser necesarias distancias menores.
2. Carga de mantenimiento según el apartado 2.3.

7. Transporte

Las baterías de bloque/celdas deben transportarse erguidas. Las baterías de celdas/bloques que no presentan daños de ninguna manera, no se transportarán como mercancía peligrosa según la Normativa de Mercancías Peligrosas para Carretera (ADR) y para Ferrocarril (RID). Deberán protegerse contra cortocircuitos, resbalamientos, vuelcos y daños. Las baterías de bloque se pueden apilar de la manera apropiada, aseguradas sobre una paleta (ADR o RID, norma especial 598). Las paletas no deberán apilarse. En los bultos enviados no deberá haber por el exterior trazas peligrosas de ácido. Las baterías de blo-

que/celdas cuyos recipientes tengan fugas o estén dañados, deberán embalarse y transportarse como mercancía peligrosa de clase 8, UN nº 2794.

Para evitar el riesgo de algún tipo de incidencia como incendio, etc., para el transporte aéreo se deberán desconectar los polos de las baterías que formen parte de un algún dispositivo y deberán protegerse contra cortocircuito tales polos.

8. Datos técnicos

La tensión nominal, el número de celdas, la capacidad nominal (C_{100} o $C_{120} = C_N$) y el modelo de la batería se pueden consultar en la placa de características del modelo.

10.1.4. INVERSOR

El inversor elegido es el Inversor TAURO onda senoidal BC 2548/V 48Vcc/220Vca 2500W con ventilación forzada de ATERSA. Se ha elegido este en lugar del mismo modelo sin ventilación porque ofrece una mayor potencia en régimen continuo. Como se vio en el apartado *Necesidades energéticas de la BTS*, todos los elementos de la misma que trabajan en alterna estarán en funcionamiento todo el día a excepción del aire acondicionado, que funcionará como máximo diez horas al día. Cuando esto ocurra la potencia que la carga le estará demandando al inversor será de 1600 W. Fijándonos en la gráfica de *Potencia de salida en función del tiempo*, se observa que el modelo sin ventilación sólo puede suministrar una potencia mayor a esta durante 1 hora y 50 minutos, después de este tiempo la potencia de salida sigue cayendo hasta llegar a su régimen continuo de 1100 W. En el modelo elegido la potencia en régimen continuo es de 2300 W.

Por otro lado, el rendimiento del inversor cae cuando la potencia de salida es pequeña. Mirando la gráfica *Rendimiento en función de la Potencia de salida AC* del modelo sin ventilación, ya que el fabricante no adjunta la gráfica del modelo elegido, pero indica que son similares, se ve que el rendimiento cae en picado para potencias por debajo de los 150 W. En el caso que ocupa, esta potencia será como mínimo de 400 W, que es el consumo de las cargas en alterna que funcionan las 24 horas del día, por lo que, en principio, no debería de haber problemas con el rendimiento del inversor por esta causa.

Además, en este diseño, se conecta el inversor directamente al banco de baterías en lugar de a la salida del regulador, por lo que el inversor deberá de contar con varios circuitos de protección para asegurar el buen funcionamiento de los acumuladores. En el manual completo del inversor se especifican los siguientes circuitos de protección:

- BAJA TENSIÓN DE ENTRADA
- SOBRETENSIÓN DE ENTRADA
- TEMPERATURA ELEVADA
- CORTOCIRCUITO EN SALIDA
- SOBRECARGA

CIRCUITOS DE PROTECCIÓN

El inversor restablece automáticamente su funcionamiento después de las siguientes condiciones de protección: baja tensión de batería, cortocircuito en la salida, sobrecarga y sobretemperatura.

Baja tensión de entrada

Una tensión de entrada excesivamente baja incrementa los valores de intensidad para la misma potencia y delata una situación de excesiva descarga del acumulador, si se detecta una tensión de entrada inferior al rango asignado, se activa la protección que provoca la interrupción en el funcionamiento del inversor.

