



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERÍAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería Eléctrica

**Estudio de Viabilidad Económica de la
Hibridación de una Instalación Solar
Fotovoltaica de 3 MW .**

Autor:

Aguado Diosdado, Simón

Tutor:

**Moríñigo Sotelo, Daniel
Dpto. Ingeniería Eléctrica**

Cotutor:

Valles Pérez, Marcos

Valladolid, Marzo de 2021.



AGRADECIMIENTOS

Me gustaría antes de comenzar con el TFG dedicar unas palabras de agradecimiento a aquellas personas que han estado presentes a lo largo de mi vida universitaria.

En primer lugar, a mi familia por dedicar tanto esfuerzo, tiempo y dedicación en mi formación y por la paciencia que han tenido todos estos años con mis idas y venidas.

En segundo lugar, a mi tutor Daniel Moríñigo y a Julián Pérez por su ayuda en la planificación, información y organización de este Trabajo de Fin de Grado, sin él, esto no hubiese sido posible.

En tercer lugar, a todos los profesores que he tenido tanto en la Universidad como fuera de ella, en especial a los del departamento de Ingeniería Eléctrica que me han formado como profesional de mi especialidad y como persona.

Por último, agradecer a todas las personas que he conocido durante estos años como estudiante universitario, siendo muchos de ellos en la actualidad mis amigos, los que han hecho que la estancia en la Universidad haya sido más llevadera.

Este es el último paso para cerrar mi ciclo en la Universidad de Valladolid, ha sido largo y duro, sobre todo este último año con la pandemia del Covid-19, pero todo llega a su fin.

MUCHAS GRACIAS A TODOS



RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado se centra en el estudio de la viabilidad económica de la hibridación mediante contenedores de baterías de una instalación fotovoltaica.

La instalación fotovoltaica que se va a estudiar está ubicada en el municipio de Aguasal (Valladolid) cuya potencia será de 3 MW, siendo Marcos Valles Pérez, administrador de la empresa Quinto Armónico, S.L.

En el TFG se llevará a cabo una descripción de las partes más importantes de la instalación, poniendo en contexto al lector de la envergadura de la instalación, para más tarde centrarnos en la problemática y el porqué del requerimiento del estudio de viabilidad de hibridación de la instalación.

Se realizará un estudio de la potencia sobrante en la instalación para su posible almacenamiento, siendo un punto importante el del contacto directo con proveedores de todo el mundo para recabar información y precio de diferentes tipos de baterías.

PALABRAS CLAVE

Planta fotovoltaica, estudio de viabilidad, hibridación, baterías, proveedores.



ABSTRACT

The current Work Order Degree is focused in the study of economic feasibility of the hybridization through batteries containers from a photovoltaic plant.

The photovoltaic plant which will be studied is set in Aguasal village (Valladolid), output capacity of 3MW and being the administrator of Quinto Armónico, S.L. ,Marcos Valles Perez,

A description of the most important parts of the installation will be describe in the Work Order Degree, to put the reader into context of the installation's scope, so as to focus on the problem and the requirement of the study of the hybridization's viability further on.

A study of the excess power in the installation will be done for it's possible storage, being the direct contact with suppliers of all around the world an important point so as to bring together the information and prices of any kind of batteries.

KEYWORDS

Solar-powered plant, feasibility study, hybridization, batteries, suppliers.



INDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.....	13
1.1.- JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO FIN DE GRADO.....	13
1.2.- JUSTIFICACIÓN DEL INTERÉS PÚBLICO DEL TRABAJO FIN DE GRADO	14
1.3.- JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO.....	15
1.4.- OBJETIVOS Y COMPETENCIAS.....	16
1.5.- PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	17
1.6.- ESTRUCTURA DE LA MEMORIA.....	18
2. DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	21
2.1.1.- PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	22
2.1.2.- ESTRUCTURA SOPORTE.....	25
2.1.3.- CAJAS DE STRINGS.....	27
2.1.4.- ESTACIONES DE INVERSIÓN Y TRANSFORMACIÓN.....	29
2.1.5.- PROTECCIONES Y CABLEADO.....	32
2.1.6.- CABLEADO.....	33
2.1.7.- ZANJAS Y ENTUBADOS.....	38
2.1.8.- PUESTA A TIERRA.....	39
2.1.9.- INSTALACIONES AUXILIARES.....	40
2.1.9.1.- AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO.....	40
2.1.9.2.- INSTALACIONES DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA.....	45
2.1.9.3.- INSTALACIONES DE COMUNICACIONES.....	46
2.1.9.4.- BARRERAS Y PLANTACIONES VEGETALES.....	47
2.1.10.- OBRA CIVIL.....	48
2.1.10.1.- ADECUACIÓN DEL TERRENO.....	48
2.1.10.2.- CAMINOS Y VIALES INTERNOS.....	49
2.1.10.3.- ACCESOS.....	50
2.1.10.4.- DRENAJES.....	50
2.1.10.5.- CERRAMIENTO.....	51
3. ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE PROPUESTAS.....	53
3.1 CONTEXTO.....	53
3.2 PROPUESTAS DE ALMACENAMIENTO.....	55
3.2.1. BATERÍAS.....	56
3.2.2. PILAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO.....	62
3.2.3. ACUMULACIÓN POR BOMBEO.....	64
3.2.4. AIRE COMPRIMIDO.....	65



3.2.5. ALMACENAMIENTO TÉRMICO.....	66
3.2.6. SUPERCONDENSADORES.....	68
3.2.7. VOLANTES DE INERCIA.....	70
3.3. TABLA RESUMEN DE PROPUESTAS DE ALMACENAMIENTO. ELECCIÓN FINAL Y RAZONES DE LA ELECCIÓN.....	71
4.-ESTUDIO DEL ALMACENAMIENTO A GRAN ESCALA MEDIANTE BATERÍAS IÓN-LITIO DE LA HIBRIDACIÓN PROPUESTA DEL PARQUE SOLAR DE 3 MW EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE AGUASAL.....	76
4.1-MARCO DE LA ESTRATEGIA A SEGUIR PARA CUMPLIR LOS OBJETIVOS DE CERO EMISIONES.....	79
4.1.1-CONTEXTO INTERNACIONAL.....	79
4.1.2-CONTEXTO NACIONAL.....	80
4.2-EL ALMACENAMIENTO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....	81
4.3-LA CADENA DE VALOR DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.....	82
4.4-POTENCIALES NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN LA SENDA HACIA LA NEUTRALIDAD CLIMÁTICA.....	86
4.5-MECANISMOS DE FINANCIACIÓN.....	87
4.5.1- INSTRUMENTOS EUROPEOS.....	88
4.5.2- INSTRUMENTOS NACIONALES.....	89
4.6-PARTICIPACIÓN PÚBLICA.....	89
4.6.1- CONSULTA PÚBLICA PREVIA.....	90
4.6.2- CONSULTA A ACTORES.....	91
4.7-ESTUDIO TÉCNICO DE LA HIBRIDACIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 3MW MEDIANTE BATERÍAS DE LITIO.....	92
4.8-ESTUDIO ECONÓMICO DE LA HIBRIDACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DEL TÉRMINO MUNICIPAL DE AGUASAL MEDIANTE BATERÍAS DE LITIO.....	100
4.8.1-CALCULO DEL VAN.....	100
4.8.2-CALCULO DEL TIR.....	108
5.-CONCLUSIONES.....	109
6.-BIBLIOGRAFÍA.....	111
ANEXO 1: PLANOS.....	118
ANEXO 2: CÁLCULOS.....	119
ANEXO 3: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS.....	127



ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1:Actualización aceptabilidad	16
Figura 2: Planta Fotovoltaica	22
Figura 3.Estructura soporte	26
Figura 4.Sombras en la instalación.....	27
Figura 5.Eschema de jerarquía de string boxes	28
Figura 6.Envoltorio plástica string box	28
Figura 7.Interior string box	29
Figura 8.Interior estación de inversión	30
Figura 9.Instalación estación inversión junto a transformador	30
Figura 10.Unión inversor-transformador	30
Figura 11.Características Inversores.....	31
Figura 12.Eschema conexiones estación inversión	33
Figura 13. Tendido tuberías	39
Figura 14.Placas señalización conductores eléctricos	40
Figura 15.Configuración Autoconsumo	42
Figura 16.Módulos autoconsumo	42
Figura 17.Inversor Híbrido autoconsumo	42
Figura 18.Baterías instalación rack autoconsumo	43
Figura 19.Características paneles autoconsumo	44
Figura 20.Características inversor autoconsumo	45
Figura 21.Características baterías autoconsumo	46
Figura 22.Videovigilancia	47
Figura 23.Eschema red telecomunicaciones	48
Figura 24.Cerramiento de malla	52
Figura 25.Previsión Gases Efecto Invernadero UE	55
Figura 26.Evolución Producción Energía Eléctrica Global y su Origen	55
Figura 27.Reducción Costes Batería Ion-Litio	58
Figura 28.Instalación de Acumulación de Energía	58
Figura 29. Instalación Hornsdale en Australia	59
Figura 30.Batería Litio-Azufre con Ánodo de Grafito	60
Figura 31.Batería IBM	60
Figura 32.Batería Nanocables de Oro.....	61
Figura 33.Batería Prieto	62
Figura 34.Funcionamiento Batería iones de sodio	62
Figura 35.Pila de Hidrógeno	63
Figura 36.Ciclo Almacenamiento Hidrógeno	64



Figura 37.Posibles Pérdidas en un Sistema de Hidrógeno	65
Figura 38.Partes de una Central de Bombeo	65
Figura 39.Complejo Tâmega	66
Figura 40.Tecnología CAES	67
Figura 41.Tipos Captación Solar	68
Figura 42.Funcionamiento UTES	69
Figura 43.Partes Supercondensador	70
Figura 44.Partes Volante de Inercia	71
Figura 45.Tecnologías Almacenamiento y Rango de Potencias	72
Figura 46.Nivel de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía .	73
Figura 47.Proyección de los costes de sistemas de almacenamiento a gran escala	74
Figura 48.Cambio modelo del mercado	79
Figura 49: Evolución de la nueva potencia instalada.....	80
Figura 50.Aplicaciones del almacenamiento energético.....	83
Figura 51.Proveedores de Litio	84
Figura 52. Packs Baterías	84
Figura 53.Reciclaje Baterías	85
Figura 54.Nuevos modelos de negocio.....	86
Figura 55.Necesidades Min de Almacenamiento por periodo.....	87
Figura 56.Tipos de Participantes Consulta pública.....	91
Figura 57.Sectores de los Participantes Consulta pública	92
Figura 58.Esquema instalación fotovoltaica hibridada.....	94
Figura 59.Generación Instalación	96
Figura 60.Generación Instalación en el intervalo escogido	96
Figura 61.Energía generada y no vertida a la red durante las horas estimadas	97
Figura 62.Energía no producida durante las horas estimadas	98
Figura 63.Comparativa entre gráficas	99
Figura 64.IEuribor año 2021	103
Figura 65.Representación gráfica VAN-TIR.....	111



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.Características módulos FV	24
Tabla 2.Características transformador de potencia	32
Tabla 3.Intensidad admisible conductor aluminio soterrado en tubo o al aire protegido del sol	36
Tabla 4.Intensidad admisible conductor cobre soterrado en tubo o al aire protegido del sol	37
Tabla 5.Factores corrección distintas temperaturas	37
Tabla 6.Factores corrección para resistividad térmica terreno distinto de 1.5 K·m/W	38
Tabla 7.Factores corrección para resistividad térmica distinta de 1.5 K·m/W	38
Tabla 8.Factores corrección agrupamiento cables soterrados [UNE 211435]	39
Tabla 9.Producción y numero de ciclos con diferentes capacidades de batería	100
Tabla 10.VAN batería 0,2MWh	104
Tabla 11.VAN batería 0,5MWh	105
Tabla 12.VAN batería 0,8MWh	106
Tabla 13.VAN batería 1MWh	107
Tabla 14.VAN batería 2MWh	108
Tabla 15.VAN batería 3MWh	109
Tabla 16.TIR batería 1MWh.....	111
Tabla 17.TIR para diferentes capacidades de batería	112



1.INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS.

Este trabajo surge a partir de la realización de 600 horas de prácticas extracurriculares realizadas en la empresa Quinto Armónico, S.L.

Durante la realización de las citadas prácticas pude observar el desarrollo de de la instalación, la problemática surgida en referencia al recorte de energía inyectada a la red y por otro lado pude recabar toda la información requerida para la realización del trabajo fin de grado en referencia a la hibridación mediante baterías ión-litio para solventar el inconveniente surgido.

En el siguiente capítulo se justificará el proyecto en base al recorte de la inyección en la red por parte de REE y en base al impulso de las energías renovables llevadas a cabo por los gobiernos que buscan reducir la dependencia de combustibles fósiles a la vez de preservar el planeta.

Por otro lado se dará un repaso a las diferentes competencias adquiridas durante el desarrollo de este trabajo y una vista general de la planificación del mismo.

1.1.-JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO FIN DE GRADO

La Naturaleza intermitente de la energía solar fotovoltaica puede presentar desafíos en la operación/gestión de la red cuando se integran grandes capacidades de energía fotovoltaica con la red en una región determinada.

La planta solar consta de 3,664 MWp instalados en paneles,siendo en un principio la energía inyectada a la red de 3 MW pero viéndose recortado por Red Eléctrica Española hasta 2.5 MW.

Para ayudar a solventar este recorte de potencia inyectado a la red, la variabilidad de producción de la planta fotovoltaica, y atenuar así los efectos adversos que se puedan producir en la red, se realizará un estudio de viabilidad económica para la incorporación de almacenamiento a gran escala de baterías ion-litio en la planta del término municipal de Aguasal.



1.2.- JUSTIFICACIÓN DEL INTERÉS PÚBLICO DEL TRABAJO FIN DE GRADO

Las plantas de generación renovable se caracterizan por funcionar con fuentes de energía capaces de regenerarse por sí mismas y, como tales, ser teóricamente inagotables si se utilizan de forma sostenible. Ésta característica permite en mayor grado la coexistencia de la producción de electricidad con el respeto al medio ambiente.

Este tipo de proyectos, presentan las siguientes ventajas respecto a otras instalaciones energéticas, entre las que se encuentran:

- Disminución de la dependencia exterior de fuentes fósiles para el abastecimiento energético, contribuyendo a la implantación de un sistema energético renovable y sostenible y a una diversificación de las fuentes primarias de energía.
- Utilización de recursos renovables a nivel global.
- No emisión de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera. Baja tasa de producción de residuos y vertidos contaminantes en su fase de operación.

Con el RD 1183/2020, el Ministerio para la transición Ecológica y el Reto Demográfico, quiere dar un impulso a las hibridaciones, es decir, añadir una segunda tecnología de generación o almacenamiento a una instalación ya existente con el fin de maximizar la generación, algo que influirá en gran medida para el desarrollo de este Trabajo Fin de Grado.

Para ello, este Real Decreto establece que, para la hibridación en el caso de las instalaciones existentes, solo será necesario actualizar el permiso de acceso y conexión, siempre que cumpla una serie de condiciones, entre otras, que no se supere la capacidad de acceso ya concedida y que la potencia original suponga al menos el 40% de la capacidad de acceso. Los plazos para la tramitación de dicha actualización se reducen a la mitad y las garantías económicas para el módulo de generación que se incorpora se reducen, igualmente, al 50%.

En cuanto a la hibridación en instalaciones nuevas, las garantías también se



recortan a la mitad en el caso de la tecnología que aporta la menor potencia.

Además, si la solicitud ya se había iniciado, a efectos de prelación temporal, se mantiene la fecha de la solicitud original siempre que la instalación híbrida que resulte pueda seguir siendo considerada la misma de acuerdo con los criterios que ha aprobado el Real Decreto-ley 23/2020. En estos casos el procedimiento es el general, sin reducción de plazos.

Con todo lo anteriormente dicho consideramos el ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA HIBRIDACIÓN EN UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MW de “interés público”.

1.3.- JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DEL PROYECTO

Debido al cambio en la aceptabilidad por parte del operador del sistema en este caso Red Eléctrica Española (REE), se produce una alteración en la inyección de potencia a la red, se pasa de inyectar 3 MW a inyectar en red 2.5 MW teniendo 3.664 MWp en paneles en la planta solar fotovoltaica del término municipal de Aguasal (Valladolid) quedando lo expuesto recogido en el documento de aceptabilidad de REE que podemos ver en la Figura 1.

Estimados Sres.,

Hemos recibido su comunicación en la que nos solicitan **actualización de aceptabilidad** desde la perspectiva de la red de transporte para la solicitud de acceso a la red de distribución bajo su gestión, en la subestación MEDINA DEL CAMPO 220 kV, como consecuencia de la modificación del titular y de la potencia instalada (MWins) de la instalación de generación renovable (IGRE), según detalle de la Tabla 1.

	IGREs	P.INST/P.NOM [MW]	MUNICIPIO/S	PROVINCIA	NUDO CONEX. RD PREVISTO	TITULAR
FV	(i, a, b)	3,664 / 2,5	Aguasal	Valladolid	Olmedo - 13,2 KV	

(FV): Planta fotovoltaica

(i) IGRE que ya cuenta con aceptabilidad otorgada en comunicación de referencia indicada en asunto y que con motivo de la presente **actualiza su aceptabilidad por modificación:**

- a. en su propietario/titular (anteriormente)
- b. en la potencia instalada prevista (con un incremento de 0,664 MWins respecto a la potencia inicialmente prevista de 3 MWins).

Tabla 1. Instalación de generación con conexión a la red de distribución con afección en MEDINA DEL CAMPO 220 kV.

Figura 1: Actualización aceptabilidad [Red Eléctrica Española (REE)]



Este recorte en potencia inyectada en la red hace que se tenga una pérdida de producción de energía por lo que Quinto Armónico S.L, solicita un estudio de viabilidad para un almacenamiento a gran escala mediante baterías ion-litio.

A continuación se hará una breve descripción de la planta fotovoltaica, haciendo mención a los principales elementos de la que esta compuesta.

1.4.- OBJETIVOS Y COMPETENCIAS

Con este trabajo se desarrollaran varios objetivos formativos entre los que se encuentran:

- Organización y gestión del tiempo.
- Desarrollo de las capacidades comunicativas gracias al contacto con diferentes proveedores.
- Adquisición de conocimientos en lo referente a sistemas de almacenamiento y su posible incorporación en la hibridación de energías renovables.
- Utilización de hojas de cálculo para el desarrollo del estudio técnico y económico.

El desarrollo del trabajo fin de grado propuesto por la empresa Quinto Armónico S.L que se plasma en este documento ha contribuido al desarrollo de las siguientes competencias genéricas del Grado de Ingeniería Eléctrica:

- CG1. Capacidad de análisis y síntesis.
- CG2. Capacidad de organización y planificación del tiempo.
- CG3. Capacidad de expresión oral.
- CG4. Capacidad de expresión escrita.
- CG5. Capacidad para aprender y trabajar de forma autónoma.
- CG6. Capacidad de resolución de problemas.
- CG7. Capacidad de razonamiento crítico/análisis lógico.
- CG8. Capacidad para aplicar los conocimientos a la práctica.
- CG9. Capacidad para trabajar en equipo de forma eficaz.
- CG10. Capacidad para diseñar y desarrollar proyectos.



- CG11. Capacidad para la creatividad y la innovación.
- CG12. Capacidad para la motivación por el logro y la mejora continua.
- CG13. Capacidad para actuar éticamente y con compromiso social.
- CG14. Capacidad de evaluar.
- CG15. Capacidad para el manejo de especificaciones técnicas y para elaboración de informes técnicos.

Por otro lado este trabajo fin de grado también contribuye al desarrollo de las siguientes competencias, en este caso específicas, del grado de ingeniería eléctrica:

- CE21. Capacidad para el cálculo y diseño de instalaciones eléctricas de baja y media tensión.
- CE28. Conocimiento aplicado sobre energías renovables.
- CE31. Trabajo a realizar en una empresa en el ámbito de la Ingeniería Eléctrica
- CE32. Ejercicio original a realizar individualmente y presentar y defender ante un tribunal universitario, consistente en un proyecto en el ámbito de las tecnologías específicas de la Ingeniería Eléctrica de naturaleza profesional en el que se sintetizen e integren las competencias adquiridas en las enseñanzas

1.5.- PLANIFICACIÓN DEL PROYECTO

Para la realización del trabajo se han desarrollado las siguientes actividades:

- **1.** Tras decidir durante las prácticas el tema del TFG busqué un profesor que estuviera interesado en tutorizarme, en este caso Daniel Moríño que a su vez era mi tutor de prácticas.
- **2.** Primera reunión para fijar el alcance del proyecto y definir por dónde comenzar.
- **3.** Descripción de las diferentes partes de la instalación solar fotovoltaica.
- **4.** Corrección del apartado anterior por parte del tutor.



- **5.** Descripción de las diferentes propuestas de almacenamiento y elección tomada.
- **6.** Corrección del apartado anterior por parte del tutor.
- **7.** Reunión por videoconferencia con Julián Pérez para tratar la parte técnica y económica del TFG.
- **8.** Elaboración de la parte técnica y económica.
- **9.** Reunión por videoconferencia con Julián Pérez y Daniel Moríñigo para la corrección de la parte técnica y económica.
- **10.** Finalización de la memoria y corrección por parte de Marcos Valles cotutor del TFG y por parte de Daniel Moríñigo tutor de la UVA.

1.6.- ESTRUCTURA DE LA MEMORIA

El trabajo está constituido por diferentes capítulos que se encuentran subdivididos en subcapítulos.

Capítulo 1: Introducción y objetivos. Se explica brevemente sobre lo que trata el proyecto y se justifica su realización.

Capítulo 2: Descripción de la planta fotovoltaica. Se detallan los elementos que conforman la instalación solar fotovoltaica y se explica su funcionamiento.

Capítulo 3: Elaboración y presentación de propuestas. Descripción de las principales propuestas de almacenamiento de energía eléctrica y elección final tomada para la instalación.

Capítulo 4: Estudio del almacenamiento a gran escala mediante baterías ión-litio de la hibridación propuesta del parque solar de 3 MW en el término municipal de Aguasal. Se realiza una breve introducción del impulso proporcionado tanto por Europa, como por España en materia de energías renovables e hibridación y a continuación se realiza el estudio técnico y económico de la instalación solar fotovoltaica.



Capítulo 5: Conclusiones. Se relatan las conclusiones y resultados obtenidos y se propone la mejor elección a realizar para obtener una mejor rentabilidad de la instalación.

Bibliografía. Se detallan las fuentes de las que se ha obtenido información.

Anexo 1: Planos. Se incluyen planos donde se ve la distribución de los elementos en el espacio.

Anexo 2: Cálculos. Se describen los cálculos realizados para el estudio técnico-económico.

Anexo 3: Hojas de características. Se incorporan las hojas de características de los elementos más representativos de la instalación.



2.DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

En el siguiente capítulo se realizará una breve descripción de las partes y elementos más significativos de la instalación solar fotovoltaica, entre los que destacarán, los paneles fotovoltaicos encargados de transformar la luz solar en energía eléctrica, la estación de inversión-transformación encargada de transformar la corriente continua de los paneles en corriente alterna, para posteriormente elevarla de baja a media tensión, las instalaciones auxiliares que sirven de apoyo y complemento a la instalación y muchas otras cuyas fichas técnicas se encuentran en el ANEXO: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS y que se describirán a continuación.

El proyecto de “Ejecución de la Instalación solar fotovoltaica conectada a red”, la estación de inversión y transformación, centro de medida y protección y línea de evacuación para el acceso a red” que se puede ver en la Figura 2, consiste en el diseño de la instalación y explotación de una planta solar fotovoltaica de 3.000 kW en el término municipal de Aguasal (Valladolid), compuesta por un total de 8.424 módulos fotovoltaicos de 435 Wp cada uno, una estación de inversión de 3.593 kW limitada a 2.500 kW, lo que supone una potencia de 3.664,44 kWp en paneles y 3.000 kW/kVA en inversor y 162 mesas de 52 módulos cada una.



Figura 2: Planta fotovoltaica [Quinto Armónico realizado con Dron]



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



La energía eléctrica producida en la planta se elevará a un nivel de tensión de 13,2-20 kV en la propia Estación de Inversión y Transformación ubicada en la misma parcela que la planta fotovoltaica. Después, pasará por el Centro de Medida y Protección, en el que se alojan las celdas de protección y medida, y se evacuará la energía generada en la planta a través de una línea Subterránea de Media Tensión hasta el nuevo Centro de Seccionamiento que se construirá y cederá a la compañía distribuidora I-DE Redes Eléctricas Inteligentes, SAU en el término municipal de Olmedo y que es objeto de proyecto a parte.

Las instalaciones generadoras se realizan en la parcela objeto, pero la línea de evacuación ocupará el Camino del Álamo, perteneciente a dos Términos Municipales Olmedo y Aguasal, donde coincide con la Colada del Camino de Castrejón, discurriendo soterrada por un lateral del mismo donde se cruzará con la carretera CL-602. También será necesario cruzar un cauce hidráulico bifurcado denominado Arroyo Sangujero, lo que hará necesario realizar dos cruces.

Por lo tanto, habrá los siguientes afectados:

- a Ayto. de Olmedo, por trazado de Línea Subterránea de Media Tensión por el Camino Álamo (total 1.921,00 m).
- b Ayto. de Aguasal, por trazado de Línea Subterránea de Media Tensión por la colada del Camino de Castrejón (total 746,00 m) y construcción de planta solar fotovoltaica.
- c Junta de Castilla y León – Consejería de Medio Ambiente por la ocupación de la colada del Camino de Castrejón.
- d Junta de Castilla y León – Consejería de Fomento, por cruzamiento de línea de evacuación con la carretera CL-602.
- e Confederación Hidrográfica del Duero, por cruzamiento de línea de evacuación con el Arroyo Sangujero.

La planta solar a construir tiene una extensión de 11,63 ha y se ubica a 1,5 km al norte del municipio de Aguasal siendo la superficie a ocupar por el campo solar de 4.99 ha.

2.1. DESCRIPCIÓN Y JUSTIFICACIÓN DE LA INSTALACIÓN GENERADORA.

2.1.1.- PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS

Para el presente estudio se consideran módulos fotovoltaicos de silicio



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



monocristalino cuyas características se muestran en la Tabla 1. La ficha técnica proporcionada por el fabricante se incluye como documento anexo.

Propiedades eléctricas	LR4-72HPH-435N
Potencia máxima	435 W
Tensión Vmp	40,80 V
Corriente Imp	10,67 A
Tensión circuito abierto Voc	49,40 V
Corriente cortocircuito Isc	11,26 A
Eficiencia	19,60 %
Rango de temperaturas	-40°C ≈ +85°C
Máxima tensión del sistema	1.500 V
Resistencia al fuego	Clase C (IEC 61730)
Corriente de retorno máx.	20 A
Tolerancia	+/- 3%
Condiciones de los test	STC: Radiación 1.000 W/m ² espectro AM 1,5 y temperatura modular 25°C

Propiedades mecánicas	LR4-72HPH-435N
Tipo de célula	Monocristalina
Celdas	144 (6x24)
Dimensiones del módulo	1.052 x 2.115 x 35 mm
Peso	24,00 kg
Frente	3,2 mm de cristal templado y acero
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	IP68 - 3 diodos de bypass
Cableado	Cable de 0,3 m de 4 mm ² Cu
Conector	MC4

Rendimiento temperatura	LR4-72HPH-435N
Eficiencia Pmáx	- 0,370%/ °C
Eficiencia Voc	- 0,286%/ °C
Eficiencia Isc	+0,057%/ °C
Tª estándar cond. Normales	45°C±2°C

Tabla 1. Características módulos FV [Longi]

Los módulos seleccionados para ser instalados cumplirán los siguientes apartados:



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



- 1 Los módulos fotovoltaicos incorporarán el marcado CE, según Directiva 2016/95/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de diciembre de 2006, relativa a la aproximación de las legislaciones de los Estados miembros sobre el material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión.
- 2 Además, deberán cumplir la norma UNE-EN 61730, armonizada para la Directiva 2006/95/CE, sobre cualificación de la seguridad de módulos fotovoltaicos, y la norma UNE-EN 50380, sobre informaciones de las hojas de datos y de las placas de características para los módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, deberán satisfacer la norma UNE-EN 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.

Aquellos módulos que no puedan ser ensayados según estas normas citadas, deberán acreditar el cumplimiento de los requisitos mínimos establecidos en las mismas por otros medios, y con carácter previo a su inscripción definitiva en el registro de régimen especial dependiente del órgano competente.

Será necesario justificar la imposibilidad de ser ensayados, así como la acreditación del cumplimiento de dichos requisitos, lo que deberá ser comunicado por escrito a la Dirección General de Política Energética y Minas, quien resolverá sobre la conformidad o no de la justificación y acreditación presentadas.

- 1 El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- 2 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- 3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 3 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- 4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos, así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- 5 La estructura del generador se conectará a tierra.
- 6 Los módulos FV estarán garantizados por el fabricante durante un mínimo



de 10 años y contarán con una garantía de rendimiento durante 25 años.

2.1.2.- ESTRUCTURA SOPORTE

La estructura portante elegida, estará formada por perfiles metálicos de acero y aluminio. La estructura (Figura 3) alcanzará una altura máxima sobre la rasante de 3 metros.



Figura 3. Estructura soporte [Quinto Armónico]

Para el máximo aprovechamiento de la radiación solar y por tanto para la obtención del mayor rendimiento posible de la instalación, los módulos fotovoltaicos se montarán en estas estructuras mecánicas de acero fijas y orientadas al sur, con la inclinación que se calculará como la más óptima para maximizar la incidencia de la radiación solar a lo largo del año teniendo en cuenta la ubicación de la instalación.

Las estructuras soporte, a instalar, serán similares a las de la ficha técnica que se adjunta como anexo. Estas estructuras permiten una pendiente máxima del terreno en dirección Este-Oeste o viceversa de 15% e ilimitada en dirección Norte-Sur y sus bases serán postes que se hincarán en el terreno.

En general el terreno en que se ubicará el proyecto fotovoltaico no tiene una pendiente elevada, aun así, para que las mesas queden con una posición horizontal en el eje, se jugará con la altura de hincado de cada poste. Lo anterior permitirá que las mesas se puedan ajustar mejor al terreno absorbiendo así la diferencia entre las distintas pendientes.

En aquellas zonas puntuales en que se supere la pendiente máxima aceptada por el seguidor no es necesario realizar una nivelación de toda la superficie que ocupa el mismo, sino solo eliminar las zonas donde se supera la pendiente máxima, consiguiendo con el equilibrio del movimiento de tierras sin generar un exceso a vertedero.



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



La distribución de las mesas se proyecta de forma que la distancia entre las filas de seguidores permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la realización de viales de paso. El pitch con el que se ha diseñado el campo solar es de 12,5 metros mínimo (distancia entre puntos iguales de dos hileras consecutivas), siempre respetando los distintos retranqueos. Parece ser un pitch demasiado elevado, pero como se ve en la Figura 4 la sombra proyectada es considerable.



Figura 4. Sombras [Quinto Armónico realizado en el mes de enero 2021]

La estructura seleccionada cumplirá las siguientes especificaciones:

- 1 Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado. En todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado en el Código Técnico de la Edificación respecto a seguridad.
- 2 La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la edificación y demás normativa de aplicación. Siendo la mínima aceptada de 240 km/h de viento y nieve de 2 kN/m².
- 3 El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.
- 4 Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- 5 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la



estructura.

- 6 La tornillería será realizada en acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea g17,00 galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 7 Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 8 La estructura soporte será calculada según la normativa vigente para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- 9 El material será 100% reciclable.

2.1.3. CAJAS DE STRINGS

Las cajas de string se hacen para 10 series. Habrá 33 unidades. En una de ellas, sólo se conectarán 4 series (Figura 5).

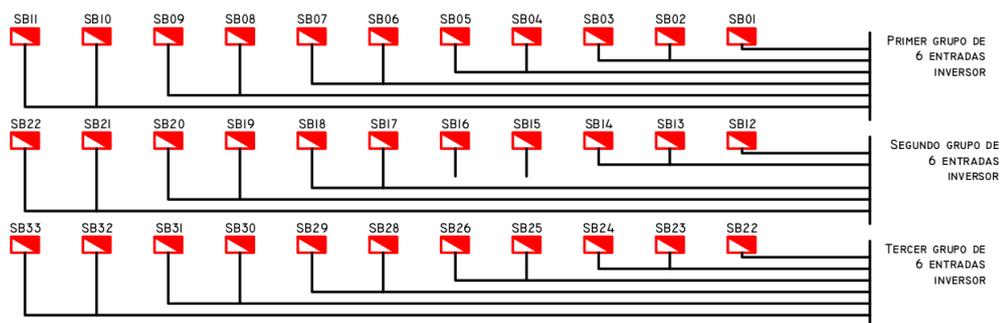


Figura 5. Esquema de jerarquía de string boxes [Quinto Armónico]

Se instalarán en envolventes plásticas (Figura 6) preparadas para operar en intemperie.



Figura 6. Envolvente plástica string box [Quinto Armónico]

Tendrán protecciones mediante porta-fusibles de 1.500 V de continua con



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



cartuchos de 15 A cada uno, protegiendo el polo positivo de la serie.

Mediante embarrados de pletina de cobre desnudo se acometerán al interruptor automático de corte omnipolar de 1.500V de continua y 160A. De este interruptor se tenderá una salida que irá al inversor central (Figura 7).

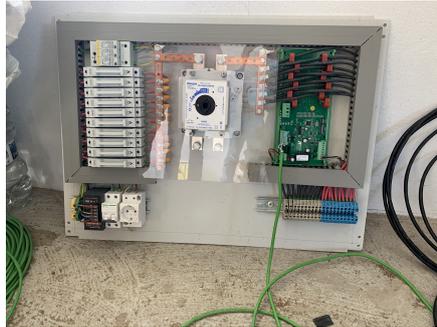


Figura 7. Interior string box [Quinto Armónico]

Además, estos cuadros de protecciones, contarán con un limitador de sobretensiones de 1.500Vdc tipo 2 y una tarjeta para la monitorización de las corrientes que fluyen por los polos negativos de las series. Estas tarjetas se alimentarán utilizando una fuente de alimentación externa.

Con el fin de proteger esta fuente se instalará un interruptor magnetotérmico monofásico de 230 V en alterna y 16A que, además protegerá un enchufe tipo schuko instalado en el propio cuadro.

Esta alimentación auxiliar en alterna se tenderá en una línea corrida desde el cuadro de servicios auxiliares de la caseta de control.

Las tarjetas de monitorización se comunicarán con el rack de la caseta de control mediante un bus RS485. Habrá tres buses, uno por cada vertical de cajas.

Las salidas de las cajas se harán con conductores de aluminio RV 0,6/1kV de 50 o de 240 mm². Las salidas de las cajas se agruparán de dos en dos. Desde la más lejana al centro de inversión se tenderá cable de 50 mm² que se unirá a la altura de la siguiente con la salida de esta y ya se tenderá todo el cableado en 240 mm².



2.1.4.- ESTACIONES DE INVERSIÓN Y TRANSFORMACIÓN

La estación de inversión (Figura 8) es la encargada de transformar la energía eléctrica generada por los módulos en corriente continua a corriente alterna.



Figura 8. Interior estación de inversión [Quinto Armónico]

La estación de inversión estará formada por un conjunto de inversores cuyas tensiones de salida habrá que elevar a niveles de media tensión, en este caso, 13,2kV mediante un transformador (Figura 9). Este transformador estará preparado para elevar la energía a 20kV cuando la empresa distribuidora cambie el voltaje de la red de distribución a la que se conecta la instalación.

El presente proyecto cuenta con una estación de inversión compuesta por inversores modelo SG3125HV-MV-20 del fabricante Sungrow.

El inversores-transformador se instalará como una única unidad (Figura 10).



Figura 9. Instalación estación inversión junto a transformador [Quinto Armónico]



Figura 10. Unión inversor-transformador [Quinto Armónico]



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



Por un lado, las características del conjunto de inversores son (Figura 11):

Type designation	SG3400HV-MV-20	SG3125HV-MV-20	SG2500HV-MV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage		1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs		1	
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
AC voltage range		10 – 35 kV	
Nominal grid frequency / Grid frequency range		50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz	
THD		< 3 % (at nominal power)	
DC current injection		< 0.5 % In	
Power factor at nominal power / Adjustable power factor		> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging	
Feed-in phases / Connection phases		3 / 3	
Efficiency			
Inverter Max. efficiency		99.0 %	
Inverter Euro. efficiency		98.7 %	
Transformer			
Transformer rated power	3437 kVA	3125 kVA	2500 kVA
Transformer max. power	3593 kVA	3593 kVA	2750 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.55 kV / 10 – 35 kV
Transformer vector		Dy11	
Transformer cooling type		ONAN (Oil Natural Air Natural)	
Oil type		Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request	
Protection and Function			
DC input protection		Load break switch + fuse	
Inverter output protection		Circuit breaker	
AC MV output protection		Circuit breaker	
Overvoltage protection		DC Type I + II / A C Type II	
Grid monitoring / Ground fault monitoring		Yes / Yes	
Insulation monitoring		Yes	
Overheat protection		Yes	
Q at night function		Optional	
General Data			
Dimensions (W*H*D)		6058 * 2896 * 2438 mm	
Weight	17T	17 T	18T
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP55)	IP54 (Inverter: IP55)	IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 5 kVA (Optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)		0 – 95 %	
Cooling method		Temperature controlled forced air cooling	
Max. operating altitude		1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Display		Touch screen	
Communication		Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber	
Compliance		CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727	
Grid support		Q at night function (optional), L / HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control	

Figura 11. Características Inversores [Sungrow]

Los inversores son los encargados de transformar la energía eléctrica generada por los módulos en corriente continua a corriente alterna. El conjunto de inversores tiene una potencia de salida nominal de 3.593 kVA a 25°C (limitados antes de la puesta en marcha a 2.500 kW) a 600Vac.



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



Acoplado a este inversor, el conjunto tiene acoplado un transformador de potencia que tendrá las siguientes características principales (Tabla 2).

Normativas principales de diseño y fabricación.	UNE-EN 60076, Reg. (UE) ° 548/2014, "ECOdiseño - ECODESIGN", Directiva 2009/125/CE.					
Potencia asignada a Tª ambiente de 40°C	3.000 kVA					
Fases	Trifásico					
Frecuencia	50 Hz					
Tensiones asignadas de alta tensión	13,2 y 20 kV					
Tensiones de regulación (desconectado) e intensidades de línea	En 13.200V			En 20.000V		
	%	V	A	%	V	A
	15,15%	15.200	113,95	10,00%	22.000	78,73
	11,36%	14.700	117,83	7,50%	21.500	80,56
	7,58%	14.200	121,98	5,00%	21.000	82,48
	3,79%	13.700	126,43	2,50%	20.500	84,49
	0,00%	13.200	131,22	0,00%	20.000	86,60
Tensiones asignadas en baja tensión en vacío	600 V					
Intensidad nominal de baja tensión	2.887 A					
Tensión más elevada para el material	24 kV en AT y 1,1 kV en BT					
Tensión soportada de corta duración	50 kV AT y 3 kV BT para 1 min a frecuencia industrial					
Tensión soportada a impulsos tipo rayo	125 kV en AT y 20 kV en BT					
Grupo de conexión	Dy11					
Impedancia, reactancia y resistencia de corto.	uZ(%) 6,00%		uR(%) 0,96%		uX(%) 5,92%	
Ratio X/R	X/R 6,16					
Tipo de refrigeración	ONAN (Oil Natural Air Natural)					

Tabla 2. Características transformador de potencia [Sungrow]

Con objeto de aumentar la protección de personas contra contactos directos, se dispondrá de un acerado perimetral de ancho mínimo 1 m.



A continuación, se muestra el esquema de conexiones de la estación de inversión (Figura 12).

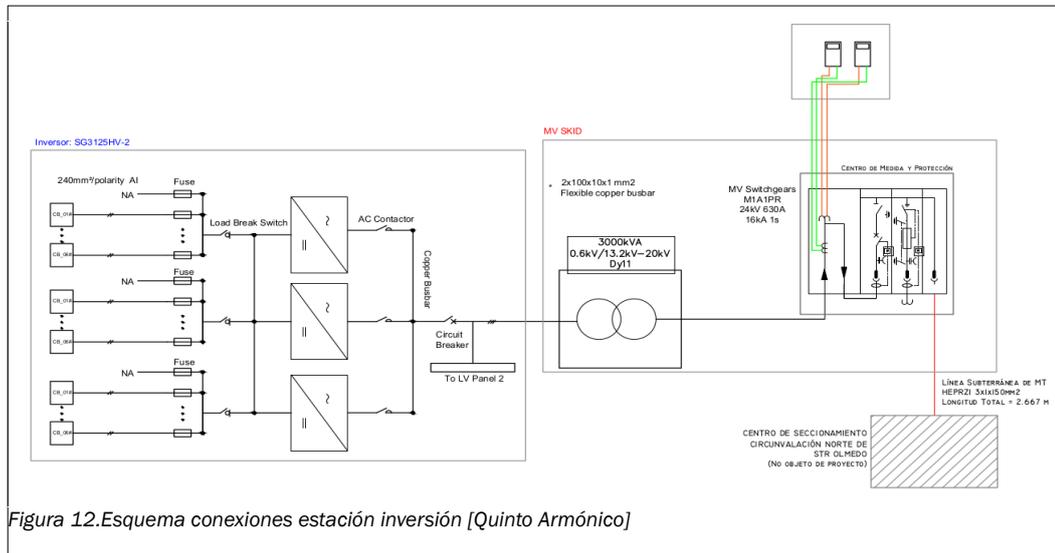


Figura 12. Esquema conexiones estación inversión [Quinto Armónico]

2.1.5.- PROTECCIONES Y CABLEADO

Las instalaciones fotovoltaicas deberán cumplir en todo momento el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, RD 842/2002 de 2 de agosto, este RD tiene por objeto establecer las condiciones técnicas y las garantías que deben reunir las instalaciones eléctricas de B.T., con la finalidad de:

- 1- Preservar la seguridad de las personas y los bienes.
- 2- Asegurar el normal funcionamiento de dichas instalaciones y prevenir las perturbaciones en otras instalaciones y servicios.
- 3- Contribuir a la fiabilidad técnica y a la eficiencia económica de las instalaciones.

Al tratarse de una instalación a la intemperie, se debe tener en cuenta la ITC-BT-30 en su apartado 2: Instalaciones en locales mojados, dado que en ella se indica que se consideran como locales mojados las instalaciones a la intemperie, con lo que resulta preceptivo tener en cuenta las indicaciones de la citada ITC.

En el resto de las instrucciones complementarias del REBT también se encuentran otros apartados que resultan de aplicación para la instalación proyectada, se citan a continuación las ITC más significativas que definen las



medidas de seguridad que se cumplirán:

- 1 ITC-BT-08 Sistemas de conexiones del neutro y de las redes de distribución de energía eléctrica.
- 2 ITC-BT-18 Instalaciones de puesta a tierra.
- 3 ITC-BT-22 Protección contra sobreintensidades.
- 4 ITC-BT-23 Protección contra sobretensiones.
- 5 ITC-BT-24 Protección contra los contactos directos e indirectos.

Para la determinación de las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de defecto (contactos indirectos) y contra sobreintensidades, así como de las especificaciones de la apareamiento encargada de tales funciones, será preciso tener en cuenta el esquema de distribución empleado. Los esquemas de distribución se establecen en función de las conexiones a tierra de la red de evacuación y de las masas de la instalación generadora.

2.1.6.- CABLEADO

Cableado de Corriente Continua: Entre series y String boxes

Los conductores de interconexión entre las series de los módulos FV y las entradas de las String boxes, serán de sección no inferior a 6 mm² de cobre unipolares con un aislamiento en XLPE 0,6/1kV y con cubierta de PVC flexible con designación PV1-F 0,6/1 kV AC 0,9/1,8 kV DC.

La sección de éstos será de 6 mm² atendiendo a criterios de cálculo por caída de tensión máximas en las líneas. La interconexión en serie de los módulos se realizará con conductores de conexión rápida Multicontacto de una sección de 6 mm². Este conductor está especialmente diseñado para instalaciones, tipo PV1-f hasta 120°.

Estos conductores de los cables están constituidos por cobre electrolítico recocido, formación clase 5 según UNE 21022/IEC 228, con una cubierta especial que permite que los conductores resistan temperaturas de hasta 120°C.



Cableado de Corriente Continua: Entre String boxes y Estación de Inversión y Transformación

Los conductores de interconexión entre las String boxes y los inversores, serán de cobre unipolares con un aislamiento en RV 0,6/1kV y con cubierta de PVC flexible.

La sección de éstos será de 50 y 240 mm² atendiendo a criterios de cálculo por caída de tensión máximas en las líneas. Este conductor está especialmente diseñado para instalaciones, tipo PV1-f hasta 120°C.

Estos conductores de los cables están constituidos por cobre electrolítico recocido, formación clase 5 según UNE 21022/IEC 228, con una cubierta especial que permite que los conductores resistan temperaturas de hasta 120°C.

Cableado de Corriente Alterna: Entre inversores y transformador de la Estación de Inversión

La conexión de la salida de los inversores de la estación de inversión al transformador elevador de tensión y al transformador de servicios auxiliares, se realizará con puentes de embarrados de cobre diseñados por el fabricante.

En caso de realizarse utilizando cableados, estos serán del tipo XZ1 o similar, con una sección que dependerá de los inversores instalados.

Los conductores tendrán las siguientes características:

- 1 Denominación Técnica: XZ1 0,6/1 kV
- 2 Normas de Aplicación: UNE 21123-2, UNE-EN 60332-1 e IEC 60332-1.
- 3 Conductor no propagador de la llama.
- 4 Conductor de Cobre, rígido clase 1
- 5 Aislamiento de polietileno reticulado XLPE
- 6 Cubierta exterior de PVC.
- 7 Temperatura máxima 90° C

Todos los conductores serán unipolares y, su sección estará diseñada para que no se produzcan caídas de tensión superiores al 1,5% en la parte de corriente continua ni del 2% en la de alterna. Las redes subterráneas para distribución según el RBT deben realizarse siguiendo las indicaciones de la



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



ITC-BT 07 cuyo contenido está basado en la UNE 20435, norma que ha sido anulada y sustituida por la UNE 211435 (diciembre 2007). Nos encontramos por tanto ante la situación de un contenido reglamentario que está anulado por la aparición de una nueva norma. Así las tablas de carga máxima admisible y sus coeficientes de corrección serán Tabla 3, 4, 5, 6, 7, 8:

INTENSIDAD ADMISIBLE (EN AMPERIOS), PARA CABLES SOTERRADOS EN TUBULAR SOTERRADA O AL AIRE PROTEGIDOS DEL SOL, CON CONDUCTOR DE ALUMINIO O COBRE (TENSIÓN ASIGNADA 0,6/1 kV)			
Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm ²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire protegido del sol
Conductor de aluminio			
16	74	62	66
25	95	82	88
35	110	98	100
50	135	115	125
70	165	140	160
95	200	175	200
120	225	200	235
150	260	230	290
185	295	260	335
240	340	305	390
300	385	350	455
400	445	405	540

Tabla 3. Intensidad admisible conductor aluminio soterrado en tubo o al aire protegido del sol [UNE 211435]



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



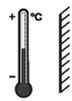
INTENSIDAD ADMISIBLE (EN AMPERIOS), PARA CABLES SOTERRADOS EN TUBULAR SOTERRADA O AL AIRE PROTEGIDOS DEL SOL, CON CONDUCTOR DE ALUMINIO O COBRE (TENSIÓN ASIGNADA 0,6/1 kV)			
Intensidad máxima admisible en A Aislamiento de XLPE. Conductor de Cu o de Al Cables en triángulo en contacto			
Sección mm ²	Directamente soterrados	En tubular soterrada	Al aire protegido del sol
Conductor de cobre			
16	100	82	88
25	125	105	115
35	150	130	145
50	185	155	185
70	225	185	235
95	260	225	285
120	300	260	335
150	340	300	390
185	380	335	445
240	445	400	540
300	500	455	610
400	590	530	720

Temperatura del terreno: 25 °C
 Temperatura del aire: 40 °C
 Resistividad térmica terreno: 1,5 K-m/W
 Profundidad soterramiento: 700 mm

Tabla 4. Intensidad admisible conductor cobre soterrado en tubo o al aire protegido del sol [UNE 211435]

Los factores de corrección para distintas temperaturas están en la Tabla 5 (tabla A.6 UNE 211435)

Temperatura máxima del conductor °C	Temperatura del aire ambiente en cables en galerías, °C									
	20	25	30	35	40	45	50	55	60	
90*	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	
105	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	



Temperatura máxima del conductor °C	Temperatura del terreno en cables soterrados, °C									
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	
90*	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	
105	1,09	1,06	1,03	1,00	0,97	0,94	0,90	0,87	0,83	



* Los cables para redes subterráneas de distribución (Retenax Flam, Retenax Flex, Retenax Flam armados y Al Voltalene Flamex) soportan un máximo de 90°C en el conductor en régimen permanente.
 Cuando la resistividad térmica del terreno sea distinta de 1,5 K-m/W y la instalación sea entubada debemos tener en cuenta los siguientes factores:

Tabla 5. Factores corrección distintas temperaturas [UNE 211435]



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica



Los factores de corrección para resistividad térmica del terreno distinta de 1,5 K·m/W en cables soterrados están en la Tabla 6 (tabla A.7 UNE 211435)

Cables instalados en tubos soterrados. Un circuito por tubo							
Sección del conductor mm ²	Resistividad del terreno						
	0,8 K·m/W	0,9 K·m/W	1 K·m/W	1,5 K·m/W	2 K·m/W	2,5 K·m/W	3 K·m/W
25	1,12	1,10	1,08	1,00	0,93	0,88	0,83
35	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,88	0,83
50	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,83
70	1,13	1,11	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
95	1,14	1,12	1,09	1,00	0,93	0,87	0,82
120	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
150	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
185	1,14	1,12	1,10	1,00	0,93	0,87	0,82
240	1,15	1,12	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
300	1,15	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81
400	1,16	1,13	1,10	1,00	0,92	0,86	0,81



Si los cables van directamente enterrados tenemos:

Cables directamente soterrados en triángulo en contacto							
Sección del conductor mm ²	Resistividad del terreno						
	0,8 K·m/W	0,9 K·m/W	1 K·m/W	1,5 K·m/W	2 K·m/W	2,5 K·m/W	3 K·m/W
25	1,25	1,20	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
35	1,25	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,75
50	1,26	1,21	1,16	1,00	0,89	0,81	0,74
70	1,27	1,22	1,17	1,00	0,89	0,81	0,74
95	1,28	1,22	1,18	1,00	0,89	0,80	0,74
120	1,28	1,22	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
150	1,28	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
185	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,74
240	1,29	1,23	1,18	1,00	0,88	0,80	0,73
300	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,80	0,73
400	1,30	1,24	1,19	1,00	0,88	0,79	0,73



Tabla 6. Factores corrección para resistividad térmica terreno distinto de 1.5 K·m/W [UNE 211435]

Los factores de corrección para distintas profundidades de soterramiento están en la Tabla 7 (tabla A.9 UNE 211435)

Cables de 0,6/1 kV		
Profundidad, m	Soterrados	En tubular
0,50	1,04	1,03
0,60	1,02	1,01
0,70	1,00	1,00
0,80	0,99	0,99
1,00	0,97	0,97
1,25	0,95	0,96
1,50	0,93	0,95
1,75	0,92	0,94
2,00	0,91	0,93
2,50	0,89	0,91
3,00	0,88	0,90



Coefficientes de corrección por agrupamiento para instalaciones enterradas:

Tabla 7. Factores corrección para resistividad térmica distinta de 1.5 K·m/W [UNE 211435]



Los factores de corrección para agrupamiento de cables de 0,6 / 1 kV para cables soterrados están en la Tabla 8 (tabla A.9.2 UNE 211435)

Circuitos de cables unipolares en triángulo en contacto Grupos dispuestos en un plano horizontal					
Circuitos agrupados	Cables directamente soterrados - Distancias entre grupos en mm				
	Contacto	200	400	600	800
2	0,82	0,88	0,92	0,94	0,96
3	0,71	0,79	0,84	0,88	0,91
4	0,64	0,74	0,81	0,85	0,89
5	0,59	0,70	0,78	0,83	0,87
6	0,56	0,67	0,76	0,82	0,86
7	0,53	0,65	0,74	0,80	0,85
8	0,51	0,63	0,73	0,80	-
9	0,49	0,62	0,72	0,79	-
10	0,48	0,61	0,71	-	-



Tabla 8. Factores corrección agrupamiento cables soterrados [UNE 211435]

2.1.7.- ZANJAS Y ENTUBADOS

El tramo de red subterránea discurrirá por el interior de las parcelas objeto y propiedad del titular y promotor. Los cables se colocarán entubados bajo tubo de polietileno de 63 o 160mm de diámetro de doble capa según corresponda.

Se instalará un tubo de polietileno de 63 mm de diámetro para unir y poder tender los cables de las series entre los seguidores y las Stringboxes. Por otro lado, los tubos de 160mm se usarán para realizar la unión entre las String boxes y la Estación de Inversión y Transformación (Figura 13).



Figura 13. Tendido tuberías [Quinto Armónico]

Se colocarán arquetas en los extremos de los cambios de dirección que, coincidirán en las proximidades de las String boxes.

Los tubos se instalarán en cama de arena y se cubrirán también con arena para su protección. Sobre esta capa de arena se instalará una banda de protección y señalización con placas de material plástico (Figura 14), sobre la cual se procederá a realizar el relleno del resto de la excavación con material



seleccionado de la propia excavación, quitando los escombros y piedras compactándolo por tongadas.



Figura 14. Placas señalización conductores eléctricos [Quinto Armónico]

La anchura de la zanja vendrá dada por los servicios que deban disponerse en la misma.

2.1.8.- PUESTA A TIERRA

Las puestas a tierra tienen por objeto principal el limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentarse en un momento dado en las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone la avería del material utilizado.

Se tendrán en cuenta las prescripciones técnicas de la norma NSE-2-14, dimensionamiento de equipos de puesta a tierra.

Se conectarán a tierra todos elementos metálicos que estén en contacto con las instalaciones eléctricas.

Los circuitos de puesta a tierra formarán una línea eléctrica continua, en la que no podrán incluirse en serie ni masas, ni elementos no metálicos. Se prohíbe intercalar seccionadores, fusibles o interruptores en los circuitos de tierra.



El sistema de puesta a tierra constará de las siguientes partes:

- 1- Conductor de tierra
- 2- Electrodo

Los electrodos estarán constituidos por pica de acero cobreado de 14 mm. De diámetro mínimo y 2 m de longitud. Se han considerado la instalación de un electrodo por cada seguidor solar y otro por cada inversor, de modo que se instalen 53 de ellos distribuidos por el campo solar.

Con el fin de establecer una protección contra contactos indirectos, la instalación cuenta con un sistema de puesta a tierra según lo establecido en la ITC-BT 19 e ITC-BT 24.

2.1.9.- INSTALACIONES AUXILIARES

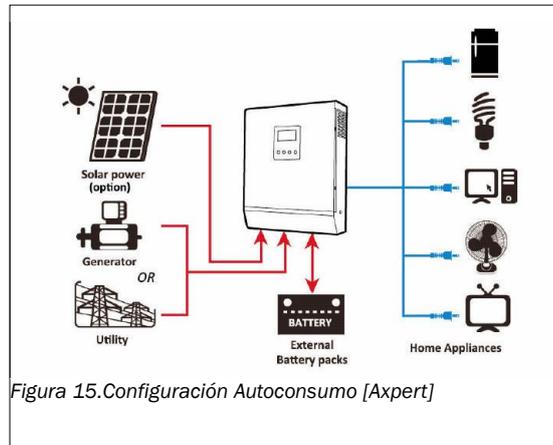
La instalación fotovoltaica necesitará una serie de instalaciones auxiliares para el funcionamiento de la misma. Entre estas instalaciones se contemplan:

- 1 Autoconsumo fotovoltaico
- 2 Instalación de seguridad y vigilancia
- 3 Instalación de comunicaciones para string boxes, medida y estaciones de inversión
- 4 Barreras y plantaciones vegetales

2.1.9.1- AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO

Para garantizar la alimentación continua de los servicios auxiliares de la instalación se construirá un autoconsumo fotovoltaico sobre la caseta de control asociada al centro de inversión consiguiendo un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) para todos los servicios auxiliares.

El sistema impedirá la inyección a la red de distribución de la energía generada y almacenada y para ello se utilizará un inversor híbrido con la siguiente configuración (Figura 15).



Los principales equipos que componen el sistema de autoconsumo sin inyección a red para los servicios auxiliares son:

- 1.- 10 módulos Sharp de 330Wp ND-AR-330H en una única serie como se ve en la Figura 16.
- 2.- Inversor híbrido 5,2 kW Axpert VMIII que se ve en la Figura 17.
- 3.- 2 baterías recargables Li-Ion US2000B 48V con capacidad 2,4kWh 50Ah y 53,5V de carga que se ve en la Figura 18.



Figura 16. Módulos autoconsumo [Quinto Armónico]



Figura 17. Inversor Híbrido autoconsumo [Quinto Armónico]



Figura 18. Baterías instalación rack autoconsumo [Quinto Armónico]



Las principales características de los módulos se muestran en la Figura 19.

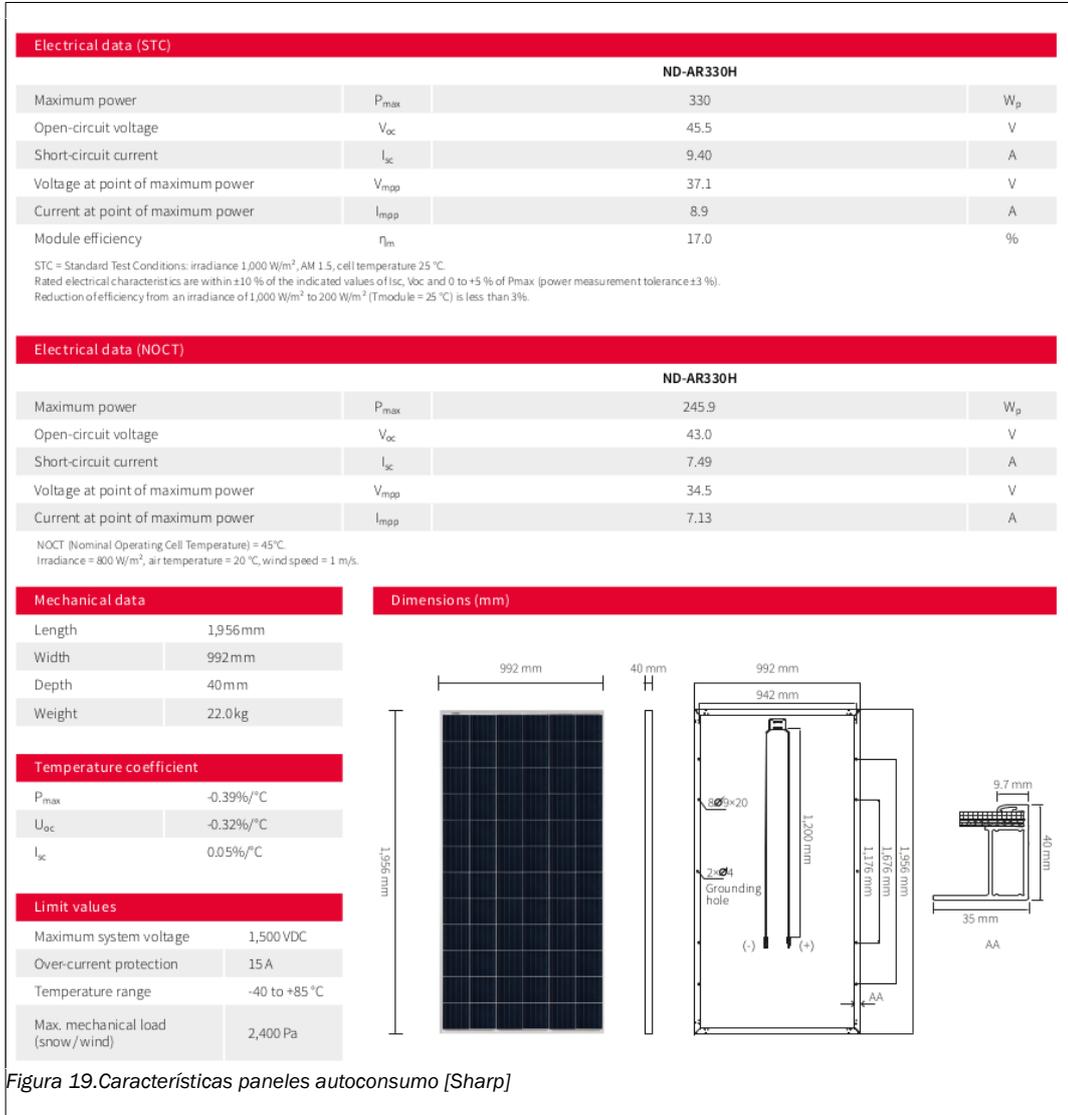


Figura 19. Características paneles autoconsumo [Sharp]



Las principales características del inversor se muestran en la Figura 20.