Esta situación se puede producir por varias causas, entre las que citamos las siguientes:

- ✓ El estado de carga de la batería es excesivamente bajo.
- ✓ Los conductores de la entrada DC del inversor son excesivamente largos o de sección insuficiente.
- ✓ Algún elemento de conexión de la línea de entrada DC del inversor no está bien apretado o hace mal contacto. En estos casos, revisar las bornas de entrada DC al inversor, bornas de batería o puentes entre elementos de las baterías

El rearme de esta protección se realiza de forma automática al recuperar el valor de la tensión nominal más un 2%.

El valor asignado a la protección de baja tensión es variable dependiendo de la carga conectada. Para valores bajos de consumo el valor es más elevado que para cargas de potencia superior, de esta forma se compensa el descenso de tensión que se provoca en la batería cuando se le solicitan intensidades de consumo elevadas.

Sobretensión de entrada

Una elevada tensión de entrada puede llegar a causar daños en el inversor. Esta situación se puede producir por varias causas, entre las que citamos las siguientes:

- ✓ El sistema de regulación de carga de la instalación fotovoltaica no funciona y la batería está sobrecargada.
- ✓ Se ha desconectado la batería y se recibe tensión de panel directamente en bornas del inversor.
- ✓ Se está cargando la batería con generadores que no disponen de sistema de regulación de carga.

Cualquiera de las situaciones anteriores debe ser evitada ya que podrían causar daños a cargas conectadas en la instalación y ocasionalmente al inversor.

Temperatura elevada

El inversor dispone de un sistema de refrigeración que le permite disipar el calor hasta un nivel de potencia determinado.

La gestión de las protecciones mantiene un seguimiento de la temperatura interna de los elementos disipadores de calor, en el caso de producirse una punta de arranque o por la obstrucción de los conductos de ventilación, se rebasen los límites de temperatura, la protección limitará automáticamente el funcionamiento del inversor.

Una vez sobrepasado, el inversor se detiene y permanece parado hasta que se restablezca la temperatura a un nivel aceptable, y volverá a arrancar.

Cortocircuito en salida

La respuesta frente al cortocircuito es inmediata y provoca la interrupción en el funcionamiento del inversor, iluminando el correspondiente indicador de Sobrecarga en la carátula.

El rearme se intenta de forma automática a intervalos regulares de aproximadamente 30 segundos. El inversor puede permanecer en este estado durante largos períodos de tiempo sin que ello provoque daños en sus dispositivos, aunque no es aconsejable.

Sobrecarga

La respuesta frente a situaciones de sobrecarga es lenta, ya que depende del incremento de temperatura interna, esta situación puede llegar a provocar la interrupción en el funcionamiento del inversor.

Cuando la potencia suministrada supera 3/4 de la potencia nominal, el indicador de Sobrecarga se ilumina intermitentemente, indicando que la potencia de funcionamiento se acerca a su capacidad máxima.

Si la carga conectada es superior a la potencia nominal y el inversor consigue realizar el arranque, entrará en sobrecarga pero mantendrá su funcionamiento durante un tiempo hasta que la protección de sobretemperatura pare el inversor.

El rearme se intenta de forma automática a intervalos regulares una vez la temperatura se ha situado en un valor de trabajo aceptable.

El inversor dispone de un interruptor magnetotérmico en la línea de entrada procedente de la batería, cuya función es la desconexión total del inversor y la protección contra sobrecargas de la línea.