Axpert VM III Off-Grid Inverter Selection Guide			
MODEL	Axpert VM III-1500-24	Axpert VM III-3000-24	Axpert VM III 5000-48
Rated Power	1500VA/1500W	3000VA/3000W	5000VA/5000W
INPUT			
Voltage	230 VAC		
Selectable Voltage Range	170-280 VAC (For Personal Computers) 90-280 VAC (For Home Appliances)		
Frequency Range	50 Hz/60 Hz (Auto sensing)		
OUTPUT			
AC Voltage Regulation (Bat. Mode)	230VAC ± 5%		
Surge Power	3000VA	6000VA	10000VA
Efficiency (Peak)	90% ~ 93%		
Transfer Time	10 ms (For Personal Computers) 20 ms (For Home Appliances)		
Waveform	Pure sine wave		
BATTERY			
Battery Voltage	24 VDC		48 VDC
Floating Charge Voltage	27 VDC		54 VDC
Overcharge Protection	33 VDC		63 VDC
SOLAR CHARGER & AC CHARGER			
Solar Charger type	MPPT		
Maximum PV Array Power	2000W	4000W	5000W
MPP Range @ Operating Voltage	120 ~ 380 VDC	120 ~ 450 VDC	
Maximum PV Array Open Circuit Voltage	400 VDC	500 VDC	
Maximum Solar Charge Current	60A	80A	
Maximum AC Charge Current	40A	60A	
Maximum Charge Current	60A	80A	
PHYSICAL			
Dimension, D x W x H (mm)	100 x 280 x 390	115 x 300 x 400	
Net Weight (kgs)	8.5	9	10
Communication Interface	USB/RS232/RS485/Bluetooth/Dry-contact		
OPERATING ENVIRONMENT			
Humidity	5% to 95% Relative Humidity (Non-condensing)		
Operating Temperature	-10°C to 50°C		
Storage Temperature	-15°C to 60°C		
Product specifications are subject to change without further notice.			

Figura 20. Características inversor autoconsumo [Axpert]



Las principales características de las baterías se muestran en la Figura 21.



Basic Parameters	US2000
Nominal Voltage (V)	48
Nominal Capacity (Wh)	2400
Usable Capacity (Wh)	2200
Dimension (mm)	442*410*89
Weight (Kg)	24
Discharge Voltage (V)	45 ~ 53.5
Charge Voltage (V)	52.5 ~ 53.5
Charge / Discharge Current (A)	25(Recommend)
	50 (Max)
	100 (Peak@15s)
Communication Port	RS485, CAN
Single string quantity(pcs)	8
Working Temperature/°C	0~50
Shelf Temperature/°C	-20~60
Humidity	5%~85%
Altitude (m)	<2000
Design life	15 ⁺ Years (25°C/77°F)
Cycle Life	>6000, 25 C
Authentication Level	UL/IEC62619/CE /UN38.3

Figura 21. Características baterías autoconsumo [Pylontech]

2.1.9.2-INSTALACIONES DE SEGURIDAD Y VIGILANCIA

Tanto por la importancia de los bienes de que constará la planta, como por la seguridad de las personas, es necesario implantar un sistema de seguridad en la instalación.

Se desarrollará un proyecto específico de seguridad para proteger la instalación de la planta. Principalmente, el sistema de seguridad consistirá en una protección perimetral a lo largo de toda la valla de cerramiento, y de protección volumétrica en el interior de la caseta del transformador y cuadro de baja tensión.

El sistema de seguridad estará conectado a una Central Receptora de Alarma 24 horas 365 días, con el fin de poder atender cualquier incidente por



intrusión, vandalismo o sabotaje. Dispondrá de alimentación de emergencia para poder funcionar al menos 72 horas en caso de fallo del suministro eléctrico.

El sistema de seguridad deberá ser instalado y mantenido por una empresa homologada de seguridad.

Como complemento al cerramiento perimetral se plantea la videovigilancia del perímetro exterior con cámaras tipo domo con zoom antivandálicas para exterior, instaladas en columnas. Las cámaras estarán apoyadas por iluminación infrarroja como vemos en la Figura 22.



Figura 22. Videovigilancia
[Quinto Armónico]

Las cámaras serán tipo IP POE, por lo que la alimentación irá por el propio cable de comunicaciones. Se instalará un cable de fibra óptica monomodo de 12 fibras. El cableado discurrirá por una zanja perimetral.

En la sala de control, se instalará un rack de CCTV, que albergue el grabador de una capacidad de almacenaje mínima de 30 días en full HD. El sistema de gestión CCTV se basará en una plataforma web, con acceso de manera remota.

2.1.9.3-INSTALACIONES DE COMUNICACIONES

En paralelo a los conductores de fuerza para la generación y alimentación de equipos, se tenderán tubos específicos para canalizar las comunicaciones entre equipos.



Capítulo 2: Descripción de la Planta Fotovoltaica

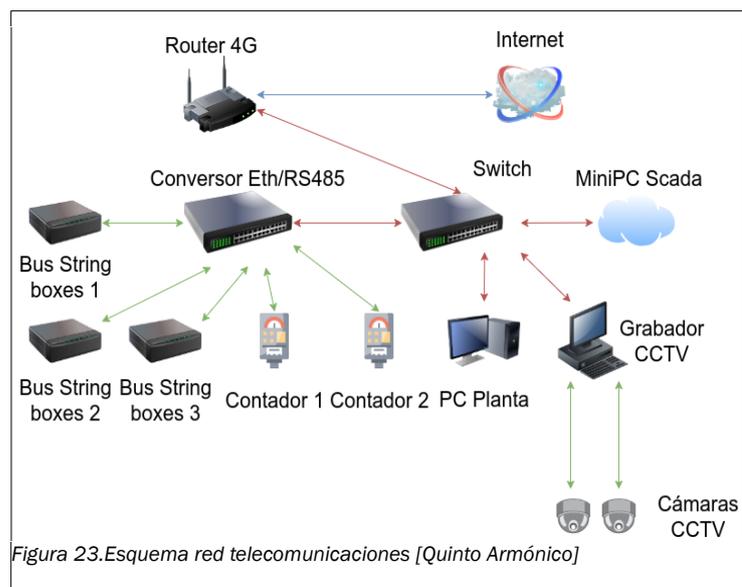


Se tenderán varias redes de conductores RS485 Modbus para los inversores, para los contadores, para las string boxes, para las estaciones meteorológicas, etc. El cableado se realizará de una sola tirada entre equipos, estando terminantemente prohibidos los puntos de transición, empalmes o inserción de dispositivos.

Las tomas de telecomunicaciones se realizarán mediante conectores hembra o macho RJ45 con 8 contactos, o bien mediante conexión de los cables a los borneros, pero siempre utilizando terminales o punteras.

La categoría de los cables será como mínimo Categoría 6, de cuatro pares con pantalla. Los cables de cuatro pares tendrán cubiertas libres de halógenos y de baja emisión de humos.

La red tendrá el siguiente esquema resumido como vemos en la Figura 23:





2.1.9.4- BARRERAS Y PLANTACIONES VEGETALES

El informe medioambiental de Diputación de Valladolid, tanto en su primera como en su segunda versión, recomienda la realización de barreras vegetales alrededor de la instalación. Así mismo el informe del Servicio Territorial de Medio Ambiente de la Junta de Castilla y León en Valladolid relativo a las afecciones al Medio Natural con número de expediente VA-G-19829-INF también lo recomienda.

Es por esto que se realizará, en la medida de lo posible, esta barrera vegetal, tal y como se recomienda, plantando, en la parte interior del vallado, salvo en las zonas que no sea posible por seguridad o por operatividad, especies como taray (*Tamarix gallica*), espino albar (*Crataegus monogyna*), endrino (*Prunus spinosa*). Se prestará atención al cumplimiento del Condicionado 15 del Informe del Servicio Territorial de Medio Ambiente que indica que se atenderá a todas las medidas preventivas y prohibiciones incluidas en la Orden anual en la que se establecen normas sobre el uso del fuego y se fijan medidas preventivas para la lucha contra los incendios forestales, entre las que cabe citar también la siguiente: [...] Las instalaciones aisladas, [...], las instalaciones de carácter industrial, ubicadas en el ámbito de la mencionada Orden, deberán estar dotadas de una franja perimetral de seguridad de 25m de anchura mínima, libre de residuos y vegetación seca y con la masa arbórea y arbustiva aclarada.

2.1.10- OBRA CIVIL

La obra civil comprende varios aspectos entre los que destacan:

- 1.- Compactación para mejora de la resistencia y nivelación del terreno para el montaje de las estructuras
- 2.- Zanjas para las canalizaciones
- 3.- Solera de hormigón para centros y casetas
- 4.- Caseta de control
- 5.- Cerramiento perimetral
- 6.- Sistema de videovigilancia.

La instalación requiere de otras actuaciones pero que son existentes y que, por tanto, no se ejecutarán y se aprovecharán los caminos de acceso a las parcelas.



2.1.10.1.- ADECUACIÓN DEL TERRENO

Aunque tras una revisión visual se considera que la finca es apta para la construcción sin una adecuación previa. No obstante, se describen las actuaciones que, de no considerarse apto, tras el replanteo, habría que desarrollar.

Se llevará a cabo el despeje y desbroce del terreno para el comienzo de la instalación ya que las mismas se encuentra integradas dentro de la explotación agraria o forman parte de una instalación solar fotovoltaica existente.

En caso de que se encuentren necesidades al inicio de la obra estas tareas consistirán en extraer y retirar de la zona de excavación todos los árboles, tocones, plantas, maleza, broza, escombros, basura o cualquier otro material indeseable, así como su transporte a vertedero autorizado.

Su ejecución incluiría las operaciones siguientes: remoción de los materiales objeto de desbroce y retirada y transporte a vertedero autorizado.

Las operaciones de despeje y desbroce se efectuarán con las precauciones necesarias para lograr unas condiciones de seguridad suficientes y evitar daños en el entorno y las construcciones existentes.

El desbroce se ejecutará con medios mecánicos mediante motoniveladora, tractor con orugas (con bulldozer y ripper) y pala cargadora con ruedas. Para el transporte de material a vertedero autorizado se usará camión con caja basculante.

El terreno ocupado por el campo solar tiene unas pendientes máximas en sentido este-oeste del 5%, por lo que no será necesario llevar a cabo movimiento de tierras para poder instalar las estructuras.

En aquellas zonas puntuales en que se supere la pendiente máxima aceptada por la estructura por oquedades puntuales, no será necesario realizar una nivelación de toda la superficie que ocupa el mismo, sino solo eliminar las zonas donde se supera la pendiente máxima con esto se equilibra el movimiento de tierras sin generar un exceso a vertedero.



La distribución de los seguidores se proyecta de forma que la distancia entre las filas de seguidores nos permita maximizar la radiación solar, evitando sombras y permitiendo la realización de viales de paso.

2.1.10.2.- CAMINOS Y VIALES INTERNOS

Dentro de la planta fotovoltaica se diseñarán una serie de caminos cuya función es la de dar acceso hasta los seguidores, inversores y centro de transformación.

Los caminos perimetrales se diseñarán con un ancho de 4m, de manera se permita la circulación en dos sentidos. Se intentará priorizar los caminos perimetrales.

Tras la inspección visual de la finca se considera que con una compactación mecánica del terreno será válido para el tránsito de vehículos, por lo que no se prevé la realización de ninguna acción a mayores.

En caso de que fuera necesaria realizar la construcción de algún vial el acabado firme de los caminos interiores consistirá en una capa de zahorra de 20cm y una mejora de 20 cm de suelo seleccionado. El espesor definitivo y la posible mejora de suelo a realizar bajo esta capa de pavimento deberá ser confirmado por el estudio geotécnico.

2.1.10.3- ACCESOS

El acceso a la planta fotovoltaica se llevará a cabo por carreteras y caminos existentes. Estos caminos se encuentran en buen estado, por lo que no será necesario actuar sobre los mismos para su mejora.

2.1.10.4- DRENAJES

En ningún momento se modificará los drenajes naturales de la parcela. En caso de que se encontraran problemas de inundaciones incompatibles con la instalación a ejecutar, con el fin de solucionar la evacuación de las aguas pluviales del interior de la implantación de la planta se diseñaría una red de drenaje interior.



Esta red consistirá en el diseño de cunetas junto a los caminos de manera que desagüen hacia el punto de vertido más próximo cada cierto tiempo, evitando que de esta forma se sobredimensionen estas cunetas.

Las cunetas serán revestidas en su mayoría, adoptándose un revestimiento mínimo de hormigón cuando la pendiente de las mismas sea muy pronunciada (>3%) o cuando sea inferior al 0.5%, se empleará una zona de encachado de vertido en los puntos de entrega a los cursos de agua existentes.

Los cruces de las cunetas con los caminos se ejecutarán con pequeños vados de poca pendiente que recogerán el agua de las cunetas. Se proyectan “playas de grava” a ambos lados de los vados, así como en aquellas zonas en las que la recogida de agua pudiera producir una acumulación excesiva de la misma, provocando la erosión del terreno.

2.1.10.5.- CERRAMIENTO

La superficie utilizada para la instalación de los módulos fotovoltaicos y caseta de transformadores quedará vallada en todo su perímetro; además, siempre que sea posible, la valla quedará separada de los elementos de la planta por una distancia mínima de tres metros (3 m) para permitir el paso de un vehículo y realizar labores de mantenimiento.

El cerramiento perimetral del complejo se realizará mediante malla anudada de geometría progresiva fabricada a partir de alambre galvanizado reforzado, según la norma UNE-EN 10244-2 del tipo cinegético, permitiendo el paso de pequeños mamíferos por el inferior del vallado.

El vallado será del tipo cinegético de 200/20/15 (2 metros de altura y un recuadro de 20 cm de ancho x 15 de alto en su zona inferior). Los postes serán de madera directamente hincados, sin cimentación alguna.

El cerramiento de malla estará tendido entre postes, que están unidos entre sí por tres alambres horizontales que sostienen la malla las cuales se pueden ver en la Figura 24. Estos postes están separados unos 3 m entre sí, y están anclados al suelo mediante su hincado directo. Cada cierto número de postes, se sitúa un centro tensor, con elementos inclinados y anclados, que da



estabilidad al conjunto y mantiene la malla tensada, y en los ángulos y extremos, también hay elementos inclinados y unidos a los postes que dan estabilidad a esta zona de concentración de esfuerzos.



Figura 24. Cerramiento de malla [Quinto Armónico]

Además, cada 50 metros de valla (medido longitudinalmente) se harán cortes en la malla, en su zona inferior para crear aperturas libres de, al menos $30 \times 30 \text{ cm}^2$ para que sirvan de gateras a ras de suelo.

La puerta de acceso dejará una franja libre a ras de suelo de, al menos 20 cm, por lo que servirá de gatera, también.



3. ELABORACIÓN Y PRESENTACIÓN DE PROPUESTAS

En el siguiente capítulo se desarrollarán y se explicarán diferentes alternativas de almacenamiento que existen en la actualidad y que pueden servir como apoyo y respaldo de las energías renovables con el fin de conseguir los objetivos propuestos de cero emisiones y la reducción de utilizar combustibles fósiles.

Finalmente en este capítulo también se justificará la tecnología elegida para el desarrollo del trabajo fin de grado.

3.1 CONTEXTO.

Para garantizar el suministro con fuentes de energía renovables como puede ser la solar, eólica, hidráulica es necesario incorporar sistemas de almacenamiento, los cuales respalden a estas en momentos donde la producción no sea suficiente para abastecer la demanda o en momentos donde no se pueda producir con este tipo de fuentes, por ejemplo, por las noches en la solar, cuando no haya viento o suficiente caudal en la eólica o hidráulica respectivamente.

Aunque se sabe que las fuentes de energías renovables como la fotovoltaica o la eólica son irregulares, dicha irregularidad es predecible, lo que permite saber en qué momentos del día siguiente no va a haber suficiente producción para abastecer la demanda eléctrica.

Lo que se hace es dejar parados estos suministros renovables y abastecer con otras fuentes, siendo la gran mayoría altamente contaminantes como son las centrales de gas de ciclo combinado, centrales de carbón...etc, por ello lo que se busca en este punto son alternativas de almacenamiento para no depender de ellas.

Uno de los objetivos primordiales en la consecución de la implementación de este almacenamiento en las energías renovables es el de la transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado. Esta idea se ve fundamentada en los objetivos que se ha impuesto la Comunidad Europea en materia de clima y energía hasta el año 2030 siendo los más importantes los mostrados a continuación:

- a) Reducir al menos un 55% las emisiones de gases de efecto



Capítulo 3: Elaboración y Presentación de Propuestas



- invernadero con respecto al año 1990.
- b) Tener al menos un 32% de cuota de energías renovables.
- c) Tener al menos un 32.5% de mejora de la eficiencia energética.

En la Figura 25, se puede observar la previsión de gases de efecto invernadero que tendrá la Unión Europea y los objetivos a cumplir en los próximos años:

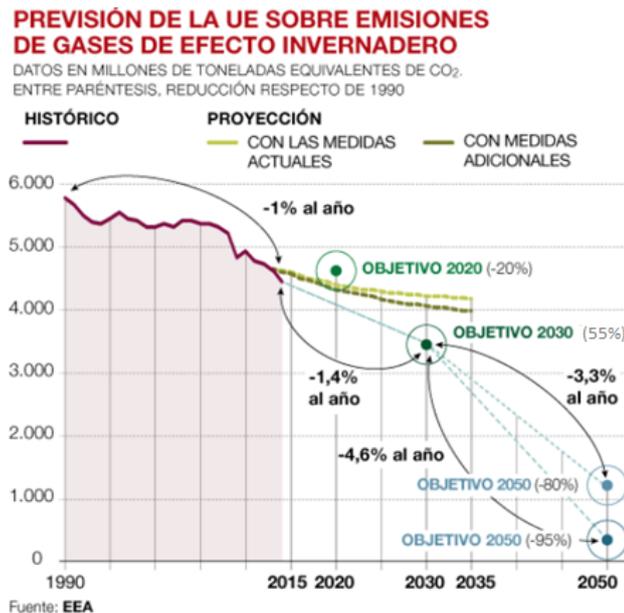


Figura 25. Previsión Gases Efecto Invernadero UE [Agencia Europea de Medio Ambiente]

En la Figura 26, se puede observar la previsión de la producción de energía eléctrica, clasificada según su origen, hasta 2050 según la sociedad de clasificación DNV-GI:

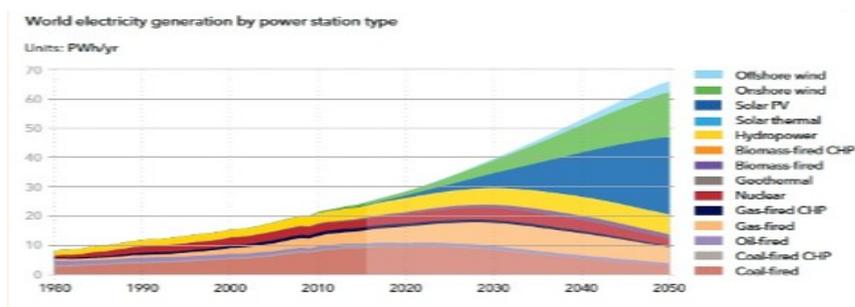


Figura 26. Evolución Producción Energía Eléctrica Global y su Origen [DNV-GI Outlook 2018]



Como conclusión se puede decir que la producción eléctrica pasará de 25PWh en 2015 a 65PWh en 2050 siendo un aumento más que significativo. Tomando como referencia en la Figura 2 los combustibles fósiles, se ve que producen el 70% de la electricidad en 2015 y pasan al 15% en 2050, aumentando la producción con energías renovables, reduciendo así los gases de efecto invernadero y dando un paso de gigante hacia la descarbonización del sector eléctrico mundial.

3.2 PROPUESTAS DE ALMACENAMIENTO

Al pensar en medios de almacenamiento de electricidad, lo primero que nos viene a la mente son las pilas o baterías. Desde su invención en 1800 por Alessandro Volta, este medio de almacenamiento de energía se ha vuelto muy conocido por todos y muy utilizado en infinidad de aplicaciones como forma de alimentar dispositivos que no se conectan a la red eléctrica.

Los sistemas de almacenamiento a gran escala se han manifestado como la mejor solución para garantizar un suministro eléctrico fiable, además de servir como integrador de las fuentes de energía renovable en la producción de electricidad, reduciendo así el consumo de combustibles fósiles para lograr el objetivo de descarbonizar el sector eléctrico mundial.

Las ventajas de la energía eléctrica son las de ser fácilmente generada, transportada y transformada. En cambio hasta ahora no se ha logrado almacenarla a gran escala de forma práctica, fácil y barata lo que hace que la energía eléctrica deba generarse en todo momento de acuerdo con la demanda haciendo que las energías renovables (de naturaleza no gestionable) requieran del apoyo de los sistemas de almacenamiento para integrarse, evitando vertidos de energía limpia en períodos valle y dotando de mayor eficiencia y seguridad al sistema eléctrico.

Teniendo en cuenta lo que se explicaba en los apartados anteriores acerca de la transición de las energías fósiles a las fuentes renovables que se está produciendo globalmente, una mejora del almacenamiento de energía eléctrica resulta importantísimo para respaldar estas tecnologías, asegurando que los sistemas de red estén equilibrados y contribuyendo a aprovechar al máximo cada megavatio verde generado.

A continuación, se enumerará una serie de tipos de almacenamiento,



centrándonos en los que actualmente se encuentran más desarrollados:

3.2.1. BATERÍAS.

Las baterías son dispositivos de almacenamiento de energía en compuestos químicos capaces de revertir este proceso y generar corriente eléctrica. Existen multitud de tipos, como las baterías de plomo-ácido, las de ion de litio, las de níquel-cadmio, las de polímero-litio, las de vanadio...etc.

Las principales ventajas de las baterías son su rapidez de respuesta (milisegundos), su facilidad de instalación y escalabilidad y, finalmente, los múltiples beneficios que pueden aportar a activos renovables a los que vayan asociadas.

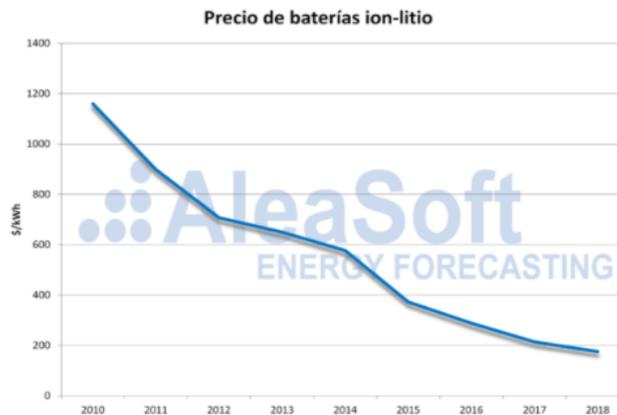
A continuación, se realizará una breve descripción acerca de cada tipo de tecnología de baterías, haciendo especial hincapié en las de litio y dando unas pinceladas sobre algunas alternativas a estas.

Baterías de Litio:

El litio cuenta con un elevado potencial electroquímico y puede acumular grandes cantidades de energía (3 veces la de una batería plomo-ácido). Este tipo de baterías tienen un reducido peso y una alta eficiencia.

Sin embargo, algunos de los escollos por los que las baterías de litio no se han convertido en la principal tecnología de almacenamiento han sido su elevado coste, su vida limitada y que el electrolito líquido que se usa en muchas de ellas para almacenar la energía eléctrica es inestable e inflamable, (tanto que las aerolíneas prohíben el transporte de estos dispositivos en la bodega de los aviones, donde un fuego accidental sería difícil de detectar a tiempo).

La comunidad científica y los fabricantes no cesan de mejorar el rendimiento de las baterías, que se optimiza un 5 % cada año, gracias a esto el escollo económico parece no ser tan importante. Según un informe de BloombergNEF podemos ver que el coste de las baterías de ion litio se reducirá notablemente en los próximos años, mucho más que la ya reducción del 85% que se produjo entre el 2010 y el 2018 (Figura 27), concretamente predice una reducción a la mitad de los costes de las baterías de ion litio por kW/h para 2030.



Fuente: Elaborado por AleaSoft con datos de Bloomberg.
Figura 27.Reducción Costes Bateria Ion-Litio [BloombergNEF]

Todo esto causará que las instalaciones de almacenamiento de energía a nivel mundial se multipliquen exponencialmente, desde unos modestos 9GW/17GWh implementados a partir de 2018 hasta los 1.095GW/ 2.850GWh para 2040 lo podemos ver representado en la Figura 28. Este espectacular aumento requerirá una inversión aproximada de 542.000 millones de euros.

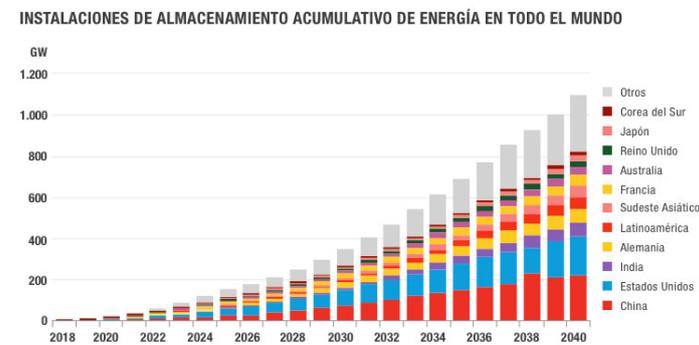


Figura 28.Instalación de Acumulación de Energía [BloombergNEF]

De acuerdo a la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) la capacidad total de las baterías en aplicaciones estacionarias podría aumentar de una estimación actual de 11 GWh a entre 180 y 420 GWh (un incremento de 17 a 38 veces).

Como ejemplo, tenemos la mayor batería de ion-litio del mundo que se encuentra en Hornsdale Power Reserve en Australia occidental a 15 Km al



Capítulo 3: Elaboración y Presentación de Propuestas



norte de Jamestown y que cubre aproximadamente una hectárea de tierra. Equipada con baterías Tesla que junto con su última ampliación posee una capacidad de 150 MW o 193.5 MWh.

Es operada por la compañía francesa Neoen y ha reducido los costes de estabilización de la red en 40 millones de dólares en el primer año de operación y ha ahorrado a los consumidores 116 millones de dólares durante todo 2019 todo esto lo tenemos recogido en dos informes facilitados por Hornsdale Power Reserve.

En la Figura 29 se puede ver una imagen representativa de esta enorme batería.



Figura 29. Instalación Hornsdale en Australia
[hornsdalepowerreserve.com]

En los últimos años los científicos se han volcado en buscar sistemas electroquímicos alternativos al litio. Algunos de los más prometedores son:

Litio-azufre

Según una publicación de la revista ScienceAdvances los investigadores de la Universidad de Monash (Australia) han desarrollado una batería de litio-azufre que puede superar hasta 4 veces el rendimiento de las baterías ión-litio.

Se dice que esta innovación tiene un menor impacto ambiental que el ion de litio y menores costos de fabricación debido a que los materiales de las que se componen son mucho más fáciles de encontrar en la naturaleza, al tiempo que ofrece el potencial de alimentar un vehículo durante 1000 km o un teléfono inteligente durante 5 días.

Por otro lado tiene una importante desventaja, la clave está en el material aglutinante que se encuentra en la matriz de carbono responsable de pasar



Capítulo 3: Elaboración y Presentación de Propuestas



electrones al azufre aislante. Este aglutinante polimérico mantiene a esos dos materiales juntos, y el estrés durante la carga provoca una ruptura en esta conexión que causa el rápido deterioro en el rendimiento de la batería.

Lo que han hecho estos investigadores es centrarse en este material aglutinante, y esta batería de litio y azufre ahora se basa en un agente aglutinante tradicional, pero procesado de forma diferente para formar enlaces puente fuertes entre la matriz de carbono y las partículas de azufre, lo que permite tener un espacio extra a medida que la batería se expande durante la carga.