Inversor Senoidal TAURO BC



INFORMACIÓN TÉCNICA

MODELO	712	1512	824	1524	1524/V	2024/V	3024/V	848	1548	2548	2548/V	5048/V	4120/V
Especificaciones Eléctricas													
Potencia Nominal a 20°C	700 VA	1500 VA	800 VA	1500 VA	1500 VA	2000 VA	3000 VA	800 VA	1500 VA	2500 VA	2500 VA	5000 VA	4000 VA
Tensión Nominal de Entrada	12 Vdc			24 Vdc					48 Vdc				120 Vdc
Rango Tensión de Entrada (Vdc)	10-16			20-32					40-64				100-160
Desconexión Automática Baja Tensión (Vdc)	10.8-11.6			21.9-23.2					43.8-46.4				108-116
Potencia Pico de Arranque													+300%
Intensidad máxima de Pico de Arranque en DC	160 A	150 A	150 A	180 A	180 A	300 A	350 A	150 A	180 A	180 A	350 A	350 A	90 A
Forma de Onda	Senoidal Pura												
Tensión Nominal de Salida	230 Vac o 110 Vac (según modelo)												
Rango Tensión de salida	± 7 %												
Frecuencia Nominal de Salida	50 Hz o 60Hz (según modelo)												
Rango Frecuencia de salida	± 0,1 Hz												
Distorsión Armónica Media	< 4 %												
Rendimiento Máximo	93 %												
Potencia en Régimen Constante	450 VA	1400 VA	500 VA	900 VA	1350 VA	1800 VA	2800 VA	600 VA	900 VA	1100 VA	2300 VA	4200 VA	3800 VA
Opción de tensión de salida 110V y 60Hz	Sí	Sí	Sí	Sí	No	No	Sí						
Sensibilidad para Arranque Automático	9 W												
Consumo aprox. en Vacío a tensión nominal generando AC.	0.70 A	0.80 A	0.35 A	0.39 A	0.65 A	0.85 A	0.15 A	0.25 A	0.30 A	0.30 A	0.86 A	0.86 A	0.30 A
Consumo Medio en automático	70 mA		48 mA		60 mA	70 mA	32 mA		38 mA		90 mA		38 mA
Consumo Mínimo en automático	47 mA		33 mA		33 mA				25 mA		25 mA		25 mA
Sistema de Aislamiento	Transformador toroidal según norma VDE-0550												
Especificaciones Físicas													
Formato (ver página siguiente)	A	B	A	B	A	B	A	A	A	Natural	Natural	Forzada	B
Sistema de Refrigeración (por convección)	Natural	Forzada	Natural	Forzada	Forzada	Forzada	Forzada	Natural	Natural	Natural	Natural	Forzada	Forzada
Rango de Temperatura de Trabajo	-5 / +40 °C												
Humedad Relativa Máxima (sin condensación)	< 95%												
Dimensiones aprox. (en mm.)	425x250x195	678x330x233	425x250x195	678x330x233	678x330x233	678x330x233	678x330x233	425x250x195	678x330x233	678x330x233	678x330x233	678x330x233	678x330x233
Peso (aprox.)	14 Kg	30 Kg	14 Kg	17 Kg	34 Kg	34 Kg	34 Kg	14 Kg	17 Kg	19 Kg	19 Kg	34 Kg	32 Kg
Índice de protección	IP20												
Material envolvente	Chapa de Aluminio pintada con resina EPOXI en caliente												
Tornillería	Acero Inox												

Características a tensión nominal, a 20°C de temperatura ambiente y a nivel del mar. Estos datos pueden estar sujetos a modificaciones sin previo aviso.

Inversor Senoidal TAURO BC

FORMATOS

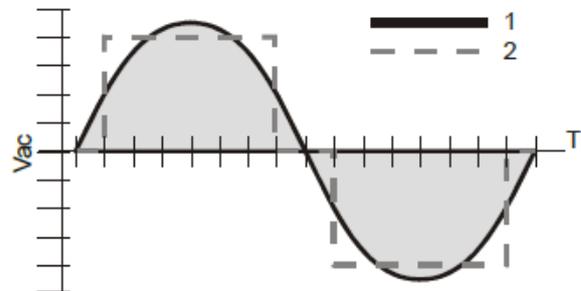
Existen dos formatos físicos de presentación de los equipos, dependiendo si tienen sistema de refrigeración por convección natural (formato A) o si posee un sistema de ventilación forzada (formato B).