En otros casos lo que se ha hecho es utilizar grafito como ánodo (Figura 30) resultando el estudio todo un éxito obteniendo una buena estabilidad durante un número prolongado de ciclos.

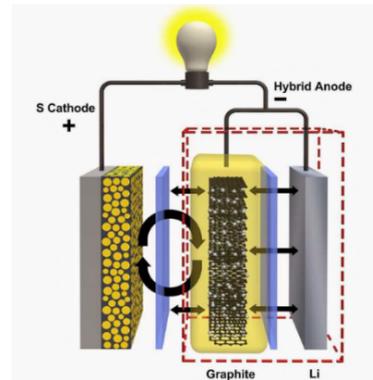


Figura 30. Batería Litio-Azufre con Ánodo de Grafito [forococheselectricos]

Batería de IBM

IBM Research informa que ha descubierto una nueva química de la batería que está libre de metales pesados como el níquel y el cobalto y podría supuestamente superar el rendimiento del ion de litio. Informan que esta química nunca antes se había usado en combinación con una batería y que los materiales se pueden extraer del agua de mar (Figura 31).

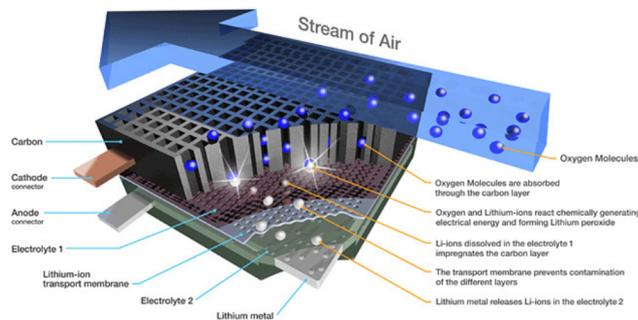


Figura 31. Batería IBM [engadget]

Las principales ventajas frente a las baterías de ion-litio son la baja



Capítulo 3: Elaboración y Presentación de Propuestas



inflamabilidad de su electrolito, la velocidad de carga, más rápida que la de las baterías de litio actuales (se requieren menos de cinco minutos para alcanzar un estado de carga del 80%, sin que por ello se comprometa la capacidad de descarga), su densidad de potencia 10.000 W/l y densidad de energía 800 Wh/l, superior a las últimas generaciones de las baterías de litio.

La eficiencia energética durante la recarga, calculada como la relación entre la energía suministrada y la que realmente está disponible, alcanza un 90%. Estas Ventajas frente a las baterías de ion-litio han hecho que empresas como Mercedes-Benz Research and Development North America, Central Glass uno de los principales proveedores de electrolitos para batería del mundo, y Sidus, como fabricante de baterías quieran impulsarlo en una primera etapa de comercialización.

Baterías de nanocables de oro

En la Universidad de California en Irvine han desarrollado una batería de nanocables de oro, mil veces más delgados que un cabello humano, confinados en un electrolito de gel (Figura 32) que evita la avería en la recarga. De hecho, estas baterías se probaron recargando más de 200.000 veces en tres meses y no mostraron degradación en absoluto.

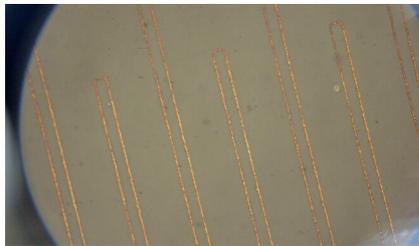


Figura 32. Batería Nanocables de Oro [Tvn-2]

Batería de espuma

La empresa norteamericana Prieto Battery ha sido fundada por la Doctora Amy Prieto, profesora de química de la Universidad estatal de Colorado. Prieto cree que el futuro de las baterías es el 3D. La compañía ha logrado romper esto con su batería tridimensional, la batería de iones de litio 3D que usa un sustrato de espuma de cobre (Figura 33). Esto significa que estas baterías no solo serán más seguras, gracias a que no tienen electrolitos inflamables, sino que también ofrecerán una vida más larga, una carga 24 veces más rápida que las de iones de litio, una densidad cinco veces mayor, serán más baratas de fabricar y más pequeñas que las ofertas actuales.

Prieto tiene como objetivo colocar sus baterías en artículos pequeños primero,



Capítulo 3: Elaboración y Presentación de Propuestas



como dispositivos portátiles. Pero dice que se pueden ampliar para que puedan ser vistas en los teléfonos e incluso en los automóviles en el futuro.

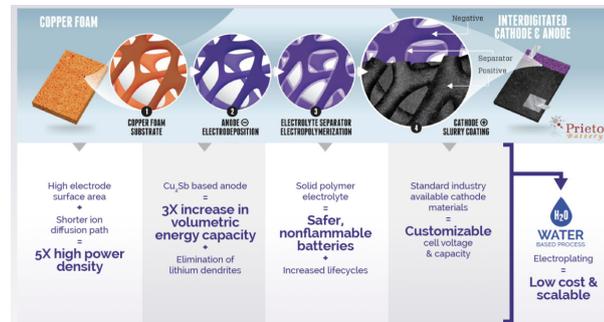


Figura 33. Batería Prieto [www.prietobattery.com]

Baterías de iones de sodio

Un equipo de investigadores de la Universidad de Washington State (WSU) están trabajando en nuevos tipos de baterías que no necesitan litio. Usarán sodio (Figura 34), uno de los materiales más comunes en el planeta en lugar de litio raro, y serán hasta siete veces más eficientes que las baterías convencionales.

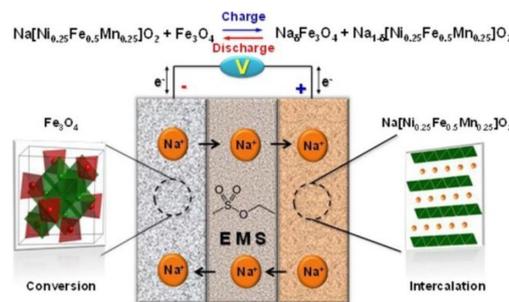


Figura 34. Funcionamiento Batería iones de sodio [ACS publications]

Existe la investigación, dirigida por Yuehe Lin, profesora de la Escuela de Ingeniería Mecánica y de Materiales de WSU, y Xiaolin Li, investigadora científica de PNNL, y publicada en la revista ACS Energy Letters.

En ella podemos ver que, al usar sal, el sexto elemento más común en el planeta, las baterías pueden hacerse mucho más baratas. Es capaz de almacenar una capacidad de energía similar a la de algunas baterías de iones de litio y recargarse manteniendo más del 80 por ciento de su carga después



de 1.000 ciclos. Se espera que comience a comercializar las baterías para teléfonos inteligentes, automóviles y más en los próximos cinco a 10 años.

3.2.2. PILAS DE COMBUSTIBLE DE HIDRÓGENO.

El proceso de producción de hidrógeno a partir de la energía eléctrica es conocido como electrolisis. Se realiza aplicando corriente eléctrica al agua, separando así sus elementos: hidrógeno y oxígeno. De esta forma, la electricidad renovable producida se almacena en forma de hidrógeno.

Cuando es necesario disponer de nuevo de electricidad, es posible realizar el proceso inverso: alimentando una pila de combustible con el hidrógeno almacenado se obtiene la electricidad que requerimos, produciéndose también agua (Figura 35).

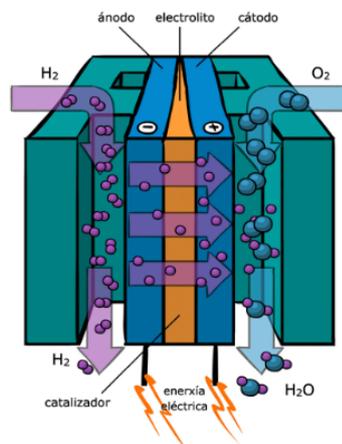
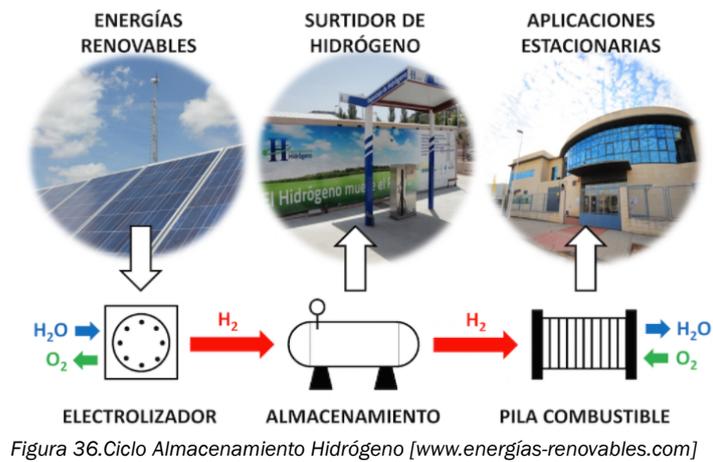


Figura 35. Pila de Hidrógeno
[www.unidades-climaticas.org]



En la Figura 36 se puede ver el ciclo del almacenamiento por hidrógeno.



El empleo de hidrógeno como almacenamiento de energía en combinación con energías renovables tiene muchas ventajas, principalmente las que se enumeran a continuación:

- No produce contaminación: el hidrógeno se toma del agua y luego se oxida y se devuelve al agua. No hay productos secundarios ni tóxicos de ningún tipo que puedan producirse en este proceso.
- Seguridad: en muchos casos, el hidrógeno es más seguro que otros combustibles que reemplaza. Además de disiparse rápidamente en la atmósfera si se fuga, el hidrógeno, en contraste con los otros combustibles, no es tóxico en absoluto.
- Alta eficiencia en su conversión: las pilas de combustible convierten la energía química contenida en el hidrógeno directamente a electricidad, teniendo menos pérdidas (Figura 37) y por tanto con mayor eficiencia que ningún otro sistema de energía.

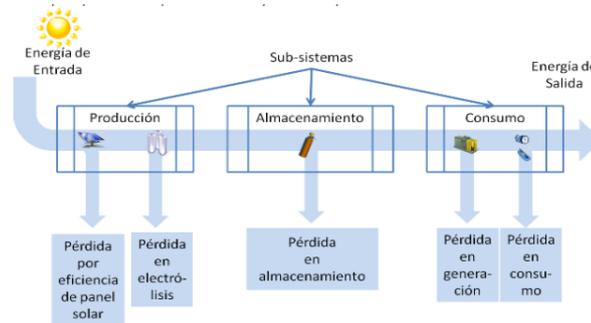


Figura 37. Posibles Pérdidas en un Sistema de Hidrógeno [incyt.url.edu.gt]

3.2.3. ACUMULACIÓN POR BOMBEO.

Las centrales hidroeléctricas por bombeo almacenan energía de la siguiente manera: En los momentos de bajo consumo se traspasa agua desde un embalse bajo a otro a mayor altitud y en los períodos en que hay mucho consumo de energía, se descarga agua del embalse superior generando electricidad. Generalmente se usa una turbina reversible que también funciona como bomba.

En la Figura 38 se puede observar las partes más significativas de una central hidroeléctrica de bombeo.



Figura 38. Partes de una Central de Bombeo [www.iberdrola.com/medio-ambiente/central-hidroelectrica-bombeo]

La eficiencia del sistema, considerando las pérdidas tanto en el bombeo como



Capítulo 3: Elaboración y Presentación de Propuestas



en la generación, es alta, del orden de 70 a 75% siendo el problema principal de este sistema el de que no siempre se puede tener un embalse, especialmente en terrenos muy planos, ya que la inversión suele ser alta.

En la actualidad Iberdrola ya explota en Valencia (España), la mayor instalación de bombeo de Europa: la Muela II, en el embalse de Cortes de Pallás, ubicado en el río Júcar. Su producción anual ronda los 800 gigavatios hora (GWh), suficiente para atender el consumo eléctrico de casi 200.000 hogares.

Está en fase de construcción el nuevo macrocomplejo hidroeléctrico Tâmega de Portugal, siendo el aprovechamiento de Gouvães el que incluya una central de bombeo y un depósito superior. Dispone de cuatro grupos generadores que suman una potencia de 880 MW y que estarán alojados en una caverna subterránea con un volumen equivalente a 25 piscinas olímpicas.

Esta central será reversible, es decir, hará posible almacenar agua del embalse de Daivões en el de Gouvães, aprovechando los más de 650 metros de diferencia de cota entre ambos. Su puesta en marcha tendrá lugar el año que viene (Figura 39).

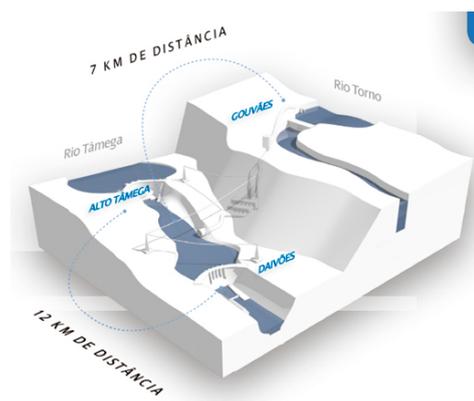


Figura 39. Complejo Tâmega [elindependiente]

3.2.4. AIRE COMPRIMIDO.

Estas plantas están diseñadas para operar en un ciclo diario, la carga durante la noche y la descarga durante el día.

El almacenamiento de energía en aire comprimido se realiza como se comenta a continuación.

·Primeramente, mediante un motor eléctrico se comprime el aire, el cual se guarda en profundas cavernas naturales, o que han resultado de la extracción de sal por ejemplo.

·Seguidamente para producir energía eléctrica se extrae el aire guardado y se



expande en una turbina de alta y otra de baja presión. El aire que pasa de la turbina de alta a la de baja se calienta quemando un combustible además el calor residual del aire que sale de la turbina de baja se usa en un recuperador para calentar el aire que entra a la turbina de alta consiguiendo así una mayor potencia.

La Figura 40 recoge el funcionamiento de este tipo de almacenamiento.

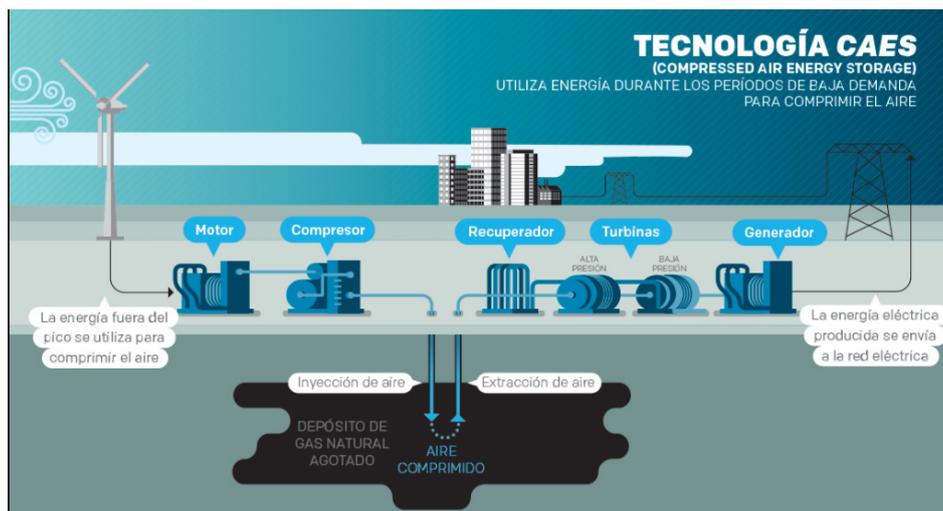


Figura 40. Tecnología CAES [<http://www.proyectorse.mx/>]

Como para esto se requieren estanques enormes, en la práctica se usan cavernas herméticas a gran profundidad. Este sistema tiene características similares a la acumulación de agua bombeada, pero hay menos instalaciones en operación: sólo dos, una en Alemania (290 MW) y otra en Estados Unidos (110 MW) debido a la problemática de encontrar lugares para el almacenamiento del aire comprimido.

3.2.5. ALMACENAMIENTO TÉRMICO.

Consiste en acumular energía en materiales que permitan retenerla y liberarla de manera controlada, a través de métodos que incluyen desde la refrigeración mediante acumulación de hielo hasta la exposición a temperaturas extremadamente elevadas.

La energía térmica de estos sistemas puede ser almacenada de tres maneras: mediante el aprovechamiento del calor sensible de los cuerpos, a través del calor latente al cambiar de una fase a otra, o por medio de la



energía involucrada en una reacción química.

Tipos almacenamiento Térmico

En primer lugar, por medio de un colector solar, que envía este calor hacia los depósitos de calor y que es denominada como “Energía Solar por Concentración” (CSP).

Utiliza elementos ópticos en forma de espejos para concentrar la energía solar, convirtiéndola en energía térmica a temperaturas de entre 300-600 °C. Esta energía térmica se utiliza para alimentar turbinas, generalmente de vapor o de aire caliente, que producen electricidad.

Existen 4 sistemas para captar el calor del sol: por cilindro parabólico, colectores lineares de Fresnel, con receptor de torre central y con espejos parabólicos. Éstos se muestran en la Figura 41.

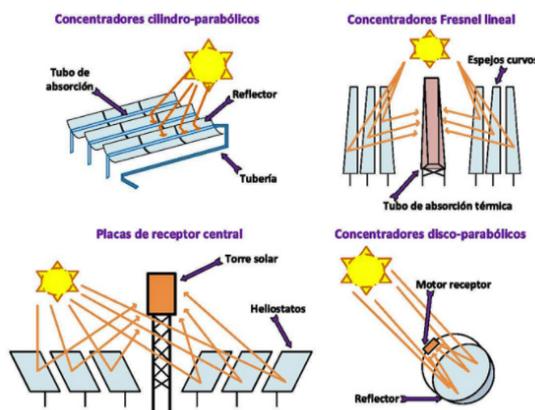


Figura 41. Tipos Captación Solar [<http://www.esenergia.es>]

En segundo lugar, el sistema UTES (UnderGround Thermal Energy Storage) que se puede ver en la Figura 42. Esta técnica utiliza almacenamiento en subsuelo no saturado o rocoso, empleando intercambiadores de calor en pozos o perforaciones verticales. Mediante estos intercambiadores, la energía térmica es inyectada o extraída del subsuelo y entregada a consumidores, ya sea en forma directa o a través de bombas de calor.

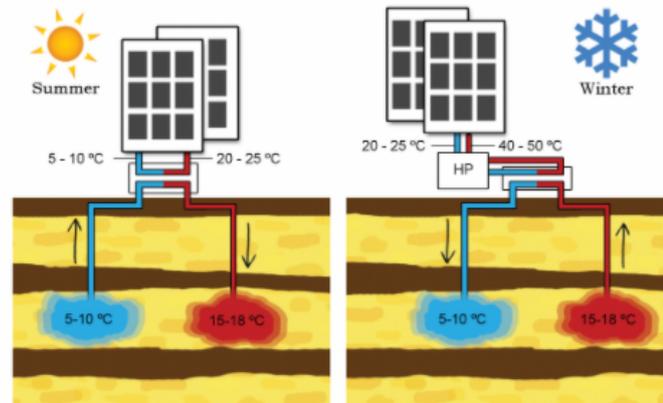


Figura 42. Funcionamiento UTES [www.delta.tudelft.nl]

Por último, el sistema de almacenamiento térmico que utiliza el material “feolite”. Este se utiliza en calentadores eléctricos. El concepto esencial de este sistema es que, durante la noche, con los precios bajos de la energía, estos calentadores eléctricos se calientan. El calor que juntan durante la noche, se utiliza durante el día, cuando el precio de la energía es más alto. Este sistema, cuenta actualmente con el 8% del mercado residencial del Reino Unido.

Existen sistemas de almacenamiento de hielo son ampliamente utilizados en EEUU. En ellos, las tarifas bajas de electricidad en la noche son utilizadas para generar hielo, el cual se utiliza para los sistemas de refrigeración durante el día.

3.2.6. SUPERCONDENSADORES.

Los condensadores electroquímicos de doble capa o supercondensadores presentan características de condensadores y de baterías, salvando las distancias ya que su funcionamiento no depende de una reacción electroquímica, teniendo como ventaja que el número de ciclos de carga y descarga es mucho mayor que en las baterías.

La energía se almacena en los supercondensadores en forma de campo eléctrico entre dos electrodos, a diferencia de los condensadores reemplazando la superficie aislante del dieléctrico por un electrolito conductor



de iones (Figura 43).

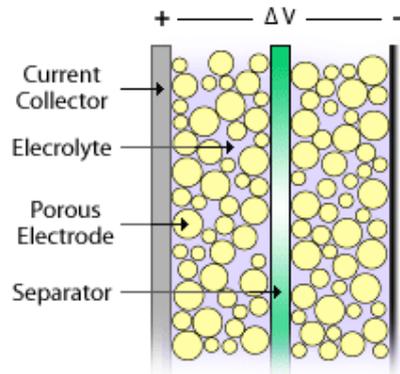


Figura 43. Partes Supercondensador Fuente: <http://www.hrudnick.sitios.ing.uc.cl>

La lentitud del movimiento de los iones a través del electrolito permite alcanzar mayores niveles de energía a siendo menor la tensión (2.5 a 3V), a diferencia de los condensadores la conexión en serie es más común para alcanzar los niveles de tensión nominales de almacenamiento, siendo la corriente que puede manejar bastante alta debido a que la superficie de los electrodos es mucho mayor que la de los electrodos en condensadores.

El tiempo de vida es mucho mayor que el de condensadores convencionales alcanzando más de 10 años con auto descargas de 5% por día, siendo un método excelente para utilizarse en aplicaciones rápidas.

Los supercondensadores responden a cargas y descargas muy rápidas, permitiendo descargas profundas y sobrecargas con una eficiencia energética de hasta el 98% debido a que no se presenta desgaste o calentamiento de los materiales.

La densidad de potencia de los supercondensadores es bastante alta en contraste con la densidad de energía, debido a que su descarga es mucho más rápida que la de las baterías y presentan auto descargas del 14% por mes. Su alto costo reduce su penetración en usos comerciales, sin embargo, su uso combinado con baterías les permite extender su vida útil y reducir su capacidad mientras los supercondensadores responden a los picos de carga.

El objetivo de los supercondensadores en la microred es la mejora de la



calidad de potencia, su gran respuesta en potencia, pero por cortos periodos de tiempo lo hace especial para trabajar en conjunto con baterías o sistemas de almacenamiento con capacidad de energía.

3.2.7. VOLANTES DE INERCIA.

Un volante de inercia almacena energía cinética, esta energía se guarda en la energía cinética de una masa giratoria que gira a gran velocidad y que está conectada a una máquina eléctrica que puede trabajar como motor o generador.

Si trabaja como generador lo que hace es transformar la energía cinética del volante de inercia en energía eléctrica que se suministra a la red.

Si trabaja como motor lo que hace es absorber la energía eléctrica de la red, aumentando la velocidad del volante de inercia y almacenando esta energía en forma de energía cinética.

Los sistemas de almacenamiento de energía de volantes de inercia están constituidos por: un rotor giratorio, una máquina eléctrica, cuatro chumaceras o cojinetes (dos de empuje axial y dos radiales), una interfaz de electrónica de potencia y un contenedor o carcasa, que se describen en las subsecciones siguientes.

En la Figura 44 se muestra esquemáticamente un sistema de volante de inercia típico para el almacenamiento de energía.

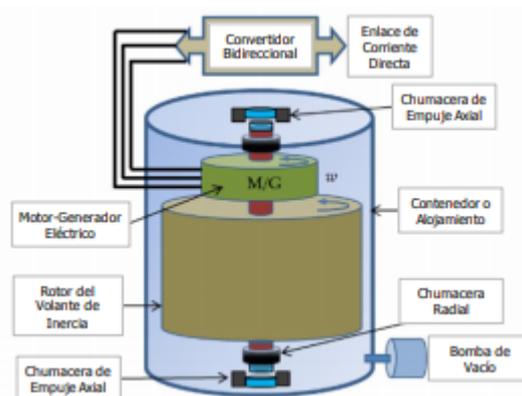


Figura 44. Partes Volante de Inercia [<http://www2.ineel.mx>]

La ventaja de la larga vida útil, su gran eficiencia y el mantenimiento mínimo



de los volantes de inercia les ha convertido en una magnífica opción para las aplicaciones de calidad de la energía, aunque posea algunos inconvenientes como pueden ser la necesidad de un sistema de control complejo, convertidores AC/DC y sistemas auxiliares.

3.3. TABLA RESUMEN DE PROPUESTAS DE ALMACENAMIENTO. ELECCIÓN FINAL Y RAZONES DE LA ELECCIÓN.

En este caso se procede a realizar un estudio de viabilidad de almacenamiento mediante baterías, ya que como se puede ver en las Figuras 45, 46, 47 se trata de un almacenamiento bastante desarrollado, cuyos costes en los próximos años se van a ver reducidos significativamente y cuya escalabilidad es óptima para la finalidad que nosotros buscamos.

En la Figura 45, se muestran los rangos de potencia en los cuales son utilizados las diferentes tecnologías actuales de almacenamiento, así como la durabilidad o capacidad del almacenamiento en escala de tiempo (de segundos a horas).

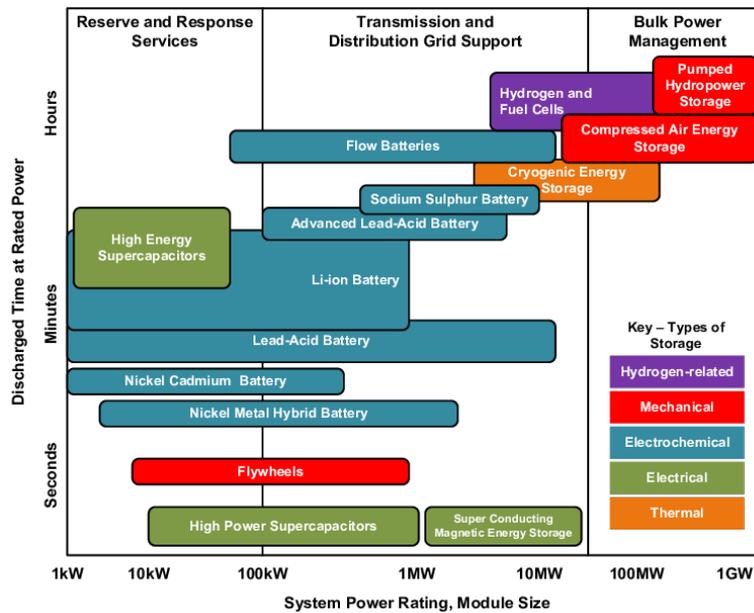


Figura 45. Tecnologías Almacenamiento y Rango de Potencias [hrudnick.sitios.ing.uc.c]

Cada tecnología, de almacenamiento energético, posee un distinto grado de



Capítulo 3: Elaboración y Presentación de Propuestas



maduración. Está generalmente aceptado clasificar la maduración de las tecnologías en tres grandes fases:

- Investigación y desarrollo: A medida que avanza esta etapa, las pruebas van siendo cada vez más completas y de mayor escala, resultando en un mayor nivel de inversión. El riesgo de los inversores es proporcional a la inversión.
- Demostración y despliegue: A medida que se realizan más proyectos y avanza esta etapa, se van solucionando inconvenientes propios de los proyectos a gran escala de las tecnologías. La inversión puede mantenerse, pero el riesgo disminuye drásticamente.
- Comercialización: En esta etapa prácticamente ya se eliminó previamente toda experimentación que pueda introducir riesgos; solamente quedan proyectos seguros en los que, a medida que se instalan más proyectos, se adquiere experiencia y reduce la inversión en forma de optimización de los procesos.

A continuación (Figura 46) se muestra una imagen en el que se ve el grado de madurez actual de las tecnologías de almacenamiento energético:

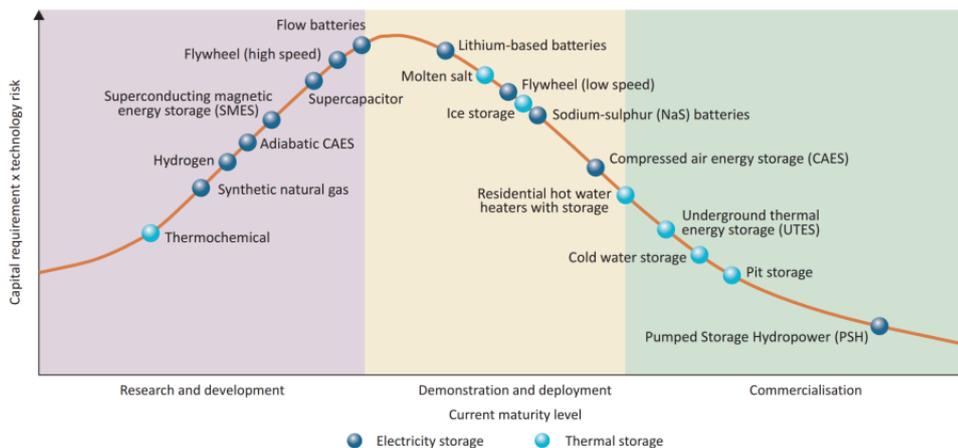


Figura 46. Nivel de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía [hrudnick.sitios.ing.uc.c]

Como puede verse, el único considerado realmente maduro es el almacenamiento por bombeo hidroeléctrico (PSH). Además de ser la primera tecnología utilizada para almacenar energía a gran escala, la robustez incrementa al ser muy similar a las estaciones hidroeléctricas convencionales.

El almacenamiento por compresión de aire (CAES), el cual se considera casi



Capítulo 3: Elaboración y Presentación de Propuestas



en etapa de comercialización es la tecnología que más energía puede almacenar en una única central junto con las centrales de bombeo.

Las baterías, convencionales están siendo cada vez más divulgadas masivamente y cada vez con más usos.

El resto de las tecnologías que se encuentran en la etapa de demostración todavía no fueron ampliamente difundidas, o su almacenamiento por unidad instalada es demasiado pequeño.

Por último, en la Figura 47 se puede ver una proyección de los costes de los sistemas de almacenamiento a gran escala donde se puede observar una reducción drástica en diferentes tipos de baterías y una estabilización en sistemas como el CAES o el almacenamiento por bombeo debido esencialmente a la problemática de encontrar ubicaciones con características tan especiales.

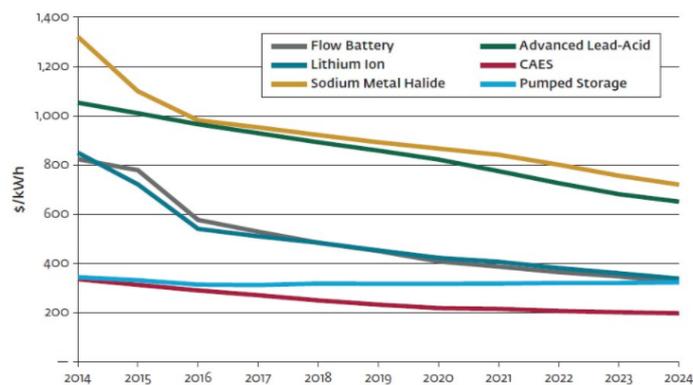


Figura 47. Proyección de los costes de sistemas de almacenamiento a gran escala [hrudnick.sitios.ing.uc.c]



En el siguiente capítulo se realizará una introducción de que es la hibridación mediante el almacenamiento en baterías, viendo la estrategia tanto internacional como nacional, y siempre teniendo como objetivo la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Se explicarán los beneficios del impulso de la hibridación de plantas de energías renovables tanto para la sociedad como para la red de distribución y se verán los mecanismos de financiación más importantes.

Por otro lado se realizará el estudio técnico-económico de la viabilidad de la incorporación de almacenamiento mediante baterías de ión-litio en la planta fotovoltaica del término municipal de Aguasal. Dentro de este estudio se explicará detalladamente el cálculo de la energía total inyectada en red, y los cálculos del VAN y el TIR de la instalación de almacenamiento todo ello recogido en el ANEXO 2 :Cálculos.

4.-ESTUDIO DEL ALMACENAMIENTO A GRAN ESCALA MEDIANTE BATERÍAS IÓN-LITIO DE LA HIBRIDACIÓN PROPUESTA DEL PARQUE SOLAR DE 3 MW EN EL TÉRMINO MUNICIPAL DE AGUSAL.

Los sistemas de energía híbrida son aquellos que generan electricidad a partir de dos o más fuentes, generalmente de origen renovable, o como en este supuesto, añadiendo almacenamiento a la planta fotovoltaica.

Compartirán un mismo punto de conexión y siempre mantendrán la potencia máxima de inyección a red concedida.

Por un lado, esto permitirá a los productores amortizar las inversiones mucho más rápido, por otro, ayudará a que la energía sea mucho más barata, y por último que la generación con fuentes renovables sea mucho más previsible, con mayores cargas base en los nudos (líneas horizontales en la generación en vez de curvas sube-baja).

Pero se deben tener muy presentes las siguientes consideraciones:

- En caso de que la fuente original o la hibridada tengan un régimen retributivo propio (prima o que sea adjudicataria de una de las subastas) han de tener un sistema de medida independiente. Hay que poder diferenciar los MWh de un precio y los de otro.



- La potencia de inyección a red nunca podrá superar la que tiene adjudicada la instalación original.
- No hay que solicitar nuevos permisos de acceso y conexión. Sólo hay que solicitar que se actualice el acceso para hacer constar la hibridación.
- En ningún caso, la potencia instalada de la tecnología que tiene otorgados los permisos de acceso y de conexión podrá ser inferior al 40% de la capacidad de acceso otorgada en el permiso de acceso«, es decir, no se puede reducir la potencia de la instalación original y ésta ha de suponer siempre el 40% de la concedida de inyección a red.
- El punto de conexión funciona como único, así que las obligaciones del punto frontera son comunes. Despacho delegado, teled medida en tiempo real y códigos de red han de ser únicos. Con estas premisas es necesario el montaje de PPC/Scada que sea capaz de gestionar el parque existente y el nuevo almacenamiento como un todo.
- La disposición adicional primera del RD 1183/2020 que trata sobre los sistemas de control coordinados para garantizar que no se supere la capacidad de acceso otorgado nos dice que: *“Las instalaciones de generación de electricidad cuya potencia total instalada supere la capacidad de acceso otorgada en su permiso de acceso deberán disponer de un sistema de control, coordinado para todos los módulos de generación e instalaciones de almacenamiento que la integren, que impida que la potencia activa que este pueda inyectar a la red supere dicha capacidad de acceso”*
- La instalación ha de cumplir los hitos que marca el RD 1183/2020 para el trámite administrativo.

La transición hacia la neutralidad climática supone una profunda transformación del sistema energético, que pasará a estar alimentado, fundamentalmente, por recursos renovables. El carácter variable de algunas de estas fuentes energéticas hace necesario contar con diversas herramientas que confieran flexibilidad al sistema, entre las que se encuentra el almacenamiento energético.



El cambio de la generación convencional centralizada a mercados descentralizados (Figura 48), inteligentes e interconectados también facilitarán que los consumidores generen su propia energía, la almacenen, la compartan, la consuman o la vendan al mercado directamente o como cooperativas de energía.

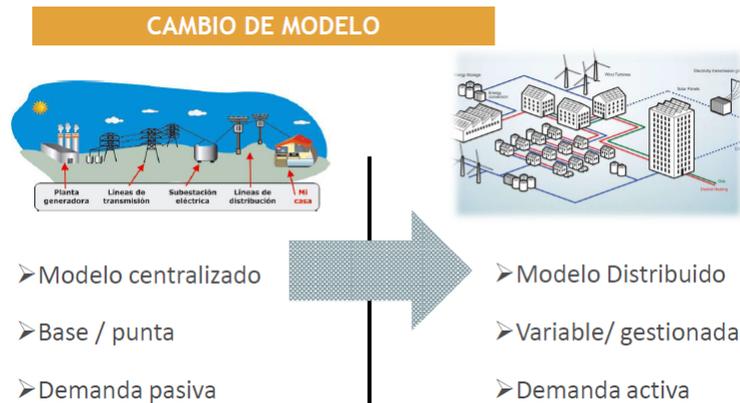


Figura 48.Cambio modelo del mercado [Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico]

Por otro lado las nuevas tecnologías inteligentes permitirán que los consumidores, si así lo desean, controlen y gestionen activamente su consumo energético mejorando su confort.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) prevé el desarrollo del almacenamiento como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico de cara a dar apoyo al crecimiento significativo de generación renovable, así como contribuir a la gestión de las redes eléctricas, la participación de la ciudadanía en el cambio de modelo energético, y una mayor competencia e integración en el mercado eléctrico.

Con el fin de desarrollar lo previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), se aborda el análisis técnico de las distintas alternativas de generación, la diagnosis de los retos actuales del almacenamiento energético, las líneas de acción para avanzar en el cumplimiento de los objetivos previstos y las oportunidades que supone el almacenamiento para el sistema energético y para el país.

Las necesidades mínimas de almacenamiento para España, derivadas de los objetivos del PNIEC y de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP)



2050 se han cuantificado en esta Estrategia, pasando de los 8,3 GW disponibles en la actualidad, a un valor de alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050, de potencia de almacenamiento total disponible en esos años. Esta cuantificación incluye el almacenamiento a gran escala diario y semanal, almacenamiento detrás del contador y almacenamiento estacional según el estado actual de la tecnología.

4.1-MARCO DE LA ESTRATEGIA A SEGUIR PARA CUMPLIR LOS OBJETIVOS DE CERO EMISIONES.

4.1.1-CONTEXTO INTERNACIONAL.

En los últimos años, se han desarrollado diferentes soluciones tecnológicas para facilitar la integración de renovables de generación variable, con diversas características técnicas y que son capaces de proveer un variado abanico de servicios. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), los sistemas de almacenamiento han aumentado considerablemente su capacidad instalada. En la siguiente Figura 49 se muestra la evolución de nueva potencia instalada, que durante 2019 incrementó la capacidad en 2,9 GW a nivel mundial.

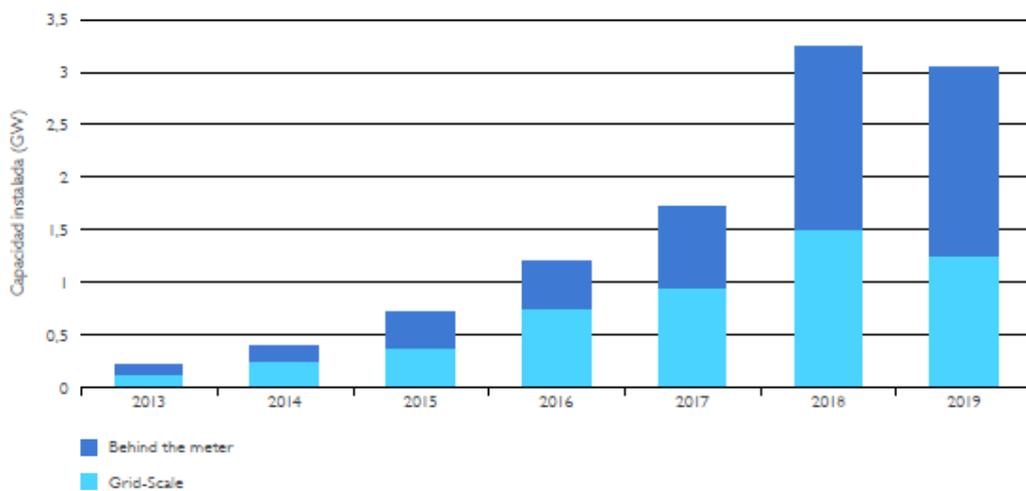


Figura 49: Evolución de la nueva potencia instalada [Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico]

El objetivo de la Unión Europea para el año 2050 es alcanzar la neutralidad climática, lo que supone la asunción del compromiso de aumentar la acción climática global en línea con el Acuerdo de París, adoptado en diciembre de 2015 por las partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas para el



Cambio Climático, y ratificado por España en 2017.

El reciente acuerdo a nivel europeo en relación con el Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, para cuya aplicación se ha presentado en España el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, supondrá un impulso a la recuperación económica tras la crisis derivada de la pandemia ocasionada por la COVID-19, además de una aceleración de la transición energética en la próxima década, a través de inversiones verdes, entre las que se encuentran las tecnologías de almacenamiento energético.

Existen diversas iniciativas europeas encaminadas al desarrollo específico de tecnologías de almacenamiento energético, tales como el lanzamiento en 2017 de la Alianza Europea por las Baterías. Esta iniciativa pretende impulsar el liderazgo europeo a lo largo de la cadena de valor (que veremos más adelante) de estos sistemas de almacenamiento energético, de manera que se elimine la dependencia tecnológica, al tiempo que se capitaliza el empleo, el crecimiento y las inversiones europeas, creando un ecosistema de baterías sostenible, innovador y competitivo.

4.1.2-CONTEXTO NACIONAL.

El Marco Estratégico de Energía y Clima contiene diversos elementos estratégicos y legislativos que tienen como objeto marcar las principales líneas de acción en la senda hacia la neutralidad climática. Está compuesto de un conjunto de documentos, entre los que se encuentran:

- Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.
- Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.
- Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética.
- Estrategia de Transición Justa.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 prevé alcanzar un 42% de penetración renovable en el uso final de la energía en el horizonte 2030, llegando al 74% renovable en el sector eléctrico. Para ello, incluye diversas tecnologías de almacenamiento energético, por un valor de 6 GW nuevos instalados en dicho horizonte.

El objetivo principal de la Estrategia de Almacenamiento Energético es asegurar el despliegue efectivo del almacenamiento entendido como



elemento habilitador de la transición energética hacia la neutralidad climática, según los preceptos establecidos en el PNIEC y en la ELP 2050. En un sistema con una participación del 74% en 2030 de las energías renovables en la generación eléctrica y un 100% en el año 2050, la flexibilidad será fundamental para poder operar con seguridad.

Por último, en octubre de 2020, el Gobierno presentó el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, un proyecto de país que orienta la modernización de la economía española, la recuperación del crecimiento económico y la creación de empleo, la reconstrucción sólida, inclusiva y resiliente tras la crisis ocasionada por la pandemia de Covid-19. Este Plan guiará la ejecución de los fondos derivados del instrumento europeo Next Generation EU, principal instrumento europeo de recuperación de la citada crisis, cuyo objetivo es mitigar el impacto social y económico de la misma, contribuyendo a la recuperación y mejora de la resiliencia de los Estados miembros. La transición ecológica es uno de los pilares que vertebran el Plan, y para su logro, son clave herramientas como el despliegue de energías renovables, la eficiencia energética o las redes inteligentes, así como elementos que doten de flexibilidad al sistema energético, como son las soluciones de almacenamiento energético.

4.2-EL ALMACENAMIENTO EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En función de las distintas características técnicas, las prestaciones, el tiempo de descarga o las aplicaciones en uso final de la energía, el amplio abanico de tecnologías de almacenamiento existente puede contribuir de manera combinada a aportar la flexibilidad que el sistema requiere para su paulatina descarbonización, hasta lograr la neutralidad climática.

Según las distintas tipologías de almacenamiento descritas en el apartado 4.2-Propuestas de almacenamiento, el almacenamiento energético tiene diversas aplicaciones, y, en consecuencia, tiene la capacidad de proveer una amplia gama de servicios orientados a diversos usos finales (Figura 50).



Figura 50. Aplicaciones del almacenamiento energético [Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico]

4.3-LA CADENA DE VALOR DEL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

La cadena de valor del almacenamiento de energía se compone de varias fases, existiendo a lo largo de todas ellas gran cabida para el impulso de la industria nacional, abriéndose la oportunidad de reforzar su liderazgo a nivel internacional. En este sentido, es fundamental disponer de fabricantes y proveedores nacionales que generen alto valor añadido e impulsen la innovación y la competitividad en el sector.

Por otro lado, la economía circular ha logrado que las cadenas de valor industriales pasen de tener un carácter lineal, basado en la extracción, transformación, uso y desecho de los sistemas, a un modelo circular en el que la reutilización y el reciclaje adoptan un papel muy relevante, reduciendo al máximo las entradas y salidas de elementos dentro de dicha cadena y cerrando el ciclo de vida de los productos.

En términos generales, la cadena de valor de la industria del almacenamiento energético se compone de las siguientes fases o eslabones.



Suministro de materiales y componentes

Esta fase incluye proveedores de materias primas como el litio (Figura 51) y fabricantes de piezas y componentes electrónicos necesarios para la producción de los sistemas de almacenamiento energético.

En el caso de almacenamiento electroquímico mediante baterías, por ejemplo, se descompone a su vez en extracción de materias primas y/o recuperación de materiales de sistemas en desuso, obtención de materiales activos y fabricación de celdas para su posterior uso en la producción de baterías.

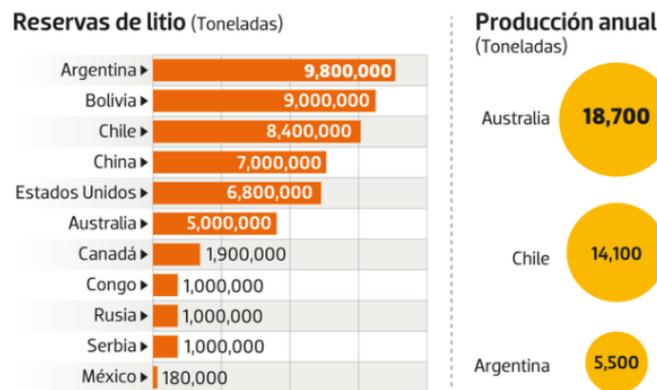


Figura 51. Proveedores de Litio [<https://www.elsoldemexico.com.mx>]

Producción de los sistemas de almacenamiento

Esta etapa contempla la fabricación de los diferentes dispositivos para el almacenamiento energético, según la tecnología, mediante el ensamblaje de los diferentes componentes, constituyendo los sistemas principales y los auxiliares.

Integrada por la producción de módulos y packs de baterías a partir de las celdas (Figura 52), así como los sistemas de gestión asociados.



Figura 52. Packs Baterías [WEB]



Integración y desarrollo

Los dispositivos fabricados en la fase anterior son dotados de los componentes electrónicos necesarios para satisfacer los requerimientos de su aplicación final, así como el desarrollo de soluciones integradas y aplicaciones para la operación y gestión de los sistemas de almacenamiento en todas sus aplicaciones sectoriales.

Servicios al usuario final

Comercialización e instaladores de sistemas, hasta la operación y mantenimiento de los mismos, teniendo en cuenta, además, a los propios consumidores.

Gestión y valorización de residuos, reciclaje y segunda vida

Esta etapa cierra el ciclo de vida de los sistemas de almacenamiento energético. Cada componente, en función de sus características, seguirá una vía de gestión distinta. El modelo actual, basado en la economía circular, prioriza la reutilización de los mismos si es viable. De no serlo se tratará de reciclar o, en su caso, gestionar como desecho sin uso previsto, maximizando. Esto se puede ver en la Figura 53.

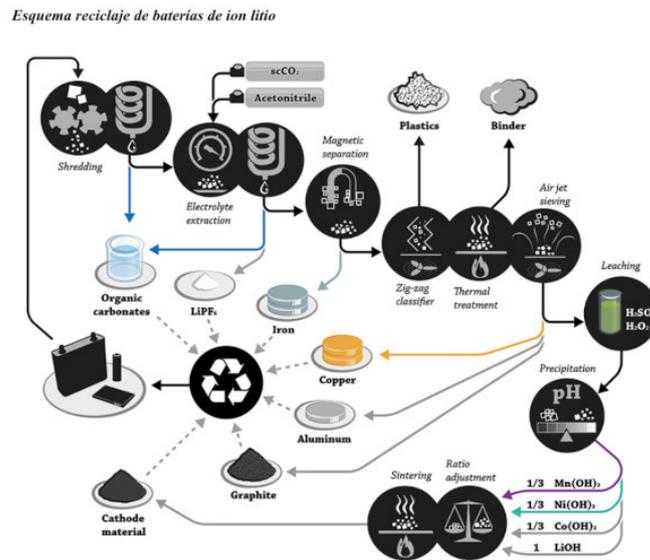


Figura 53. Reciclaje Baterías [https://blog.condorchem.com/extraccion-recuperacion-litio/]

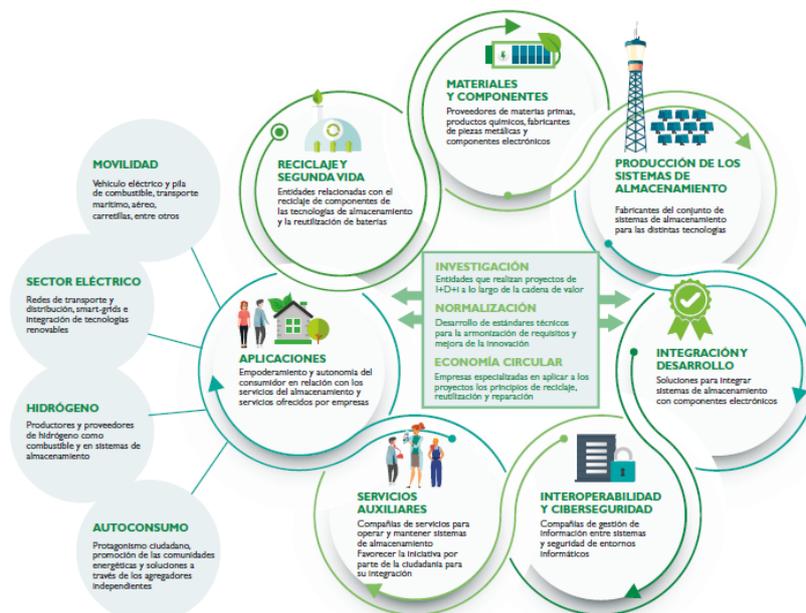


Aspectos transversales en la cadena de valor

Adicionalmente, la cadena de valor está integrada por otras actividades de carácter transversal.

En primer lugar, las actividades relativas a la investigación y desarrollo tecnológico, la innovación y la competitividad. Por otro lado la penetración de redes y tecnologías inteligentes y el manejo y transmisión masiva de datos que ello conlleva, otorgan un papel protagonista a la ciberseguridad, necesaria para garantizar la integridad de las infraestructuras y la protección de los datos y los usuarios.

En definitiva, un análisis exhaustivo de la cadena de valor de los sistemas de almacenamiento de energía pone de manifiesto la variedad de actividades que la integran, lo que se traduce en múltiples oportunidades para el desarrollo de nuevos modelos de negocio (Figura 54) y para el impulso de una industria nacional competitiva, innovadora, que aporte alto valor añadido en todos los eslabones y que alcance una posición de liderazgo internacional en el sector.



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2021.

Figura 54. Nuevos modelos de negocio [Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico]



En términos generales, según datos de IRENA (Agencia Internacional de Energías Renovables), se estima que para 2050 se podrían alcanzar los 100 millones de empleos en el sector energético a nivel mundial; unos 40 millones más que hoy. Esto incluye hasta 42 millones de empleos en el sector de energía renovable, en comparación con los poco más de 11 millones existentes en 2018. IRENA estima que las energías renovables y la flexibilidad energética tienen una intensidad de más de 25 empleos por cada millón de dólares de inversión.

4.4-POTENCIALES NECESIDADES DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN LA SENDA HACIA LA NEUTRALIDAD CLIMÁTICA.

En los escenarios marcados en el PNIEC y en la ELP, el almacenamiento energético es uno de los elementos habilitadores de la consecución de la neutralidad climática.

En la Figura 55 se muestran las necesidades mínimas de almacenamiento energético previstas para los periodos temporales considerados. Para cubrirlos, se estima pasar de los 8,3 GW disponibles en la actualidad, aportados en su mayor parte por sistemas de bombeo y de almacenamiento térmico en centrales termosolares, a un valor de alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 de potencia de almacenamiento energético total disponible en esos años, aportado por un amplio espectro de tecnologías.



Figura 55. Necesidades Min de Almacenamiento por periodo [Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico]



En lo referente a otros sistemas de almacenamiento energético, se realizan las siguientes observaciones:

- *Vehículo eléctrico*. Provisión de almacenamiento no estacionario distribuido haciendo uso de las baterías mediante la tecnología V2G(vehículo a la red). Se estima que el parque de vehículos eléctricos proporcionará en el año 2030 una energía de unos 26 GWh al año que podrá emplearse en la provisión de servicios al sistema eléctrico. La capacidad de almacenamiento de las baterías del vehículo eléctrico no estará plenamente disponible durante todos los periodos temporales, habrá que aplicarles un factor de disponibilidad dependiente del uso del vehículo.
- Sistemas de almacenamiento estacional. De cara a la descarbonización a largo plazo, se deberá disponer de almacenamiento estacional en 2050 para contar con un sistema eléctrico 100 % renovable. Estos sistemas estacionales, aún por desarrollar, no se han incluido en la gráfica anterior y serán objeto de estudio como uno de los trabajos desarrollados por la Estrategia.
- Existe un potencial en el sector de edificación de almacenamiento de energía térmica en diversas formas, ya sea mediante el uso de acumuladores, masas térmicas de los edificios, bombas de calor acopladas a acumuladores, u otras tecnologías de almacenamiento de frío y calor.

4.5-MECANISMOS DE FINANCIACIÓN

Uno de los aspectos considerados en el proceso de definición del marco regulatorio y de participación en los mercados en el que se circunscribirá la actividad de almacenamiento de energía es que dicho marco resulte favorable a la inversión en este tipo tecnologías. No obstante, se trata de proyectos intensivos en capital y su viabilidad pueden requerir apoyo adicional. Es por ello que existen, o estarán próximamente disponibles, numerosos instrumentos de financiación, tanto a nivel europeo como nacional, orientados total o parcialmente a favorecer el desarrollo de proyectos y tecnologías de almacenamiento de energía, como uno de los elementos clave en la transición energética y para la descarbonización de la economía.



4.5.1- INSTRUMENTOS EUROPEOS

· Next Generation EU y Mecanismo de Recuperación y Resiliencia

Next Generation EU es un nuevo instrumento de recuperación de la crisis ocasionada por la pandemia de COVID-19, dotado con 750.000 millones de euros, de los cuales 390.000 millones se articularán mediante ayudas directas y 360.000 mediante préstamos.

Este instrumento supondrá para España unos 140.000 millones de euros en forma de transferencias y préstamos para el periodo 2021-2026.

Estos fondos serán susceptibles de financiar proyectos de almacenamiento de energía ya que entre sus objetivos se citan el apoyo a la transición ecológica hacia una economía climáticamente neutra, y esta tecnología es fundamental para lograr una alta penetración de energías renovables y la descarbonización del sistema.

· European Battery Alliance (EBA250)

La EBA250 se constituye en octubre del 2017 como un conjunto de acciones encaminadas a lograr una industria europea de desarrollo y producción de baterías, competitiva, innovadora y sostenible a lo largo de toda la cadena de valor. Si bien no supone un mecanismo de financiación en sí mismo, su interés recae, entre otros aspectos, en que, en el marco de la EBA250, se ha creado una plataforma tecnológica europea de innovación (ETIP-European Technological Innovation Platform) en baterías, denominada ETIP-BATTERIES EUROPE, que supone el marco de colaboración, o marketplace entre todos los diferentes stakeholders europeos en el área de Baterías, cubriendo toda la cadena de valor de la investigación e innovación en este sector.

· Horizon 2020 y Horizon Europe

Horizon 2020 es el mayor instrumento de financiación de la investigación y la innovación a nivel europeo, dotado con cerca de 80.000 millones de euros. Entre sus objetivos está el de apoyar las políticas para la transición a una economía baja en carbono, la protección del medio ambiente y la acción climática. En términos generales, entorno a un 35% del programa está destinado a financiar proyectos de investigación e innovación relacionados con el cambio climático, entre los que se incluyen los encaminados a lograr una energía limpia, segura y eficiente.

Horizon 2020 es el actual Programa Marco de Investigación e Innovación de la



UE y fue lanzado para el periodo 2014-2020. Está en fase de desarrollo el próximo Programa Marco «Horizon Europe», para el periodo 2021-2027, que será el sucesor de Horizon 2020, y que estará dotado con 75.900 millones de euros, de los cuales se estima que un 35% irá destinado a abordar los desafíos del cambio climático, apoyando políticas para la transición a una economía baja en carbono y la protección del medio ambiente.

Y muchos otros como son:

- **Innovation Fund**
- **Pacto Verde Europeo (European Green Deal)**
- **InvestEU**
- **Fondo de Transición Justa**
- **Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER)**
- **Fondo Europeo para Inversiones Estratégicas (FEIE)**

4.5.2- INSTRUMENTOS NACIONALES

Destacamos que para la ejecución de los fondos europeos procedentes del instrumento Next Generation EU hasta 2023, el pasado 7 de octubre de 2020, el Gobierno aprobó el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia “España Puede”. La transición ecológica es uno de los pilares que vertebran el Plan, y para su logro, son clave herramientas como el despliegue de energías renovables, la eficiencia energética o las redes inteligentes, así como elementos que doten de flexibilidad al sistema energético.

Incluye entre sus objetivos el despliegue de las tecnologías de almacenamiento, siendo esta Estrategia clave para su implementación. Dotada con 1.365 millones de euros, abordará reformas e inversiones relativas a reforzar e impulsar dichas líneas de actuación; esto es, incrementar la flexibilidad del sistema energético, mejorar la infraestructura eléctrica, potenciar las redes inteligentes y favorecer el despliegue del almacenamiento energético.

4.6-PARTICIPACIÓN PÚBLICA

La elaboración de la Estrategia de Almacenamiento Energético se ha apoyado en un importante proceso de participación pública, brindando a los diferentes agentes implicados la oportunidad de contribuir a su elaboración. Esta participación pública se ha articulado a través de diferentes mecanismos.



Por un lado, se efectuó una consulta a actores articulada a través de cinco jornadas temáticas en la que se contó con la participación de múltiples agentes vinculados a la energía, el sector eléctrico y el almacenamiento energético.

Adicionalmente, se efectuó una consulta pública previa para la libre contribución de todas las personas interesadas en aportar, cuyos detalles se recogen a continuación.

4.6.1- CONSULTA PÚBLICA PREVIA

Entre el 8 de abril y el 19 de junio de 2020 se llevó a cabo el proceso de consulta pública previa para la elaboración de la Estrategia de Almacenamiento Energético, han participado 86 entidades, la mayor parte de ellas empresas y Asociaciones empresariales, vinculadas fundamentalmente a los sectores de la energía, la industria y el transporte. Adicionalmente se contó con la participación de Administraciones Públicas, en su mayor parte Ayuntamientos, entidades vinculadas con la I+D+i, así como de particulares todo ello recogido en la Figura 56.

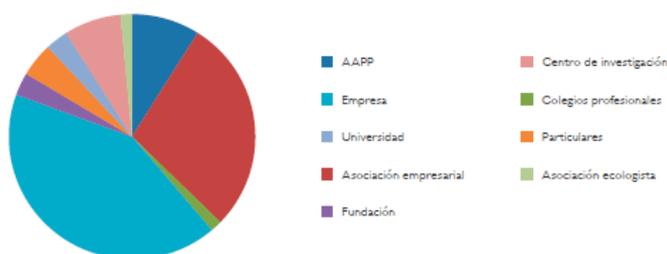


Figura 56. Tipos de Participantes Consulta pública [Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico]



Siendo su ámbito principal el que se puede ver en la Figura 57:

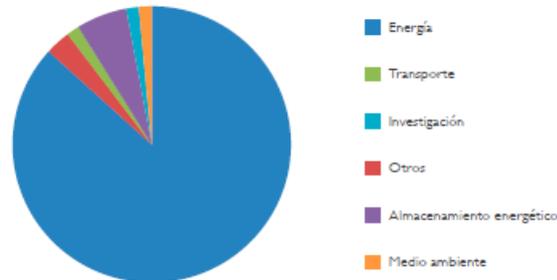


Figura 57. Sectores de los Participantes Consulta pública [Ministerio Transición Ecológica y Reto Demográfico]

Una de las principales preocupaciones que ha transmitido el sector está relacionada con la participación en los mercados, y, en concreto, cómo cubrir los costes de las tecnologías de almacenamiento energético en los casos en que no sean recuperados mediante la participación en los mismos.