Las curvas de potencia de salida de los modelos con ventilación forzada tienen mayor potencia en régimen continuo (ver tabla de características), en condiciones estándar (a tensión nominal, a 20°C de temperatura ambiente y a nivel del mar).

FORMA DE ONDA

La forma de onda senoidal pura del inversor TAURO, su gran potencia pico para el arranque de motores y su capacidad para funcionar correctamente con cualquier tipo de cargas (inductivas y capacitivas), permiten su utilización sin las limitaciones y problemas de acoplamiento con las cargas e interferencias que presentan los inversores no senoidales: senoidal modificada, pseudosenoidal, cuadrada, trapezoidal, etc.



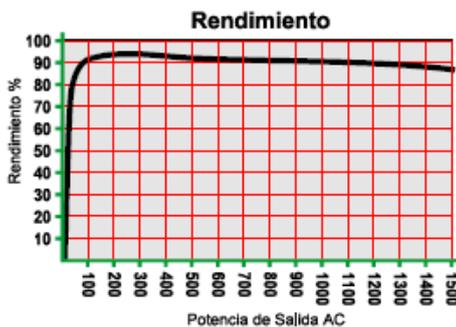
GRÁFICAS DE COMPORTAMIENTO.

(a tensión nominal, a 20°C de temperatura ambiente y a nivel del mar)

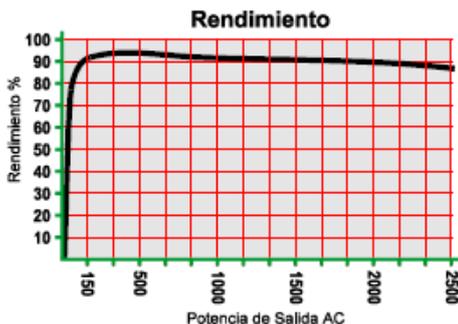
Las curvas de rendimiento de todos los equipos son similares a las curvas siguientes, mientras que las curvas de potencia de salida son proporcionales.

En el gráfico se puede observar la forma de onda correspondiente a un inversor senoidal (forma de onda nº1) comparada con otras formas de onda habituales en inversores y que reciben nombres que pueden prestarse a interpretaciones erróneas (forma de onda nº2).

TAURO BC 1524



TAURO BC 2548



10.1.5. CABLES

energías renovables

instalaciones solares fotovoltaicas

TECSUN (PV) (AS)

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: **0,6/1 kV**

Norma básica: **DKE/VDE AK 411.2.3 Requirements for cables for PV systems HD 22.13**

Designación genérica: **PVI-F (AS)**

CARACTERÍSTICAS CABLE



Cable flexible



No propagación de la llama
UNE EN 60332-1-2



No propagación del incendio
EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5



Baja emisión de humos opacos
UNE EN 61034-2



Libre de halógenos
UNE EN 50267-2-1



Reducida emisión de gases tóxicos
NFC 20454



Muy baja emisión de gases corrosivos
UNE EN 50267-2-3



Resistencia a la absorción de agua



Resistencia al frío



Resistencia a los rayos ultravioleta



Resistencia a los agentes químicos



Resistencia a las grasas y aceites



Resistencia a la abrasión



Resistencia a los golpes



Servicios móviles



Servicio en alta temperatura



Temperatura de servicio (instalación fija o móvil): -40 °C, +120 °C (20000 h); -40 °C, +90 °C (30 años).
Tensión nominal: 0,6/ 1 kV (tensión máxima en alterna: 0,7/1,2 kV, tensión máxima en continua: 0,9/1,8 kV).
Ensayo de tensión en alterna: 15 min, 6 kV.
Ensayo de tensión en continua: 15 min, 10 kV.

Otros ensayos eléctricos: resistencia de conductor, resistencia de aislamiento, resistencia superficial, ensayos de tensión... a 20 y 90 °C sumergido en agua y a 120 °C al aire. Ensayo de estabilidad en tensión continua: 10 días, 85 °C, agua salada, 1,5 kV (EN 50305-6).