Adicionalmente, se emplaza a que la Estrategia defina objetivos concretos y a que se cuantifiquen las necesidades de almacenamiento energético, con base en los escenarios recogidos en el PNIEC y al gran despliegue de renovables que éste prevé.

En cuanto a las diferentes tecnologías de almacenamiento energético, se hace hincapié en que la Estrategia se debe centrar en una regulación que favorezca la neutralidad tecnológica, de manera que todas las tecnologías compitan en igualdad de condiciones.

4.6.2- CONSULTA A ACTORES

La consulta a actores implicados se articuló a través de cinco jornadas en las que se trataron las siguientes temáticas, todas ellas relativas al papel del almacenamiento en un sistema energético descarbonizado y flexible:

- 1ª.- Almacenamiento a gran escala (delante del contador)
- 2ª.- Almacenamiento distribuido
- 3ª.- Retos de desarrollo tecnológicos para el almacenamiento (I+D+i)
- 4ª.- Integración Inteligente de sectores



5ª.- Cuestiones transversales.

Todas las sesiones contaron con una alta participación, reuniendo a más de 60 asistentes por sesión, y alcanzando cerca de 80 en algunas de ellas. Se invitó a participar a representantes de diversos ámbitos relacionados con el almacenamiento energético, abarcando empresas del sector representativas de toda la cadena de valor, la Comisión Europea, asociaciones empresariales, organismos académicos y científico-tecnológicos, colegios profesionales, Administraciones públicas, consultorías, cooperativas y organizaciones sociales, entre otros agentes.

4.7-ESTUDIO TÉCNICO DE LA HIBRIDACIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE 3MW MEDIANTE BATERÍAS DE LITIO.

El año tiene 8760 horas de las cuales una planta fotovoltaica como la descrita en este trabajo fin de grado, produce entre 1500 y 2000 horas equivalentes al año, es decir, a máxima potencia, por tanto, más del 77 % de las horas equivalentes no se aprovechan.

Otro de los problemas que está apareciendo con el boom de las renovables es la escasez de puntos de conexión, lo que está provocando una gran especulación por parte de grandes compañías, motivando aún más el desarrollo de las hibridaciones que no conlleva la creación de nuevas infraestructuras en la red de distribución.

Para intentar solventar este problema y gracias al impulso en materia de hibridación de las renovables, se optará por hacer un estudio de una posible hibridación mediante baterías de ión-litio de la planta fotovoltaica del término municipal de Aguasal.

La instalación de un sistema de almacenamiento de energía (ESS por sus siglas en inglés) a gran escala hace que el esquema de la instalación cambie de una manera significativa, siendo su funcionamiento y los elementos que la componen los que se muestran en la Figura 58.

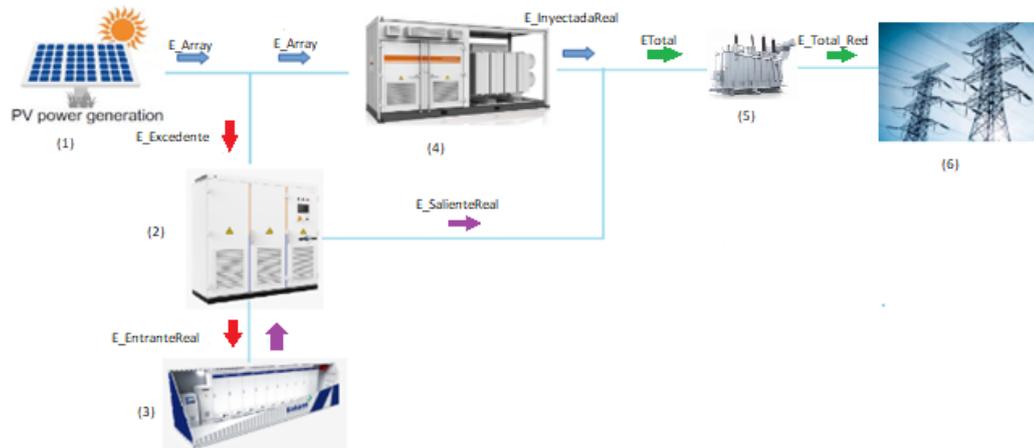


Figura 58. Esquema instalación fotovoltaica híbrida [Elaboración Propia]

Este esquema consta de:

- (1)- Paneles fotovoltaicos Longi Solar LR4-72 HPH 435 M.
- (2)- Regulador-Inversor Sungrow SC1000TL PCS
- (3)- Baterías tipo NCM japonesas cuya vida útil es mayor que las LFP china.
- (4)- Inversor Sungrow SG3125HV-MV-20
- (5)- Transformador 0,6 kV- 13,2-20 kV.
- (6)- Red de distribución

· Los paneles solares serán los encargados de producir energía eléctrica gracias a los rayos del sol, siendo esta denominada como E_Array (energía en bornes del panel)

· Esa energía pasará a través de un Inversor Sungrow SG3125HV-MV-20 cuyo cometido es el de transformar la corriente continua en corriente alterna dando lugar a E_Grid (energía tras el inversor).

· Si la energía producida en los paneles es mayor que la energía que se puede inyectar en red (en este caso 2,5MW), se generará un excedente que será acumulado en las baterías. Se tendrá en cuenta que el regulador-inversor Sungrow SC1000TL instalado antes de las baterías encargado de controlar el estado de carga posee un rendimiento del 98,5% y que además el rendimiento de carga de las baterías será del 90%.

· Cuando la energía producida por las placas fotovoltaicas sea inferior a la que



se puede inyectar en red y las baterías posean carga, se obtendrá esa energía restante hasta llegar al límite de inyección de estas últimas, teniendo presente que el rendimiento de descarga de las baterías en este caso es del 90% y el rendimiento del regulador-inversor Sungrow SC1000TL PCS es del 98,5%.

La suma de la energía saliente de las baterías más la producida por los paneles fotovoltaicos teniendo en cuenta los diferentes rendimientos nos da la energía total, pero la energía que vertimos a la red pasa antes por un transformador que eleva la tensión desde los 0,6 kV hasta los 13,2-20kV y cuyo rendimiento es del 98,7%.

Como apunte decir que el inversor Sungrow SG3125HV-MV-20 trae acoplado en un solo bloque el transformador, pero para que quede más claro y visual separo el transformador dividiéndolo en dos partes diferenciadas.

A continuación se desarrollará la parte técnica del estudio de viabilidad de la hibridación partiendo de los datos obtenidos mediante simulación en PVSyst.

Muy Importante: Se tendrá presente que tanto los paneles como las baterías se degradan con el tiempo por lo que la energía producida no será la misma durante los 25 años sino que se irá reduciendo, pero para facilitar los cálculos tomaremos la del primer año para todos los años del estudio



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico

En la Figura 59 se puede ver lo que genera la instalación sin acumulación y sin limitación, lo que genera sin acumulación y con limitación, y lo que genera con acumulación y con limitación.

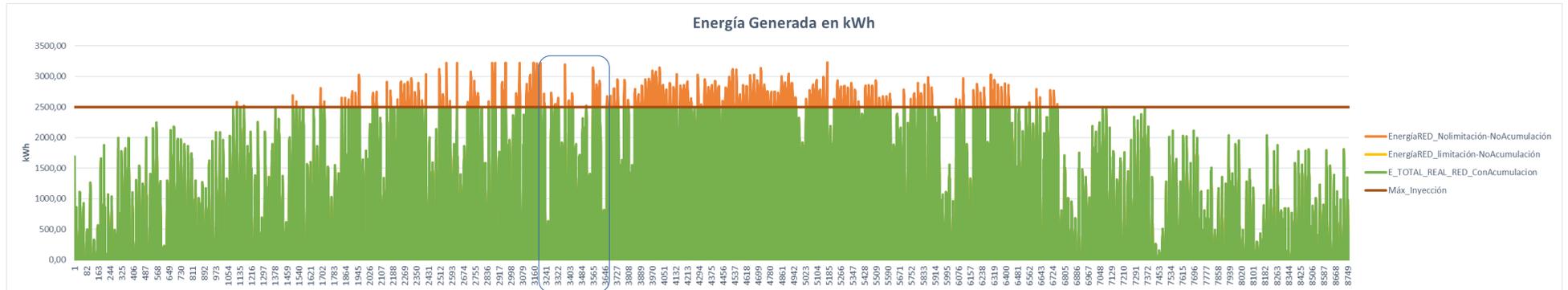


Figura 59. Generación Instalación [Elaboración Propia]

Lo que se hará es tomar un intervalo de tiempo para que la gráfica sea más sencilla de analizar, en este caso desde el 9/05/90 a las 00:00 hasta el 23/05/90 a las 00:00 y realizarlo para una batería de 2MWh que puede servir de ejemplo para el resto de capacidades todo ello se recoge en la Figura 60.

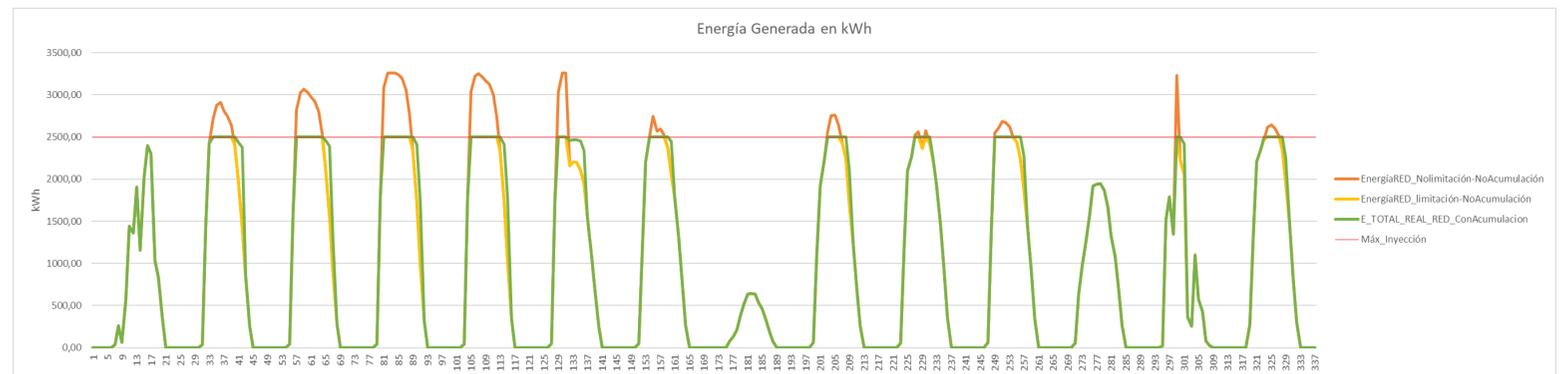


Figura 60. Generación Instalación en el intervalo escogido [Elaboración Propia]



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico

Teniendo presente en todo momento que se tiene una limitación de energía a verter en la red de 2,5 MW representado en la gráfica mediante una línea horizontal de color rojo, se pueden sacar las siguientes conclusiones:

1.- Todo lo que queda por encima de los 2,5MW (sombreado en amarillo) en la producción sin acumulación y sin limitación, es energía que se genera y no se vierte (Figura 61) por lo tanto que se está desperdiciando, y es el motivo principal de este estudio de la hibridación.

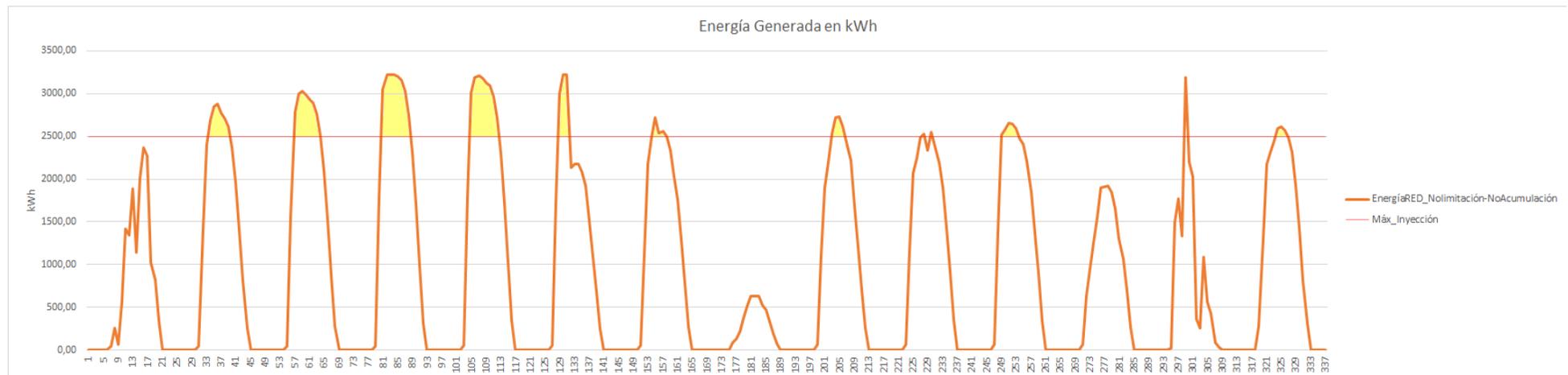


Figura 61. Energía generada y no vertida a la red durante las horas estimadas [Elaboración Propia]



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico

2.-El área que está sombreada en la imagen y que se encuentra acotada por la curva de generación sin acumulación y sin limitación y el límite de inyección de 2,5 MW es la energía que no se ha producido durante esas horas (Figura 62).

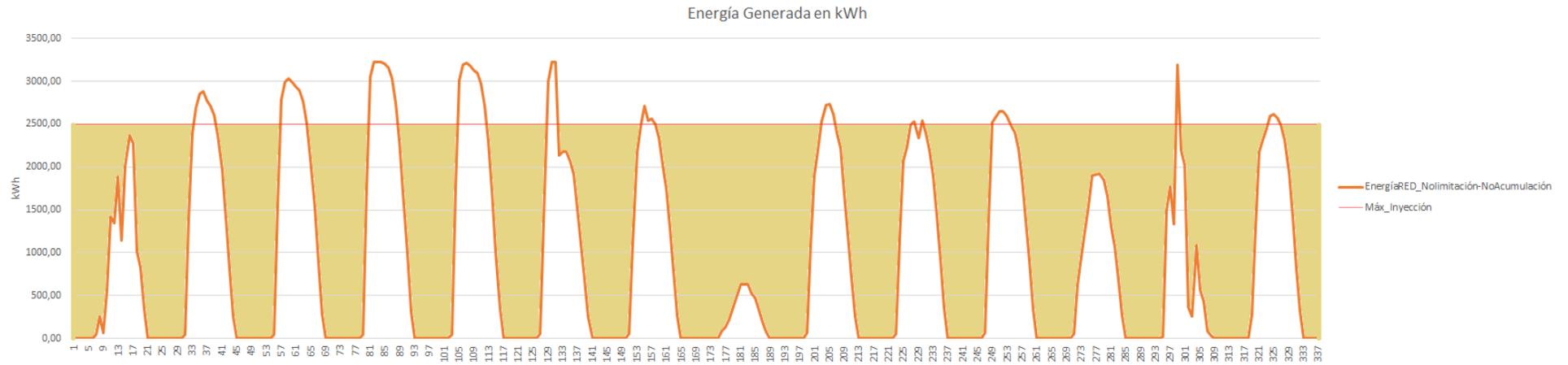


Figura 62. Energía no producida durante las horas estimadas [Elaboración Propia]



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico

3.-Comparando la producción con limitación pero sin acumulación (amarillo) y la producción con limitación y con acumulación(verde) se observa que con la acumulación no se producen tantos picos, sino que alargamos en el tiempo la máxima inyección, consiguiendo una grafica mas rectangular (Figura 63), algo beneficioso a la hora de encajar esta producción en la demanda.

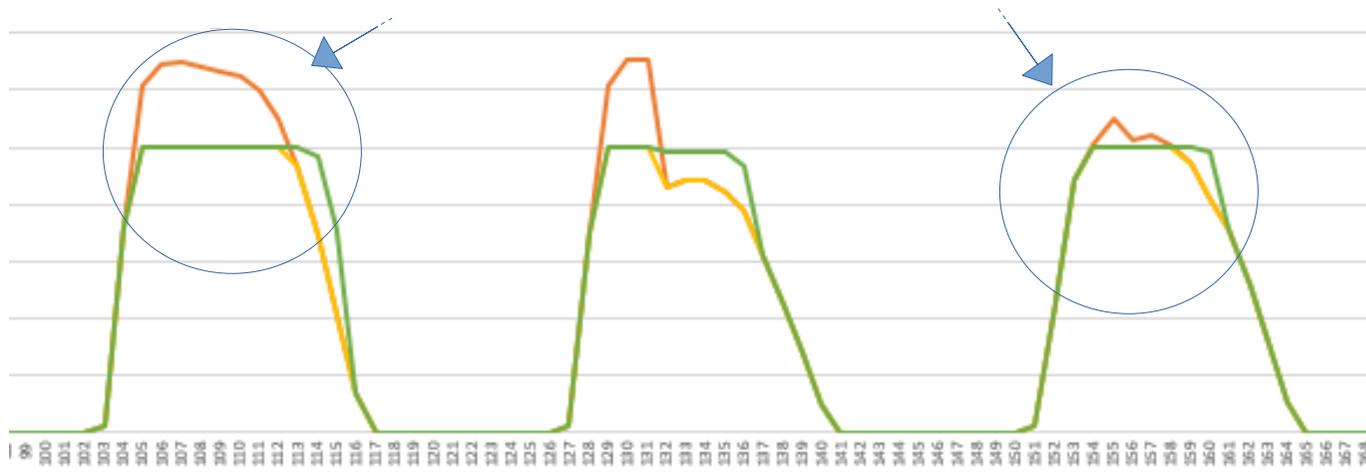


Figura 63.Comparativa entre gráficas [Elaboración Propia]

Por tanto la instalación de acumulación permite almacenar la energía sobrante, sobre todo en las horas centrales del día, para más tarde verterla en los momentos en los que la producción de la planta fotovoltaica por si sola no sea la suficiente, además de servir como apoyo ante la variabilidad de la producción que esta sujeta a muchos factores como pueden ser por ejemplo los climatológicos.



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico



Hay muchas maneras lógicas de que la batería entregue la energía, por ejemplo buscando los momentos en los que el precio de la energía sea el más elevado, para así obtener unos beneficios mayores y por lo tanto un retorno de la inversión más rápido.

En esta caso la lógica adoptada para tal fin es básicamente que siempre que la potencia generada de la instalación hibridada baje del límite impuesto por REE, en este caso de 2,5MW, la batería entregará todo lo que pueda.

En la Tabla 9 se puede ver de forma resumida la producción a lo largo de un año con diferentes tamaños de batería, comparándolo directamente con la producción sin baterías pero con el límite de inyección a red y con la producción sin baterías y sin límite de inyección a red.

Tamaño Batería	Energía Total Generada Instalación Año	N.º de Ciclos
MWh	MWh/año	
0,2	5979,22	153
0,5	6014,63	138
0,8	6045,58	126
1	6064,72	114
2	6134,70	68
3	6168,42	27
4	6181,33	7
5	6184,47	2
SIN BATERÍA Y CON LIMITE DE 2,5 MWh	5952,56	
SIN BATERÍA Y SIN LIMITE DE 2,5 MWh	6205,70	

Tabla 9. Producción y número de ciclos con diferentes capacidades de baterías [Elaboración Propia]

Como se puede observar, aunque se instalen baterías de grandes capacidades, no se logra tener un salto significativo en la energía generada, debido claramente a que el sobrante de energía es muy pequeño, produciéndose casi la totalidad en las horas centrales del día.

Como se puede apreciar también el número de ciclos no va a ser un elemento limitante, ya que según la información proporcionada por los fabricantes de baterías de ión-litio, estas contarán con 6000 ciclos de vida útil aproximadamente. Es decir las baterías durarán mucho más que por ejemplo



los paneles solares cuya vida se estima en 25 años.

Si se tiene en cuenta solo la parte técnica, se observa que cuanto mayor es la batería más energía acumula y más se acerca a la energía que se vertería si no se tuviese ni limitación en el punto frontera ni baterías, volcando toda la energía producida a la red.

Pero si se tiene en cuenta el estudio económico se ve que cuanto mayor sea la capacidad menor beneficio se obtendrá de ellas pero esto se verá a continuación.

4.8-ESTUDIO ECONÓMICO DE LA HIBRIDACIÓN DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DEL TÉRMINO MUNICIPAL DE AGUASAL MEDIANTE BATERÍAS DE LITIO.

El VAN y el TIR no son las únicas fórmulas para calcular la viabilidad de un proyecto de negocio o una inversión. Existen muchas otras. Sin embargo, buena parte de los profesionales del sector financiero están de acuerdo de que se tratan de herramientas idóneas para las primeras fases del proceso.

Medir la viabilidad es fundamental para saber si una empresa debe apostar de lleno por un proyecto. Lo contrario es andar a tientas en el mercado y esperar que las dinámicas del mismo nos sean favorables, algo que por lo general no ocurre sin una planificación.

Además, no es sólo ese proyecto lo que está en juego, sino también otros tantos que se pueden derivar de lo que se obtenga en un primer momento.

4.8.1-CALCULO DEL VAN

La formula del Valor Actual Neto (Ilustración 1) se utiliza para la valoración de distintas opciones de inversión. Ya que calculando el VAN de distintas inversiones se va a conocer con cuál de ellas se va a obtener una mayor ganancia.



$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Ilustración 1.Fórmula VAN

F_t= son los flujos de dinero en cada periodo t

I₀= es la inversión realiza en el momento inicial (t = 0)

n= es el número de periodos de tiempo

k= es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión

Para la realización de la Excel que se verá más adelante se han utilizado los siguientes datos:

Costes de Inversión

Previsión de la inversión a realizar de acuerdo a la estimación de costos.

En este caso el presupuesto ofrecido por MEINS es el de 0,477 €/Wh con todos los elementos necesarios para su puesta en marcha como pueden ser las baterías,regulador-inversor, cableado etc,incluyendo además su beneficio.

Producción

Producción media anual prevista del emplazamiento

Evolución del IPC

Se estima un 1,2% de incremento anual según la información obtenida de la pagina web de Bankia.

Precio de la energía

España es el principal mercado europeo de contratos de compra venta de energía, según Axel Narvaez director en España de Augusta & Co (asesoría financiera especializada en energías renovables con sede en Londres y más de 19 años de experiencia).

Según Narvaez "Los precios medios de un PPA privado en 2020 se han firmado alrededor de 35-36 euros/MWh, mientras que solo un año antes, en 2019 estaba alrededor de 40 euros/MWh".

Por ello se toma como precio 35 €/MWh aumentándolo anualmente 1% por



debajo del IPC. ya que consideramos que realizamos un Power Purchase Agreement (PPA) es decir un acuerdo o contrato de compra-venta de energía con una comercializadora.

Amortización

Se efectuará de forma lineal los 25 años de vida útil de la instalación solar, ya que es la limitante, porque viendo el numero de ciclos que realiza las baterías en un año y extrapolando a los 6000 ciclos de vida útil que poseen vemos que duran mucho más las baterías que la instalación solar.

Impuesto de Sociedades

El impuesto de sociedades, también denominado impuesto sobre la renta o el beneficio de las sociedades, es un impuesto directo, de carácter personal y habitualmente de tipo impositivo único, que recae sobre los beneficios obtenidos por las sociedades .

En este caso se considerará el tipo actual del 30% para todo el año.

Periodo de analisis

Las cifras se expresan en € de 2021 y se hacen las proyecciones para un periodo de 25 años considerando como vida útil la de la instalación solar fotovoltaica.

Interés de referencia para el cálculo del VAN

Tomando la media de los dos primeros meses de 2021 vemos que el Euribor está en torno al -0,5% (Figura 64).

Euribor Mensual durante el 2021 (Media):

	2021
Enero	-0,505% ↓
Febrero	-0,501% ↑
Marzo	
Abril	
Mayo	
Junio	
Julio	
Agosto	
Septiembre	
Octubre	
Noviembre	
Diciembre	

Gráfico de evolución del Euribor Mensual:

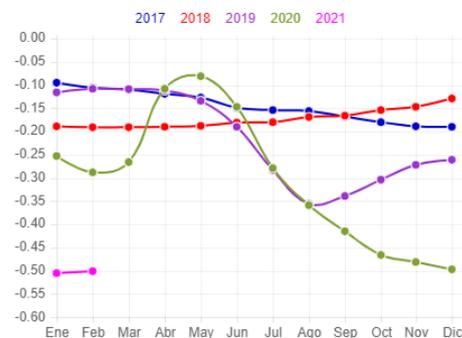


Figura 64. Euribor año 2021 [https://www.euribordiaro.es/historico2021.html]



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico



Se considera como interés de referencia el Euribor más un punto y medio porcentual esto es $(-0,5\%+1,5\%)=1\%$

El VAN sirve para generar dos tipos de decisiones: en primer lugar, ver si las inversiones son efectuables y en segundo lugar, ver qué inversión es mejor que otra en términos absolutos. Los criterios de decisión van a ser los siguientes:

- VAN > 0 :El valor actualizado de los cobro y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- VAN = 0 :El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- VAN < 0 :El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado

El VAN para la batería de 0,2 MWh se puede ver en la Tabla 10.

DATOS DE PARTIDA		
IPC	1,1	%
Interés (euribor+1,5%)	1,0000	%
Potencia	0,2	MW
Coste MW baterías	477000	€/MW
Producción	5979,22	MW
Gastos explotación	18	€/MWh
Precio Energía	35	€/MWh
Incremento precio energía	0,1	%
Tipo impositivo	30	%
	Euribor	-0,5

AÑO	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN	PRECIO	FACTURACIÓN	GASTOS EXPLORACIÓN	AMORTIZACIÓN	BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA SOLO ESTE AÑO	FLUJO DE CAJA ACUMULADO	
										rs=1%	rs=1%
	€	MWh	€/MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
1	-95,40	5979,22	35,04	209,48	108,81	-3,82	96,86	29,06	-23,78	-23,55	-23,55
2		5979,22	35,07	209,69	110,01	-3,82	95,87	28,76	70,92	69,53	46,98
3		5979,22	35,11	209,90	111,22	-3,82	94,87	28,46	70,22	68,16	114,14
4		5979,22	35,14	210,11	112,44	-3,82	93,85	28,16	69,51	66,80	180,94
5		5979,22	35,18	210,32	113,68	-3,82	92,83	27,85	68,80	65,46	246,39
6		5979,22	35,21	210,53	114,93	-3,82	91,79	27,54	68,07	64,12	310,52
7		5979,22	35,25	210,74	116,19	-3,82	90,73	27,22	67,33	62,80	373,32
8		5979,22	35,28	210,95	117,47	-3,82	89,67	26,90	66,58	61,49	434,81
9		5979,22	35,32	211,16	118,76	-3,82	88,59	26,58	65,83	60,19	494,99
10		5979,22	35,35	211,37	120,07	-3,82	87,49	26,25	65,06	58,90	553,89
11		5979,22	35,39	211,59	121,39	-3,82	86,38	25,91	64,28	57,62	611,51
12		5979,22	35,42	211,80	122,72	-3,82	85,26	25,58	63,50	56,35	667,86
13		5979,22	35,46	212,01	124,07	-3,82	84,12	25,24	62,70	55,09	722,95
14		5979,22	35,49	212,22	125,44	-3,82	82,97	24,89	61,89	53,84	776,79
15		5979,22	35,53	212,43	126,82	-3,82	81,80	24,54	61,08	52,61	829,40
16		5979,22	35,56	212,65	128,21	-3,82	80,62	24,18	60,25	51,38	880,78
17		5979,22	35,60	212,86	129,62	-3,82	79,42	23,83	59,41	50,16	930,95
18		5979,22	35,64	213,07	131,05	-3,82	78,21	23,46	58,56	48,96	979,90
19		5979,22	35,67	213,28	132,49	-3,82	76,98	23,09	57,70	47,76	1027,66
20		5979,22	35,71	213,50	133,95	-3,82	75,73	22,72	56,83	46,57	1074,24
21		5979,22	35,74	213,71	135,42	-3,82	74,47	22,34	55,95	45,40	1119,63
22		5979,22	35,78	213,93	136,91	-3,82	73,20	21,96	55,05	44,23	1163,86
23		5979,22	35,81	214,14	138,42	-3,82	71,90	21,57	54,15	43,07	1206,94
24		5979,22	35,85	214,35	139,94	-3,82	70,60	21,18	53,23	41,92	1248,86
25		5979,22	35,89	214,57	141,48	-3,82	69,27	20,78	52,31	40,79	1289,65

Tabla 10. VAN batería 0,2MWh [Elaboración Propia]

Como se puede ver para este supuesto donde la batería que se instala es de 0,2 MWh, empieza a ser rentable y se empieza a obtener beneficios desde el segundo año, obteniendo un VAN acumulado a los 25 años de 1289,65 k€.



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico



El VAN para la batería de 0,5 MWh se puede ver en la Tabla 11.

DATOS DE PARTIDA		
IPC	1,1	%
Interés (euribor+1,5%)	1,0000	%
Potencia	0,5	MW
Coste MW baterías	477000	€/MW
Producción	6014,63	MW
Gastos explotación	18	€/MWh
Precio Energía	35	€/MWh
Incremento precio energía	0,1	%
Tipo Impositivo	30	%
Euribor	-0,5	

AÑO	INVERSIÓN k€	PRODUCCIÓN MWh	PRECIO €/MWh	ACTURACIÓN k€	GASTOS EXPLOTACIÓN k€	MORTIZACIÓN k€	BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS k€	IMPUESTOS k€	FLUJO DE CAJA SOLO ESTE AÑO k€	CAJA ACTUAL	VAN ACUMULADO
										r=1%	r=1%
1	-238,50	6014,63	35,04	210,72	109,45	-9,54	91,73	27,52	-164,75	-163,12	-163,12
2		6014,63	35,07	210,93	110,66	-9,54	90,73	27,22	73,05	71,62	-91,50
3		6014,63	35,11	211,14	111,88	-9,54	89,73	26,92	72,35	70,22	-21,28
4		6014,63	35,14	211,36	113,11	-9,54	88,71	26,61	71,64	68,84	47,56
5		6014,63	35,18	211,57	114,35	-9,54	87,68	26,30	70,91	67,47	115,03
6		6014,63	35,21	211,78	115,61	-9,54	86,63	25,99	70,18	66,11	181,14
7		6014,63	35,25	211,99	116,88	-9,54	85,57	25,67	69,44	64,77	245,91
8		6014,63	35,28	212,20	118,17	-9,54	84,50	25,35	68,69	63,43	309,34
9		6014,63	35,32	212,41	119,47	-9,54	83,41	25,02	67,93	62,11	371,45
10		6014,63	35,35	212,63	120,78	-9,54	82,31	24,69	67,16	60,79	432,25
11		6014,63	35,39	212,84	122,11	-9,54	81,19	24,36	66,37	59,49	491,74
12		6014,63	35,42	213,05	123,45	-9,54	80,06	24,02	65,58	58,20	549,94
13		6014,63	35,46	213,27	124,81	-9,54	78,92	23,67	64,78	56,92	606,86
14		6014,63	35,49	213,48	126,18	-9,54	77,76	23,33	63,97	55,65	662,51
15		6014,63	35,53	213,69	127,57	-9,54	76,58	22,97	63,15	54,39	716,90
16		6014,63	35,56	213,91	128,97	-9,54	75,39	22,62	62,31	53,14	770,05
17		6014,63	35,60	214,12	130,39	-9,54	74,19	22,26	61,47	51,90	821,95
18		6014,63	35,64	214,33	131,83	-9,54	72,97	21,89	60,62	50,68	872,63
19		6014,63	35,67	214,55	133,28	-9,54	71,73	21,52	59,75	49,46	922,09
20		6014,63	35,71	214,76	134,74	-9,54	70,48	21,14	58,88	48,25	970,34
21		6014,63	35,74	214,98	136,22	-9,54	69,21	20,76	57,99	47,05	1017,39
22		6014,63	35,78	215,19	137,72	-9,54	67,93	20,38	57,09	45,87	1063,26
23		6014,63	35,81	215,41	139,24	-9,54	66,63	19,99	56,18	44,69	1107,95
24		6014,63	35,85	215,62	140,77	-9,54	65,31	19,59	55,26	43,52	1151,47
25		6014,63	35,89	215,84	142,32	-9,54	63,98	19,19	54,33	42,36	1193,83

Tabla 11. VAN batería 0,5MWh [Elaboración Propia]

Como se puede ver para este supuesto donde la batería que se instala es de 0,5 MWh, empieza a ser rentable y se empieza a obtener beneficios desde el cuarto año, obteniendo un VAN acumulado a los 25 años de 1193,83 k€.



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico



El VAN para la batería de 0,8 MWh se puede ver en la Tabla 12.

DATOS DE PARTIDA		
IPC	1,1	%
Interés (euribor+1,5%)	1,0000	%
Potencia	0,8	MW
Coste MW baterías	477000	€/MW
Producción	6045,58	MW
Gastos explotación	18	€/MWh
Precio Energía	35	€/MWh
Incremento precio energía	0,1	%
Tipo Impositivo	30	%
Euribor	-0,5	

AÑO	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN	PRECIO	FACTURACIÓN	GASTOS EXPLOTACIÓN	AMORTIZACIÓN	BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA SOLO ESTE AÑO	FLUJO DE CAJA ACTUAL		VAN ACUMULADO	
										€	€	r=1%	r=1%
1	-381,60	6045,58	35,04	211,81	110,02	-15,26	86,53	25,96	-305,77	-302,74	-302,74		
2		6045,58	35,07	212,02	111,23	-15,26	85,53	25,66	75,13	73,65	-229,09		
3		6045,58	35,11	212,23	112,45	-15,26	84,52	25,35	74,42	72,24	-156,85		
4		6045,58	35,14	212,44	113,69	-15,26	83,49	25,05	73,71	70,83	-85,02		
5		6045,58	35,18	212,66	114,94	-15,26	82,45	24,74	72,98	69,44	-35,58		
6		6045,58	35,21	212,87	116,20	-15,26	81,40	24,42	72,24	68,06	51,48		
7		6045,58	35,25	213,08	117,48	-15,26	80,34	24,10	71,50	66,69	118,16		
8		6045,58	35,28	213,29	118,77	-15,26	79,26	23,78	70,74	65,33	183,49		
9		6045,58	35,32	213,51	120,08	-15,26	78,16	23,45	69,98	63,98	247,48		
10		6045,58	35,35	213,72	121,40	-15,26	77,06	23,12	69,20	62,65	310,13		
11		6045,58	35,39	213,93	122,74	-15,26	75,93	22,78	68,42	61,32	371,45		
12		6045,58	35,42	214,15	124,09	-15,26	74,80	22,44	67,62	60,01	431,46		
13		6045,58	35,46	214,36	125,45	-15,26	73,65	22,09	66,82	58,71	490,17		
14		6045,58	35,49	214,58	126,83	-15,26	72,48	21,74	66,00	57,42	547,59		
15		6045,58	35,53	214,79	128,23	-15,26	71,30	21,39	65,17	56,14	603,73		
16		6045,58	35,56	215,01	129,64	-15,26	70,11	21,03	64,34	54,87	658,60		
17		6045,58	35,60	215,22	131,06	-15,26	68,89	20,67	63,49	53,61	712,21		
18		6045,58	35,64	215,44	132,50	-15,26	67,67	20,30	62,63	52,36	764,57		
19		6045,58	35,67	215,65	133,96	-15,26	66,43	19,93	61,76	51,12	815,69		
20		6045,58	35,71	215,87	135,44	-15,26	65,17	19,55	60,88	49,90	865,59		
21		6045,58	35,74	216,08	136,93	-15,26	63,89	19,17	59,99	48,68	914,26		
22		6045,58	35,78	216,30	138,43	-15,26	62,60	18,78	59,09	47,47	961,73		
23		6045,58	35,81	216,52	139,95	-15,26	61,30	18,39	58,17	46,27	1008,01		
24		6045,58	35,85	216,73	141,49	-15,26	59,97	17,99	57,25	45,09	1053,09		
25		6045,58	35,89	216,95	143,05	-15,26	58,63	17,59	56,31	43,91	1097,00		

Tabla 12. VAN batería 0,8MWh [Elaboración Propia]

Como se puede ver para este supuesto donde la batería que se instala es de 0,8 MWh, empieza a ser rentable y se empieza a obtener beneficios desde el sexto año, obteniendo un VAN acumulado a los 25 años de 1097,00 k€.



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico



El VAN para la batería de 1 MWh se puede ver en la Tabla 13.

DATOS DE PARTIDA	
IPC	1,11 %
Interés (Euribor+1,5%)	1,0000 %
Potencia	1 MW
Coste MW baterías	477000 €/MW
Producción	6064,72 MW
Gastos explotación	18 €/MWh
Precio Energía	35 €/MWh
Incremento precio energía	0,11 %
Tipo Impositivo	30 %
Euribor	-0,5

AÑO	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN	PRECIO	FACTURACIÓN	GASTOS EXPLOTACIÓN	AMORTIZACIÓN	BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA		VAN ACUMULADO
									FLUJO DE CAJA SOLO ESTE AÑO	FLUJO DE CAJA ACTUAL	
€	€	MWh	€/MWh	€	€	€	€	€	€	€	€
1	-477,00	6064,72	35,04	212,48	110,37	-19,08	83,03	24,91	-399,80	-395,84	-395,84
2		6064,72	35,07	212,69	111,58	-19,08	82,03	24,61	-399,80	-395,84	-320,85
3		6064,72	35,11	212,90	112,81	-19,08	81,02	24,30	-399,80	-395,84	-247,28
4		6064,72	35,14	213,12	114,05	-19,08	79,99	24,00	-399,80	-395,84	-175,14
5		6064,72	35,18	213,33	115,30	-19,08	78,95	23,68	-399,80	-395,84	-104,41
6		6064,72	35,21	213,54	116,57	-19,08	77,89	23,37	-399,80	-395,84	-35,07
7		6064,72	35,25	213,76	117,85	-19,08	76,82	23,05	-399,80	-395,84	39,88
8		6064,72	35,28	213,97	119,15	-19,08	75,74	22,72	-399,80	-395,84	99,47
9		6064,72	35,32	214,18	120,46	-19,08	74,64	22,39	-399,80	-395,84	164,69
10		6064,72	35,35	214,40	121,79	-19,08	73,53	22,06	-399,80	-395,84	228,56
11		6064,72	35,39	214,61	123,12	-19,08	72,41	21,72	-399,80	-395,84	291,09
12		6064,72	35,42	214,83	124,48	-19,08	71,27	21,38	-399,80	-395,84	352,29
13		6064,72	35,46	215,04	125,85	-19,08	70,11	21,03	-399,80	-395,84	412,18
14		6064,72	35,49	215,26	127,23	-19,08	68,94	20,68	-399,80	-395,84	470,76
15		6064,72	35,53	215,47	128,63	-19,08	67,76	20,33	-399,80	-395,84	528,05
16		6064,72	35,56	215,69	130,05	-19,08	66,56	19,97	-399,80	-395,84	584,06
17		6064,72	35,60	215,90	131,48	-19,08	65,34	19,60	-399,80	-395,84	638,79
18		6064,72	35,64	216,12	132,92	-19,08	64,11	19,23	-399,80	-395,84	692,27
19		6064,72	35,67	216,33	134,39	-19,08	62,87	18,86	-399,80	-395,84	744,49
20		6064,72	35,71	216,55	135,86	-19,08	61,61	18,48	-399,80	-395,84	795,47
21		6064,72	35,74	216,77	137,36	-19,08	60,33	18,10	-399,80	-395,84	845,21
22		6064,72	35,78	216,98	138,87	-19,08	59,03	17,71	-399,80	-395,84	893,74
23		6064,72	35,81	217,20	140,40	-19,08	57,72	17,32	-399,80	-395,84	941,06
24		6064,72	35,85	217,42	141,94	-19,08	56,40	16,92	-399,80	-395,84	987,18
25		6064,72	35,89	217,64	143,50	-19,08	55,05	16,52	-399,80	-395,84	1032,11

Tabla 13. VAN batería 1MWh [Elaboración Propia]

Como se puede ver para este supuesto donde la batería que se instala es de 1 MWh, empieza a ser rentable y se empieza a obtener beneficios desde el séptimo año, obteniendo un VAN acumulado a los 25 años de 1032,11 k€.



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico



El VAN para la batería de 2 MWh se puede ver en la Tabla 14.

DATOS DE PARTIDA		
IPC	1,1	%
Interés (euribor+1,5%)	1,0000	%
Potencia	2	MW
Coste MW baterías	477000	€/MW
Producción	6134,70	MW
Gastos explotación	18	€/MWh
Precio Energía	35	€/MWh
Incremento precio energía	0,1	%
Tipo Impositivo	30	%
Euribor		-0,5

AÑO	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN	PRECIO	FACTURACIÓN	GASTOS EXPLOTACIÓN	AMORTIZACIÓN	BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA SOLO ESTE AÑO	FLUJO DE CAJA ACTUAL		VAN ACUMULADO	
										r=1%	r=1%	r=1%	r=1%
	€K	MWh	€/MWh	€K	€K	€K	€K	€K	€K	€K	€K	€K	€K
1	-954,00	6134,70	35,04	214,93	111,64	-38,16	65,13	19,54	-870,25	-861,63	-861,63		
2		6134,70	35,07	215,14	112,87	-38,16	64,12	19,24	83,04	81,41	-780,23		
3		6134,70	35,11	215,36	114,11	-38,16	63,09	18,93	82,32	79,90	-700,33		
4		6134,70	35,14	215,57	115,36	-38,16	62,05	18,62	81,60	78,41	-621,91		
5		6134,70	35,18	215,79	116,63	-38,16	61,00	18,30	80,86	76,93	-544,98		
6		6134,70	35,21	216,01	117,92	-38,16	59,93	17,98	80,11	75,47	-469,51		
7		6134,70	35,25	216,22	119,21	-38,16	58,85	17,65	79,35	74,02	-395,50		
8		6134,70	35,28	216,44	120,52	-38,16	57,75	17,33	78,59	72,57	-322,92		
9		6134,70	35,32	216,65	121,85	-38,16	56,64	16,99	77,81	71,15	-251,78		
10		6134,70	35,35	216,87	123,19	-38,16	55,52	16,66	77,02	69,73	-182,05		
11		6134,70	35,39	217,09	124,55	-38,16	54,38	16,31	76,23	68,32	-113,72		
12		6134,70	35,42	217,31	125,92	-38,16	53,23	15,97	75,42	66,93	-46,79		
13		6134,70	35,46	217,52	127,30	-38,16	52,06	15,62	74,60	65,55	128,76		
14		6134,70	35,49	217,74	128,70	-38,16	50,88	15,26	73,78	64,18	82,94		
15		6134,70	35,53	217,96	130,12	-38,16	49,68	14,90	72,94	62,82	145,77		
16		6134,70	35,56	218,18	131,55	-38,16	48,47	14,54	72,09	61,48	207,24		
17		6134,70	35,60	218,39	132,99	-38,16	47,24	14,17	71,23	60,14	267,39		
18		6134,70	35,64	218,61	134,46	-38,16	45,99	13,80	70,36	58,82	326,21		
19		6134,70	35,67	218,83	135,94	-38,16	44,73	13,42	69,47	57,51	383,71		
20		6134,70	35,71	219,05	137,43	-38,16	43,46	13,04	68,58	56,20	439,92		
21		6134,70	35,74	219,27	138,94	-38,16	42,16	12,65	67,68	54,91	494,83		
22		6134,70	35,78	219,49	140,47	-38,16	40,86	12,26	66,76	53,63	548,46		
23		6134,70	35,81	219,71	142,02	-38,16	39,53	11,86	65,83	52,36	600,83		
24		6134,70	35,85	219,93	143,58	-38,16	38,19	11,46	64,89	51,11	651,94		
25		6134,70	35,89	220,15	145,16	-38,16	36,83	11,05	63,94	49,86	701,79		

Tabla 14. VAN batería 2MWh [Elaboración Propia]

Como se puede ver para este supuesto donde la batería que se instala es de 2 MWh, empieza a ser rentable y obtiene beneficios desde el decimotercer año, obteniendo un VAN acumulado a los 25 años de 701,79 k€.



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico



El VAN para la batería de 3 MWh se puede ver en la Tabla 15.

DATOS DE PARTIDA		
IPC	1,1	%
Interés (euribor+1,5%)	1,0000	%
Potencia	3	MW
Coste MW baterías	477000	€/MW
Producción	6168,42	MW
Gastos explotación	18	€/MWh
Precio Energía	35	€/MWh
Incremento precio energía	0,1	%
Tipo Impositivo	30	%
Euribor	-0,5	

AÑO	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN	PRECIO	FACTURACIÓN	GASTOS EXPLOTACIÓN	AMORTIZACIÓN	BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA SOLO ESTE AÑO	FLUJO DE CAJA ACTUAL		VAN ACUMULADO	
										r=1%	r=1%	r=1%	r=1%
	€K	MWh	€/MWh	€K	€K	€K	€K	€K	€K	€K	€K	€K	€K
1	-1431,00	6168,42	35,04	216,11	112,25	-57,24	46,62	13,99	-1341,13	-1327,85	-1327,85		
2		6168,42	35,07	216,33	113,49	-57,24	45,60	13,68	89,16	87,40	-1240,45		
3		6168,42	35,11	216,54	114,74	-57,24	44,57	13,37	88,44	85,84	-1154,61		
4		6168,42	35,14	216,76	116,00	-57,24	43,52	13,06	87,71	84,28	-1070,33		
5		6168,42	35,18	216,98	117,27	-57,24	42,46	12,74	86,96	82,74	-987,58		
6		6168,42	35,21	217,19	118,56	-57,24	41,39	12,42	86,21	81,22	-906,37		
7		6168,42	35,25	217,41	119,87	-57,24	40,30	12,09	85,45	79,70	-826,67		
8		6168,42	35,28	217,63	121,19	-57,24	39,20	11,76	84,68	78,20	-748,47		
9		6168,42	35,32	217,85	122,52	-57,24	38,09	11,43	83,90	76,71	-671,75		
10		6168,42	35,35	218,06	123,87	-57,24	36,96	11,09	83,11	75,24	-596,51		
11		6168,42	35,39	218,28	125,23	-57,24	35,81	10,74	82,31	73,77	-522,74		
12		6168,42	35,42	218,50	126,61	-57,24	34,65	10,40	81,50	72,32	-450,42		
13		6168,42	35,46	218,72	128,00	-57,24	33,48	10,04	80,67	70,89	-379,53		
14		6168,42	35,49	218,94	129,41	-57,24	32,29	9,69	79,84	69,46	-310,07		
15		6168,42	35,53	219,16	130,83	-57,24	31,08	9,33	79,00	68,05	-242,03		
16		6168,42	35,56	219,38	132,27	-57,24	29,86	8,96	78,14	66,64	-175,38		
17		6168,42	35,60	219,59	133,73	-57,24	28,63	8,59	77,28	65,25	-110,13		
18		6168,42	35,64	219,81	135,20	-57,24	27,38	8,21	76,40	63,87	-46,25		
19		6168,42	35,67	220,03	136,68	-57,24	26,11	7,83	75,52	62,51	16,25		
20		6168,42	35,71	220,25	138,19	-57,24	24,83	7,45	74,62	61,15	77,41		
21		6168,42	35,74	220,47	139,71	-57,24	23,53	7,06	73,71	59,81	137,22		
22		6168,42	35,78	220,69	141,24	-57,24	22,21	6,66	72,79	58,48	195,69		
23		6168,42	35,81	220,92	142,80	-57,24	20,88	6,26	71,85	57,16	252,85		
24		6168,42	35,85	221,14	144,37	-57,24	19,53	5,86	70,91	55,85	308,69		
25		6168,42	35,89	221,36	145,96	-57,24	18,16	5,45	69,95	54,55	363,24		

Tabla 15. VAN batería 3MWh [Elaboración Propia]

Como se puede ver para este supuesto donde la batería que se instala es de 3 MWh, empieza a ser rentable y obtiene beneficios desde el decimonoveno año, obteniendo un VAN acumulado a los 25 años de 363,24 k€.

Aunque en la parte técnica se ve que cuanto mayor es la capacidad de la batería, más energía se almacena y por tanto más se acerca a la energía que se generaría en la planta y que se inyectaría a la red sin ningún tipo de restricción, en la parte económica nos damos cuenta de la realidad, observando que cuanto mayor es la capacidad de la batería, mayor es la inversión y como la energía que se puede almacenar es poca, se tarda más en obtener beneficios siendo menos rentables.

4.8.2-CALCULO DEL TIR

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá una inversión para las cantidades que no se han retirado del proyecto.



También se puede definir basándonos en su cálculo, la TIR es la tasa de descuento que iguala, en el momento inicial, la corriente futura de cobros con la de pagos, generando un VAN igual a cero:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+TIR)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0$$

Ilustración 2.Fórmula TIR

Ft= son los flujos de dinero en cada periodo t

IO= es la inversión realiza en el momento inicial (t = 0)

n= es el número de periodos de tiempo

El criterio de selección será el siguiente:

- Si $TIR > k$, el proyecto de inversión será aceptado. En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.
- Si $TIR = k$, estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero. En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- Si $TIR < k$, el proyecto debe rechazarse. No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

Donde “k” es la rentabilidad que quiere obtener el cliente, en este caso la planta solar fotovoltaica posee un TIR del 16,5%.



Capítulo 4: Estudio Técnico-Económico



El TIR para la batería de 1 MWh se puede ver en la Tabla 16.

DATOS DE PARTIDA	
IPC	1,1 %
Interés (Euribor+1.5%)	17,8103 %
Potencia	1 MW
Coste MW baterías	477000 €/MW
Producción	6064,72 MW
Gastos explotación	18 €/MWh
Precio Energía	35 €/MWh
Incremento precio energía	0,1 %
Tipo impositivo	30 %
	Euribor -0,5

AÑO	INVERSIÓN	PRODUCCIÓN	PRECIO	FACTURACIÓN	GASTOS EXPLOTACIÓN	AMORTIZACIÓN	BENEFICIOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS	FLUJO DE CAJA SOLO ESTE AÑO	FLUJO DE CAJA ACTUAL		VAN ACUMULADO	
										17,810%	17,810%	17,810%	17,810%
	€	MWh	€/MWh	€	€	€	€	€	€	€	€	€	€
1	-477,00	6064,72	35,04	212,48	110,37	-19,08	83,03	24,91	-399,80	-399,80	-399,36	-399,36	
2		6064,72	35,07	212,69	111,58	-19,08	82,63	24,61	-76,50	-476,30	-475,86	-475,86	
3		6064,72	35,11	212,90	112,81	-19,08	81,22	24,30	-153,00	-629,30	-628,86	-628,86	
4		6064,72	35,14	213,12	114,05	-19,08	79,85	24,00	-229,50	-808,80	-808,36	-808,36	
5		6064,72	35,18	213,33	115,30	-19,08	78,50	23,68	-306,00	-1014,80	-1014,36	-1014,36	
6		6064,72	35,21	213,54	116,57	-19,08	77,19	23,37	-382,50	-1247,30	-1246,86	-1246,86	
7		6064,72	35,25	213,76	117,85	-19,08	75,92	23,05	-459,00	-1506,30	-1505,86	-1505,86	
8		6064,72	35,28	213,97	119,15	-19,08	74,70	22,72	-535,50	-1791,80	-1791,36	-1791,36	
9		6064,72	35,32	214,18	120,46	-19,08	73,53	22,39	-612,00	-2103,80	-2103,36	-2103,36	
10		6064,72	35,35	214,40	121,79	-19,08	72,41	22,06	-688,50	-2442,30	-2441,86	-2441,86	
11		6064,72	35,39	214,61	123,12	-19,08	71,34	21,72	-765,00	-2807,30	-2806,86	-2806,86	
12		6064,72	35,42	214,83	124,48	-19,08	70,31	21,38	-841,50	-3198,80	-3198,36	-3198,36	
13		6064,72	35,46	215,04	125,85	-19,08	69,33	21,03	-918,00	-3616,80	-3616,36	-3616,36	
14		6064,72	35,49	215,26	127,23	-19,08	68,40	20,68	-994,50	-4061,30	-4060,86	-4060,86	
15		6064,72	35,53	215,47	128,63	-19,08	67,52	20,33	-1071,00	-4532,30	-4531,86	-4531,86	
16		6064,72	35,56	215,69	130,05	-19,08	66,69	19,97	-1147,50	-5029,80	-5029,36	-5029,36	
17		6064,72	35,60	215,90	131,48	-19,08	65,91	19,60	-1224,00	-5553,80	-5553,36	-5553,36	
18		6064,72	35,64	216,12	132,92	-19,08	65,18	19,23	-1300,50	-6104,30	-6103,86	-6103,86	
19		6064,72	35,67	216,33	134,39	-19,08	64,50	18,86	-1377,00	-6681,30	-6680,86	-6680,86	
20		6064,72	35,71	216,55	135,86	-19,08	63,87	18,48	-1453,50	-7284,80	-7284,36	-7284,36	
21		6064,72	35,74	216,77	137,36	-19,08	63,29	18,10	-1530,00	-7914,80	-7914,36	-7914,36	
22		6064,72	35,78	216,98	138,87	-19,08	62,75	17,71	-1606,50	-8571,30	-8570,86	-8570,86	
23		6064,72	35,81	217,20	140,40	-19,08	62,26	17,32	-1683,00	-9254,30	-9253,86	-9253,86	
24		6064,72	35,85	217,42	141,94	-19,08	61,81	16,92	-1759,50	-9963,80	-9963,36	-9963,36	
25		6064,72	35,89	217,64	143,50	-19,08	61,40	16,52	-1836,00	-10709,80	-10709,36	-10709,36	
									Total	0,00	0,00	0,00	

Tabla 16. TIR batería 1MWh [Elaboración Propia]

Como se comentó anteriormente, y como se observo en la Tabla 16, la Tasa Interna de Retorno es el punto en el cuál el VAN es cero. Por lo que si se dibuja en un gráfico (Figura 65) el VAN de una inversión en el eje de ordenadas y una tasa de descuento (rentabilidad) en el eje de abscisas, la inversión será una curva descendente. El TIR será el punto donde esa inversión cruce el eje de abscisas, que es el lugar donde el VAN es cero.

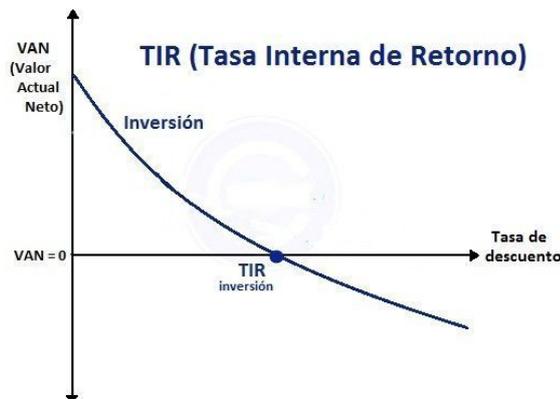


Figura 65. Representación gráfica VAN-TIR [https://economipedia.com]



Tomando esto en consideración, para el resto de capacidades de batería se realizaría de la misma manera anteriormente descrita con el ejemplo, obteniendo diferentes valores del TIR recogidos en la Tabla 17 que se muestra a continuación.

Tamaño Batería	TIR
MWh	%
0,2	297,197
0,5	43,319
0,8	23,418
1	17,81
2	7,097
3	3,241
4	1,097
5	-0,311

Tabla 17. TIR para diferentes capacidades de batería [Elaboración Propia]

Si se toma como referencia que la planta actualmente posee una rentabilidad del 16,5 %, se puede concluir que todo lo que esté por debajo de ese porcentaje se debe desestimar, ya que no tendría la rentabilidad mínima exigida.

Observando los datos obtenidos se ve que el límite lo tenemos en 1 MWh aceptando capacidades de baterías por debajo de esta ya que su rentabilidad aumenta.



En el siguiente capítulo se expondrán los resultados obtenidos, eligiendo y justificando cual es la elección que se va a presentar al interesado en hibridar la planta fotovoltaica, en este caso Quinto Armónico, S.L siempre teniendo en cuenta en maximizar los beneficios.

5.-CONCLUSIONES

En el presente proyecto se ha realizado la justificación del trabajo fin de grado, una descripción de la planta indicando sus partes más importantes, una presentación de diferentes propuestas de almacenamiento con la elección tomada y por último un estudio técnico y económico de la instalación de acumulación en la instalación solar del término municipal de Aguasal.

Se ha realizado un estudio económico en el que se comparan diferentes capacidades de acumulación de baterías ion-litio.

En este estudio se verán los costes que supondría su instalación y el beneficio que se obtendría de la venta de la energía acumulada y que no se desperdiciaría debido a la limitación impuesta por Red Eléctrica Española de 2,5 MWh en el nudo.

Las principales causas de que la rentabilidad económica de la inversión como la que se estudia sea mayor cuanto menor es la batería son las siguientes:

-Los precios de adquisición e instalación de los sistemas de almacenamiento por unidad de energía almacenada son aún muy elevados.

-La escasa cantidad de energía sobrante que proporciona el parque fotovoltaico, hace que las baterías no sean aprovechadas de manera efectiva, y por tanto, haciendo que la rentabilidad de estas disminuya.

Dado que prácticamente todas las tecnologías de almacenamiento con baterías están en estudio y desarrollo, su precio deberá disminuir a lo largo del tiempo como ya se ha visto en el desarrollo del presente trabajo, haciendo que la viabilidad económica de este tipo de hibridaciones con acumulación resulte económicamente rentable, siendo una opción a tener en cuenta.

Por último, destacar que los datos tomados en el presente proyecto se han intentado ajustar lo más posible a la realidad, aunque haya posibles



Capítulo 5: Conclusiones



variaciones los resultados no deberían variar en demasía pudiendo llegar a asumir la fiabilidad de los resultados obtenidos en los distintos estudios realizados.



6.-BIBLIOGRAFÍA

[1] IBERDOLA; “Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado”. [Consultado 24 de enero de 2021]

Disponible en: [https:// www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente](https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente)

[2] EEA (Agencia Europea de Medio Ambiente. “Previsión de la UE sobre emisiones de gases de efecto invernadero”. [Consultado 17 de febrero de 2021]

Disponible en: <https://www.elperiodico.com/es/sociedad/20151020/la-ue-ya-cumple-la-reduccion-de-emisiones-prometida-para-el-2020-4604360>

[3] CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas). Webinars “Almacenamiento con energías renovables”. [Consultado 26 de diciembre de 2020]

Disponible en: <https://agenda.ciemat.es/event/1827/>

[4] INCYT (Instituto de Investigación y Proyección sobre Ciencia y Tecnología). “Almacenando energía con hidrógeno”. [Consultado 23 de diciembre de 2020]

Disponible en: <https://incyt.url.edu.gt/?p=11701>

[5] Ministeria de Energía de Chile. “Almacenar energía eléctrica”. [Consultado 25 de diciembre de 2020]

Disponible en:

<https://www.aprendeconenergia.cl/almacenar-energia-electrica/>

[6] Universidad Católica de Chile. “Almacenamiento térmico”. [Consultado 25 de diciembre de 2020]

Disponible en: <https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno12/almacena>



/Almacenamiento_Termico.html#:~:text=A%20este%20tipo%20de%20sistema,mantener%20calor%20durante%20el%20tiempo.