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: UNE EN 60332-1-2; IEC 60332-1-2; NFC 32070-C2; DIN VDE 0482 parte 332-1-2; DIN EN 60332-1-2.
- No propagación del incendio: EN 50305-9; DIN VDE 0482 parte 266-2-5.
- Libre de halógenos: UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; BS 6425-1.
- Baja emisión de humos opacos: UNE EN 61034-2; IEC 61034-2; DIN VDE 0482 parte 268-2; DIN EN 50268-2.
- Nul emisión de gases corrosivos: UNE EN 50267-2-3; IEC 60754; NFC 20453; BS 6425-2; pH_≥4,3; c ≤ 10 μs/mm; DIN EN 50264-1.
- Baja emisión de gases tóxicos: NES 713; NFC 20454 It ≤ 1,5; DIN EN 50305, It ≤ 3.

Resistencia a las condiciones climatológicas:

- Resistencia al ozono: DIN EN 50396, test tipo B; HD 22.2 test tipo B.
- Resistencia a los rayos UVA: UL 1581 (Xeno-test); ISO 4892-2 (método A); HD 506/A1-2.4.20.
- Resistencia a la absorción de agua: DIN VDE 0473-811-1-3; DIN EN 60811-1-3.

Otros ensayos:

- Resistencia al frío: Doblado a baja temperatura (DIN EN 60811-1-4). Impacto (similar a DIN EN 50305).
- Resistencia a la humedad en caliente: 1000 h, 90 °C y 85 % de humedad (EN 60068-2-78).
- Resistencia a la abrasión: Contra papel abrasivo (DIN EN 53516). Cubierta contra cubierta, cubierta contra metal y cubierta contra plástico (ensayo interno).
- Resistencia a la contracción: EN 60811-1-3.
- Resistencia a la presión a alta temperatura: EN 60811-3-1.
- Resistencia a la penetración dinámica: DKE/VDE 411.2.3.
- Dureza: 85 (DIN 53505).
- Resistencia a aceites minerales: 24 h, 100 °C (DIN VDE 0473-811-2-1; DIN EN 60811-2-1).
- Resistencia a ácidos y bases: 7 días, 23 °C, ácido n-oxálico, hidróxido n-sódico (EN 60811-2-1).
- Resistencia al amoníaco: 30 días, atmósfera saturada de amoníaco (ensayo interno).

DESCRIPCIÓN

CONDUCTOR

Metal: Cobre electrolítico, estañado.

Flexibilidad: Flexible, clase 5 según UNE EN 60228.

Temperatura máxima en el conductor: 120 °C (20.000 h); 90 °C (30 años). 250 °C en cortocircuito (máximo 5 s).

TECSUN (PV) (AS)

ESPECIAL FOTOVOLTAICA

Tensión nominal: **0,6/1 kV**Norma básica: **DKE/VDE AK 411.2.3 Requirements for cables for PV systems HD 22.13**Designación genérica: **PVI-F (AS)**

DESCRIPCIÓN

AISLAMIENTO

Material: HEPR 120 °C similar a IEC 60502-1 (compuesto tipo E6/E18).

CUBIERTA

Material: EVA 120 °C según DIN VDE 0282-1, HD 22.1 (compuesto tipo EM4 / EM8). Doble capa. **Color:** Negro, rojo o azul.

APLICACIONES

Cable de alta seguridad (AS), especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas interiores, exteriores, industriales, agrícolas, fijas o móviles (con seguidores)... Pueden ser instalados en bandejas, conductos, soterrado o en equipos. Son aptos para aplicaciones con aislamiento de protección, (protección de clase II). También para conexión de paneles en serie.

NOTA: para sus accesorios de conexión ver Tecplug.

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

DIMENSIONES, PESOS Y RESISTENCIAS (aproximados)

Sección nominal mm ²	Diámetro del conductor mm	Diámetro exterior del cable (valor mín.) mm	Diámetro exterior del cable (valor máx.) mm	Peso kg/km	Resistencia del conductor a 20 °C Ω/km	Intensidad admisible al aire (1) A	Caída de tensión (continua o alterna cos φ = 1) V/A km
1x1,5	1,6	4,4	4,8	29	13,7	25	26,5
1x2,5	1,9	4,7	5,1	43	8,21	34	15,92
1x4	2,4	5,2	5,6	58	5,09	46	9,96
1x6	2,9	5,7	6,1	76	3,39	59	6,74
1x10	4,0	6,8	7,2	120	1,95	82	4
1x16	5,5	8,3	9,0	178	1,24	110	2,51
1x25	6,4	10,0	10,7	273	0,795	140	1,59
1x35	7,5	11,1	11,8	364	0,565	174	1,15
1x50	9	12,6	13,3	500	0,393	210	0,85
1x70	10,8	14,4	15,2	686	0,277	269	0,59
1x95	12,6	16,2	17	899	0,21	327	0,42
1x120	14,3	17,7	18,7	1131	0,164	380	0,34
1x150	15,9	19,7	20,7	1382	0,132	438	0,27
1x185	17,5	21,3	22,3	1669	0,108	500	0,22
1x240	20,5	24,2	25,5	2208	0,0817	590	0,17

(1) Instalación monofásica (corriente continua o alterna) en bandeja al aire (40°C). Con exposición directa al sol, multiplicar por 0,9.

→ XLPE2 con instalación tipo F → columna 13 (1x monofásica).

Radio mínimo de curvatura = 3 x diámetro exterior. Tensión máxima de tracción: 15 N/mm² en posición final, 50 N/mm² durante la instalación.



BAJA TENSIÓN 0,6/1kV

Norma de referencia

IEC 60502-1 - UNE 21123-2



AENOR



POWERFLEX

RV-K

El cable flexible universal para la transmisión de potencia.



DISEÑO

Conductor

Cobre electrolítico, clase 5 (flexible) según UNE/EN 60228.

Aislamiento

Poliétileno reticulado (XLPE).

La identificación normalizada es la siguiente:

- 1 x Natural
- 2 x Azul + Marrón
- 3 G Azul + Marrón + Amarillo/Verde
- 3 x Marrón + Negro + Gris
- 3 x + 1 x Marrón + Negro + Gris + Azul (sección reducida)
- 4 G Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde
- 4 x Marrón + Negro + Gris + Azul
- 5 G Marrón + Negro + Gris + Amarillo/Verde + Azul

Cubierta

PVC flexible, de color negro.

APLICACIONES

Este cable para distribución de energía es adecuado para todos los tipos de conexiones industriales de baja tensión, en redes urbanas, en instalaciones en edificios, etc. Su alta flexibilidad facilita substancialmente el proceso de instalación y, en consecuencia, es particularmente adecuado en trazados difíciles. Puede ser enterrado o instalado en un tubo, así como a la intemperie, sin requerir protección adicional. Finalmente, el cable Powerflex RV-K soporta entornos húmedos incluyendo la total inmersión en agua.

Embalaje

Disponible en rollos con film retráctilado (longitudes de 50 y 100 m) y bobinas.



CARACTERÍSTICAS

Conductor: flexible clase 5	Radio de curvatura: 5 x diámetro exterior	Instalación al aire libre: permanente
Temperatura mínima de servicio (estático con protección): -40°C	Marcaje: metro a metro	Resistencia al agua: A07 Inmersión
Temperatura máxima del conductor: 90°C	No propagación de la llama	Resistencia a los ataques químicos: buena
Temperatura máxima en cortocircuito: 250°C (máximo 5 s)	Resistencia a los impactos: AG2 Medio	Reducida emisión de halógenos. Cloro <15%

CONDICIONES DE INSTALACIÓN

Uso industrial	Presencia de humedad
Intemperie	
Enterrado	
Entubado	

Norma nacional / Europea: UNE-EN 60332-1 Norma internacional: IEC 60332-1 ITC: 9/20/30

POWERFLEX RV-K

DIMENSIONES

Sección (mm ²)	Diámetro (mm)	Peso (Kg/km)	Aire libre a 30°C (A)	Enterrado a 20°C (A)	Caída tensión (V/A · km)
1 x 1,5	5,7	42	23	22	29,50
1 x 2,5	6,2	54	29	29	17,70
1 x 4	6,7	70	40	37	11,00
1 x 6	7,3	90	53	46	7,32
1 x 10	8,2	133	74	61	4,23
1 x 16	9,2	189	101	79	2,68
1 x 25	11,0	284	135	101	1,73
1 x 35	12,1	381	169	122	1,23
1 x 50	13,8	517	207	144	0,86
1 x 70	15,7	712	268	178	0,603
1 x 95	17,6	923	328	211	0,457
1 x 120	19,2	1.165	383	240	0,357
1 x 150	21,5	1.446	444	271	0,286
1 x 185	23,9	1.748	510	304	0,235
1 x 240	26,9	2.280	607	351	0,178
1 x 300	29,6	2.829	703	396	0,142
1 x 400	33,8	3.731	823	464	0,108
1 x 500	37,4	4.776	946	525	0,085
1 x 630	42,7	6.276	1.088	596	0,064
2 x 1,5	8,2	90	26	26	34,00
2 x 2,5	9,2	120	36	34	20,40
2 x 4	10,3	161	49	44	12,70
2 x 6	11,3	211	63	56	8,45
2 x 10	13,2	316	86	73	4,89
2 x 16	14,9	450	115	95	3,10
2 x 25	20,8	806	149	121	1,99
3 G 1,5	8,9	108	26	26	34,00
3 G 2,5	9,8	144	36	34	20,40
3 G 4	11	198	49	44	12,70
3 G 6	12,1	263	63	56	8,45
3 G 10	14,3	405	86	73	4,89
3 x 16	16,4	593	100	79	2,68
3 x 25	21,3	975	127	101	1,73
3 x 35	24,1	1.319	158	122	1,23
3 x 50	27,8	1.812	192	144	0,86
3 x 70	30,8	2.463	246	178	0,603
3 x 16 + 1 x 10	17,6	696	100	79	2,68
3 x 25 + 1 x 16	22,7	1.136	127	101	1,73
3 x 35 + 1 x 16	25	1.461	158	122	1,23
3 x 50 + 1 x 25	29,1	2.033	192	144	0,86
3 x 70 + 1 x 35	33,8	2.834	246	178	0,603
3 x 95 + 1 x 50	38,2	3.702	298	211	0,457
3 x 120 + 1 x 70	42,1	4.723	346	240	0,357
3 x 150 + 1 x 70	46,8	5.779	399	271	0,286
3 x 185 + 1 x 95	53,5	7.202	456	304	0,235
3 x 240 + 1 x 120	60,4	9.306	538	351	0,178
3 x 300	62,3	10.050	621	396	0,142
4 G 1,5	9,7	129	23	22	29,50
4 G 2,5	10,7	175	32	29	17,70
4 G 4	12	243	42	37	11,00
4 G 6	13,4	328	54	46	7,32
4 G 10	15,7	505	75	61	4,23
4 x 16	18,2	749	100	79	2,68
4 x 25	24,1	1.245	127	101	1,73
4 x 35	26,3	1.671	158	122	1,23
4 x 50	31,3	2.313	192	144	0,86
4 x 70	36,1	3.204	246	178	0,603

Otros datos técnicos pueden consultarse en la especificación particular del cable.

Top Cable se reserva el derecho de llevar a cabo cualquier modificación de esta ficha técnica sin previo aviso.



10.2. PLANO INSTALACIÓN EN EL TERRENO