[7] ENDESA. “Energía solar concentrada”. [Consultado 3 de enero de 2021]
Disponible en: <https://esenergia.es/tesis-energia-solar-fotovoltaica/energia-solar-concentrada/>

[8] SCIELO (Scientific Electronic Library Online). “Revisión características sistemas almacenamiento”. [Consultado 4 enero de 2021]
Disponible en:
https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642014000200020

[9] INEEL (Instituto Nacional de Electricidad y Energía Limpias). “Almacenamiento mecánico - volantes de inercia “. [Consultado 4 de enero de 2021]
Disponible en:
https://www2.ineel.mx/taller_almacenamientoenergia/documentos/pdf/mesa5panela_tema_antecedentes_preguntas.pdf

[10] Universidad Católica de Chile. “Tipos de tecnología de almacenamiento”. [Consultado 4 de enero de 2021]
Disponible en:
https://hrudnick.sitios.ing.uc.cl/alumno17/csp/Tipos_almacenamiento.html

[11] DNV-GL.(Entidad de Certificación) “La transición energética global”. [Consultado 5 de enero de 2021]
Disponible en:
<https://www.expansion.com/blogs/cambioclimatico/2018/09/16/la-transicion-energetica-global-segun.html>



[12] PV Magazine. “El almacenamiento con baterías e hidrógeno será esencial en el proceso de transición energética “. [Consultado 5 de enero de 2021]

Disponible en: <https://www.pv-magazine.es/2020/02/26/el-almacenamiento-con-baterias-e-hidrogeno-sera-esencial-en-el-proceso-de-transicion-energetica/>

[13] ACS Publication. “Sodium-Ion Batteries”. [Consultado 7 de enero de 2021]

Disponible en: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/nl500077v>

[14] Climántica. “Las pilas de combustible”. [Consultado 4 de enero de 2021]

Disponible en: <http://unidades.climantica.org/es/unidades/02/uso-actual-da-enerxia/alternativa-do-hidroxeno/3>

[15] El Independiente. “El plan de Iberdrola para convertir España y Portugal en la gran ‘batería’ de Europa”. [Consultado 26 de diciembre de 2020]

Disponible en: <https://www.elindependiente.com/economia/2020/01/28/el-plan-de-iberdrola-para-convertir-espana-y-portugal-en-la-gran-bateria-de-europa/>

[16] Condorchem Envitech. “Extracción y recuperación de litio y reciclaje de baterías”. [Consultado 25 de febrero de 2021]

Disponible en: <https://blog.condorchem.com/extraccion-recuperacion-litio/>

[17] El Sol de México. “Bolivia, Chile y Argentina tienen en común la mayor reserva de litio”. [Consultado 25 de febrero de 2021]

Disponible en:

<https://www.elsoldemexico.com.mx/finanzas/bolivia-chile-y-argentina-litio-pila-de-celulares-triangulo-del-litio-protestas-4445204.html>



[18] BANKIA Estudios. “España / La electricidad lleva la inflación a máximos de 11 meses”. [Consultado 10 de marzo de 2021]

Disponible en:

<https://www.bankiaestudios.com/estudios/es/publicaciones/espana-la-electricidad-lleva-la-inflacion-a-maximos-de-11-meses.html>

[19] MITECO (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico). “Estrategia de almacenamiento energético”. [Consultado 8 de marzo de 2021]

Disponible en:

https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiadealmacenamientoenergetico_tcm30-522655.pdf

[20] INVERTIA. “Augusta & Co.: "La subasta de renovables hará que suban los precios de los PPA en España". [Consultado 10 de marzo de 2021]

Disponible en: <https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20210201/augusta-co-subasta-renovables-precios-ppa-espana/55480.html>

[21] EuriborDiario. “Euribor Mensual durante el 2021 (Media)”. [Consultado 10 de marzo de 2021]

Disponible en: <https://www.euribordiario.es/historico2021.html>

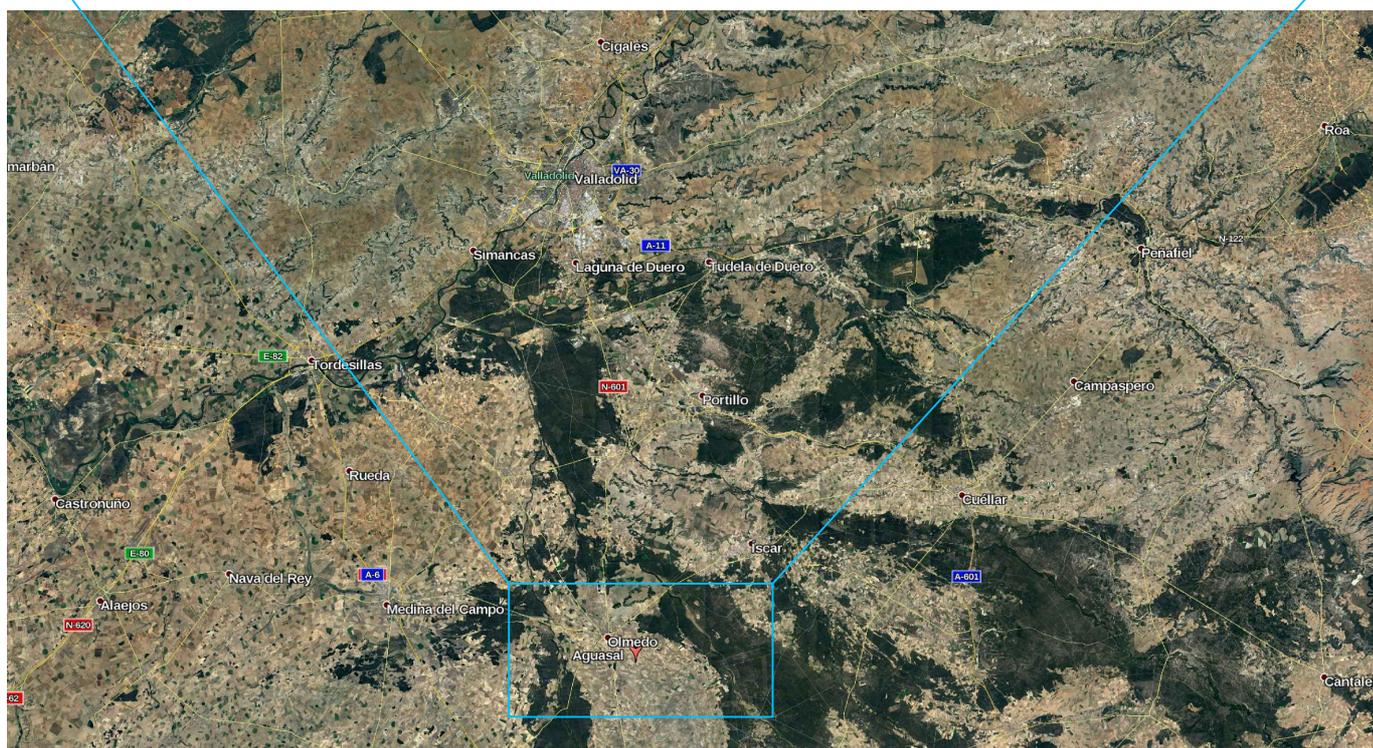
[22] Economipedia. “VAN y TIR”. [Consultado 11 de marzo de 2021]

Disponible en: <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>.

ANEXO 1: PLANOS



EMPLAZAMIENTO



ALUMNO:
SIMÓN AGUADO
DIOSDADO

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA HIBRIDACIÓN DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MW EN AGUASAL (VALLADOLID).

PLANO

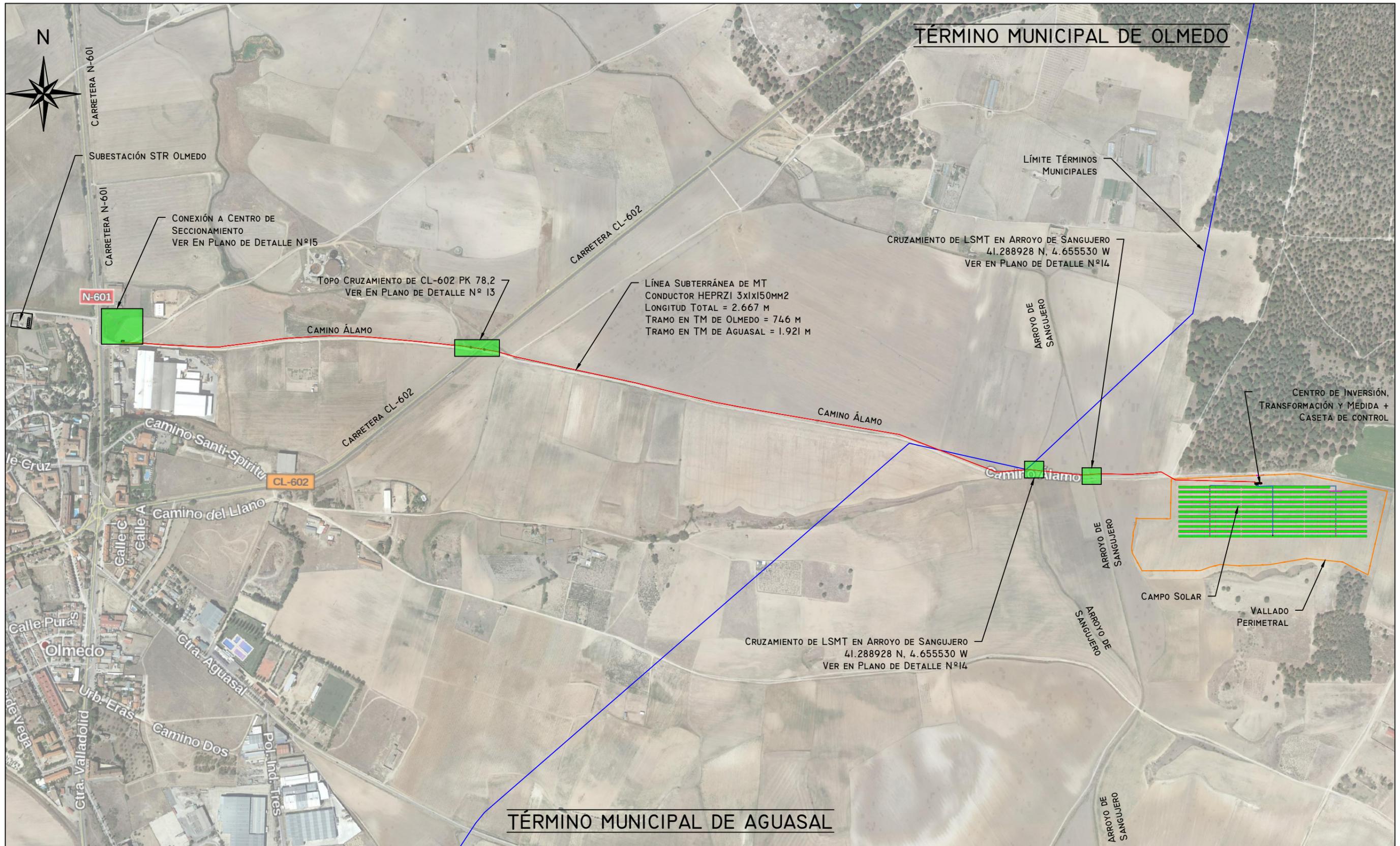
DE SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.

ESCALA
1/10000

VERSIÓN
1.0

FECHA
04.04.2020

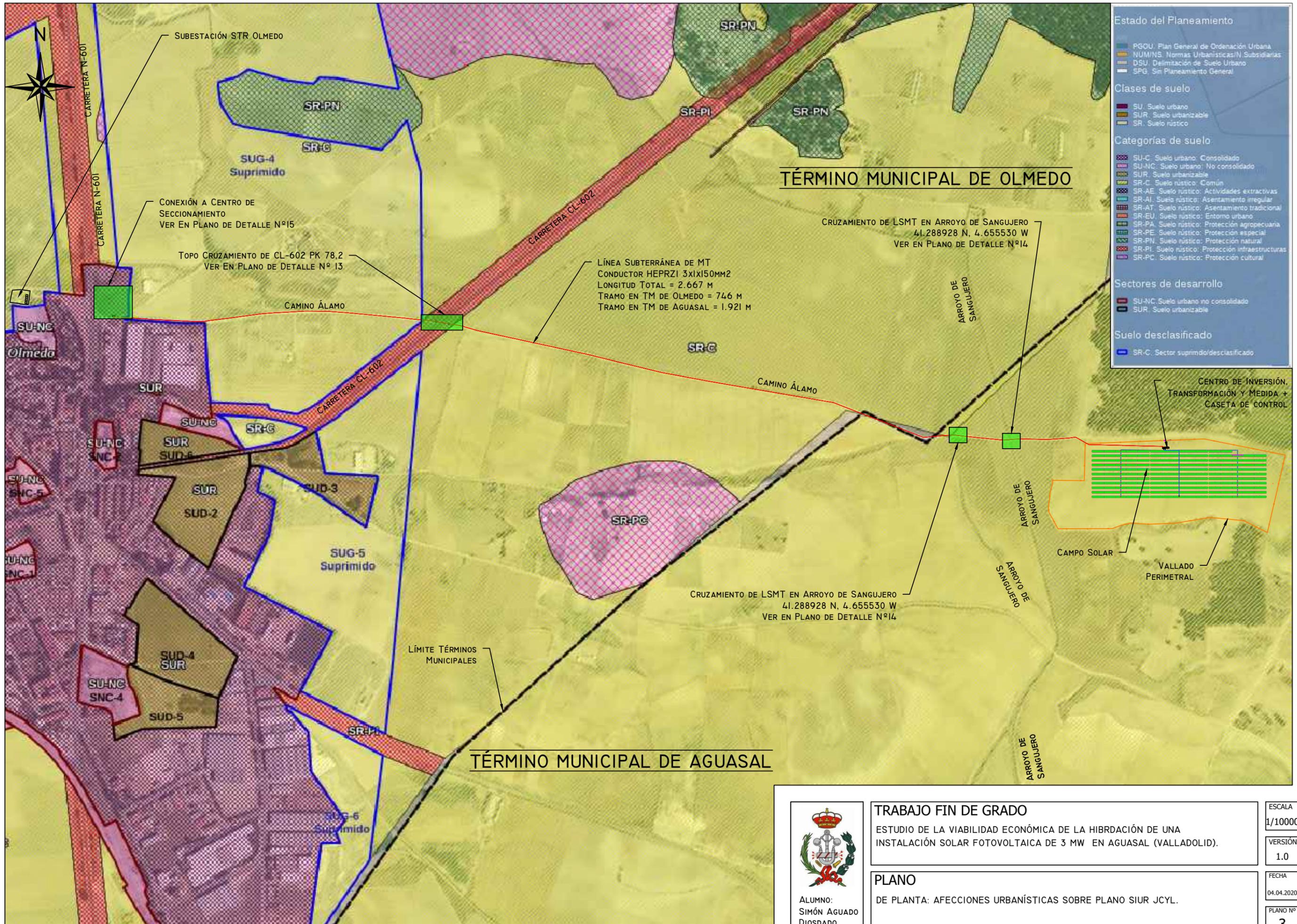
PLANO Nº
1



TRABAJO FIN DE GRADO
ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA HIBRDACIÓN DE UNA
INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MW EN AGUASAL (VALLADOLID).

PLANO
DE PLANTA GENERAL DE LOS PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA.

ESCALA	1/10000
VERSIÓN	1.0
FECHA	04.04.2020
PLANO Nº	2



Estado del Planeamiento

- PGOU: Plan General de Ordenación Urbana
- NUM/NS: Normas Urbanísticas/ Subsidiarias
- DSU: Delimitación de Suelo Urbano
- SPG: Sin Planeamiento General

Clases de suelo

- SU: Suelo urbano
- SUR: Suelo urbanizable
- SR: Suelo rústico

Categorías de suelo

- SU-C: Suelo urbano: Consolidado
- SU-NC: Suelo urbano: No consolidado
- SIUR: Suelo urbanizable
- SR-C: Suelo rústico: Común
- SR-AE: Suelo rústico: Actividades extractivas
- SR-AI: Suelo rústico: Asentamiento irregular
- SR-AT: Suelo rústico: Asentamiento tradicional
- SR-EU: Suelo rústico: Entorno urbano
- SR-PA: Suelo rústico: Protección agropecuaria
- SR-PE: Suelo rústico: Protección especial
- SR-PN: Suelo rústico: Protección natural
- SR-PI: Suelo rústico: Protección infraestructuras
- SR-PC: Suelo rústico: Protección cultural

Sectores de desarrollo

- SU-NC: Suelo urbano no consolidado
- SUR: Suelo urbanizable

Suelo desclasificado

- SR-C: Sector suprimido/desclasificado

TÉRMINO MUNICIPAL DE OLMEDO

TÉRMINO MUNICIPAL DE AGUASAL

CRUZAMIENTO DE LSMT EN ARROYO DE SANGUJERO
41.288928 N, 4.655530 W
VER EN PLANO DE DETALLE N°14

CRUZAMIENTO DE LSMT EN ARROYO DE SANGUJERO
41.288928 N, 4.655530 W
VER EN PLANO DE DETALLE N°14

LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MT
CONDUCTOR HEPRZI 3x1x150MM2
LONGITUD TOTAL = 2.667 M
TRAMO EN TM DE OLMEDO = 746 M
TRAMO EN TM DE AGUASAL = 1.921 M

TOPO CRUZAMIENTO DE CL-602 PK 78,2
VER EN PLANO DE DETALLE N° 13

CONEXIÓN A CENTRO DE SECCIONAMIENTO
VER EN PLANO DE DETALLE N°15

CENTRO DE INVERSIÓN,
TRANSFORMACIÓN Y MEDIDA +
CASETA DE CONTROL

CAMPO SOLAR
VALLADO PERIMETRAL



TRABAJO FIN DE GRADO	ESCALA
ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA HIBRIDACIÓN DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MW EN AGUASAL (VALLADOLID).	1/10000
PLANO	VERSIÓN
DE PLANTA: AFECCIONES URBANÍSTICAS SOBRE PLANO SIUR JCYL.	1.0
	FECHA
	04.04.2020
	PLANO Nº
	3

ANEXO 2: CÁLCULOS

A continuación se desarrollarán las ideas principales para el cálculo tanto técnico, como económico mediante Excel llevado a cabo en el estudio de la hibridación de la planta fotovoltaica de Aguasal.

Parte Técnica

Se parte de la Figura 58 siguiente donde se representa las diferentes energías que entran y salen de los elementos que componen la instalación.

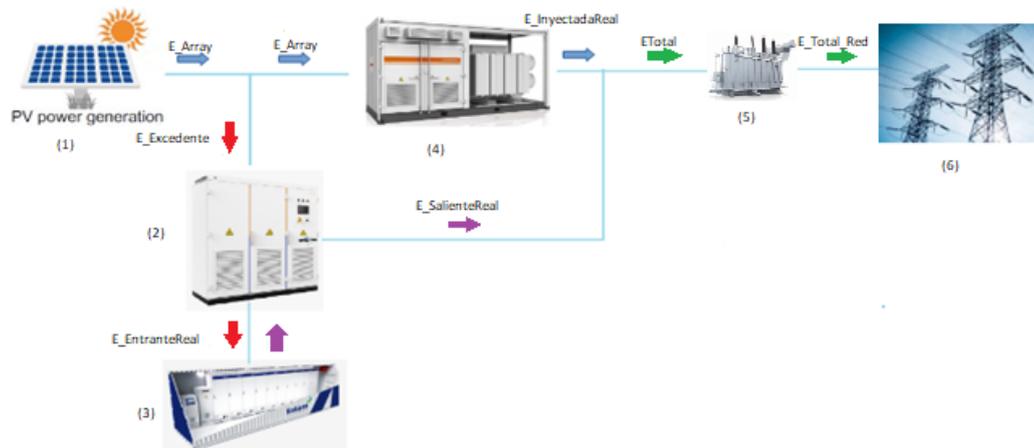


Figura 58: Instalación fotovoltaica híbrida [Elaboración Propia]

E_Array

·Energía que sale en bornes de los paneles fotovoltaicos.

Formulación \Rightarrow Obtenido mediante simulación con PVSyst.

E_InyectadaReal

·Energía que se tiene tras el inversor.

Formulación \Rightarrow $\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } E_{\text{Grid}} < \frac{2,5 \text{ MWh}}{\eta_{\text{trafo}}} \quad \rightarrow \text{Inyecta } E_{\text{Grid}}. \\ \text{Si } E_{\text{Grid}} > \frac{2,5 \text{ MWh}}{\eta_{\text{trafo}}} \quad \rightarrow \text{Inyecta } 2,5 \text{ MWh}. \end{array} \right.$

E Excedente

·Energía que sobra de la producción de los paneles fotovoltaicos debido a la restricción de inyección a red de 2,5 MWh impuesta por REE.

Formulación

Si $E_{Array} < \frac{E_{InyectadaReal}}{\eta_{trafo}}$ → El Excedente=0.

Si $E_{Array} > \frac{E_{InyectadaReal}}{\eta_{trafo}}$ → Excedente = $E_{Array} - \frac{E_{InyectadaReal}}{\eta_{trafo}}$.

E_PuedeEntrar

·Energía que podría entrar realmente teniendo en cuenta las perdidas por el rendimiento del regulador y el rendimiento de carga de las baterías.

E_Entrante_Real

·Energía que entra dentro de la batería teniendo en cuenta una serie de premisas.

Formulación

La $E_{PuedeEntrar}$ tiene que ser mayor que cero.

Si $E_{PuedeEntrar} \leq \text{Capacidad Batería} - \text{Estado inicial batería}$.

→ $E_{Entrante_Real} = E_{PuedeEntrar}$.

Si $E_{PuedeEntrar} > \text{Capacidad Batería} - \text{Estado inicial batería}$.

→ $E_{Entrante_Real} = \text{Capacidad Batería} - \text{Estado inicial batería}$.

E_Restante

·Energía necesaria para llegar a los 2,5 MWh que es el limite de inyección a red.

Formulación

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{Si } E_{\text{InyectadaReal}}=0 \longrightarrow E_{\text{Restante}}=\frac{2,5\text{MWh}}{\eta_{\text{trafo}}} . \\ \text{Si } E_{\text{InyectadaReal}}<\frac{2,5\text{MWh}}{\eta_{\text{trafo}}} \longrightarrow E_{\text{Restante}}=\frac{2,5\text{MWh}}{\eta_{\text{trafo}}} . \end{array} \right.$$

Esto se hace así ya que hay que producir más para tener los 2,5MWh a la salida del transformador, de ahí que se tengan en cuenta los rendimientos.

E_PuedeSalir

·Energía que puede salir de las baterías teniendo en cuenta una serie de premisas.

Formulación

La $E_{\text{Excedente}}$ tiene que ser igual a cero.

Si $E_{\text{Restante}} \leq \text{Estado inicial batería} - 0,1 * \text{Capacidad Batería}$
 $\longrightarrow E_{\text{PuedeSalir}} = E_{\text{Restante}}$.

Si $E_{\text{Restante}} > \text{Estado inicial batería} - 0,1 * \text{Capacidad Batería}$.
 $\longrightarrow E_{\text{PuedeSalir}} = \text{Estado inicial batería} - 0,1 * \text{Capacidad Batería}$.

E_SalienteReal

·Energía que sale realmente de las baterías teniendo en cuenta el rendimiento de descarga de la batería, y el del inversor.

Estado Inicial Batería

·Corresponde con el estado final del punto anterior al mismo.

Estado Final Batería

·Es igual al estado inicial de la batería+ $E_{\text{Entrante_Real}} - E_{\text{PuedeSalir}}$.

E_Total

·Es igual al sumatorio de la $E_{\text{InyectadaReal}} + E_{\text{SalienteReal}}$

E_Total_Red con Acumulación

·Es igual a la E_{Total} multiplicada por el rendimiento del transformador, teniendo en cuenta que si es mayor o igual a 2,5 MWh, no se multiplica por el rendimiento del trafo ya que en la $E_{\text{InyectadaReal}}$ se ha tenido en cuenta.

E_Red No Limitación y No Acumulación

·Es la E_{Grid} multiplicada por el rendimiento del trafo sin la limitación de 2,5MWh y sin la Acumulación instalada.

E_Red Si Limitación y No Acumulación

·Es la energía anterior teniendo en cuenta la limitación de 2,5MWh.

Parte Económica

Tomando como ejemplo uno de los ejercicios propuestos en la asignatura de Energías Renovables del Grado en Ingeniería Eléctrica se obtienen las siguientes fórmulas para la realización del Excel, el cual proporcionará el VAN y el TIR siendo este último igual al VAN igualado a cero.

Partimos de los siguientes datos del problema

DATOS DE PARTIDA		
IPC	1,1	%
Interés (euribor+1,5%)	1,0000	%
Potencia	1	MW
Coste MW baterías	477000	€/MW
Producción	6064,72	MW
Gastos explotación	18	€/MWh
Precio Energía	35	€/MWh
Incremento precio energía	0,1	%
Tipo Impositivo	30	%
	Euribor	-0,5

Inversión

- Es igual al coste del MWh de baterías por los MWh de capacidad de baterías que queremos incorporar.
- El total de coste de la inversión se realizará el primer año y será un valor negativo.

Producción

- Es igual a la E_Total_Red con Acumulación calculada en la parte técnica.
- Aunque se sabe que las baterías y paneles poseen una degradación a lo largo de su vida útil, se toma la misma energía producida en el primer año para todos los años.

Precio

- Es igual al precio de la energía por el incremento de la energía elevado a n siendo n el año calculado.

Facturación

- Es igual a la producción por el precio.

Gastos Explotación

·Es igual a la producción por el IPC elevado a la n siendo n el año calculado y por el gasto de explotación.

Amortización

·Es igual a la inversión partido por el numero de años totales del estudio.

Beneficio antes de Impuestos

·Es igual a la Facturación menos los Gastos de Explotación menos la Amortización.

Impuestos

·Es igual al tipo impositivo por Beneficio antes de Impuestos.

Flujo de caja solo este año

·El primer año es igual a Facturación menos los Gastos Explotación menos los Impuestos menos la Inversión

·El resto de años es igual a Facturación menos los Gastos Explotación menos los Impuestos.

Flujo de Caja Actual

·Es igual a Flujo de caja solo este año partido por interés elevado al año calculado.

VAN acumulado

·Se va sumando el flujo de caja, y cuando cambia de signo es cuando se amortiza.

ANEXO 3: HOJAS DE CARACTERÍSTICAS

SC 1000TL PCS



Features

- High power density to save plant initial investment
- Direct parallel connection at AC side
- Wide DC voltage range, suitable for battery system of 1000V
- Support automatic or controlled frequency regulation

Input (DC) side

Max. DC power	1000kW
Max. DC voltage	1100V
Working voltage range	780~1050V
Min. DC voltage	730V
Max. DC current	1410A

General Data

Dimensions (WxHxD)	1605x2065x935mm
Weight	1100kg
Operating temperature range	-30°C~55°C
Power consumption at stop	<220W
Cooling concept	Temperature-controlled forced air cooling
Ingress protection rating	IP21
Relative humidity (no condensing)	0~95%(Non-condensing)
Max. working altitude	6000m(operation with derating above 4000m)
Display	Touch screen
Dispatch communication	RS485, Ethernet
BMS communication	RS485, CAN
Communication protocol	Modbus/IEC104

Output (AC) Side

Nominal power	1000kW
Max. AC power	1100kVA(long time operation)
Max. AC current	1176A
Max. THD	<3% at nominal power
Nominal grid voltage	540V
Grid voltage range	432~621V
Nominal grid frequency	50/60Hz
Grid frequency range	47~52Hz/57~62Hz
Power factor at nominal power	>0.99
Power factor	0.9(lagging)~0.9(leading)

Efficiency

Max. efficiency	98.50%
-----------------	--------

Protection Parameters

DC over-voltage protection	Yes
DC short-circuit protection	Yes
AC over-voltage protection	Yes
Reverse polarity protection	Yes
Insulation monitoring	Yes
Module temperature protection	Yes



La conjunción entre la alta tecnología empleada en la elaboración de los cables de Alta Tensión y la larga experiencia de PRYSMIAN SPAIN, S.A. en la formulación de mezclas especiales de EPR han permitido la creación de un aislamiento de aplicación en la Media Tensión a base de Etileno-Propileno de Alto Módulo (HEPR) capaz de trabajar a un alto gradiente (lo que significa menores espesores de aislamiento) y, además, no sólo mantener todas las cualidades inherentes a los tradicionales aislamientos de EPR, sino incluso superarlas. Al poder trabajar a una temperatura de servicio de 105 °C, estos cables tienen la posibilidad de transmitir más potencia que cualquier otro cable de la misma sección. Además, sus menores dimensiones hacen de él un cable más manejable, menos pesado y más fácil de transportar.

(Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2).



Más capacidad de transporte a igualdad de sección.

Por incremento de la temperatura de servicio de 90 °C a 105 °C.

Menos diámetro exterior del cable.

Por incremento del gradiente de trabajo, reducción del espesor del aislamiento y por su posible reducción de una sección del conductor.

Más facilidad de instalación.

Por su mayor flexibilidad y menor peso y diámetro.

Menos coste de la línea eléctrica.

- Resistencia a la absorción del agua.
- Resistencia a los golpes.
- Resistencia a la abrasión.
- Resistencia al desgarro.
- Facilidad de instalación.
- Elevada resistencia a los rayos U.V.

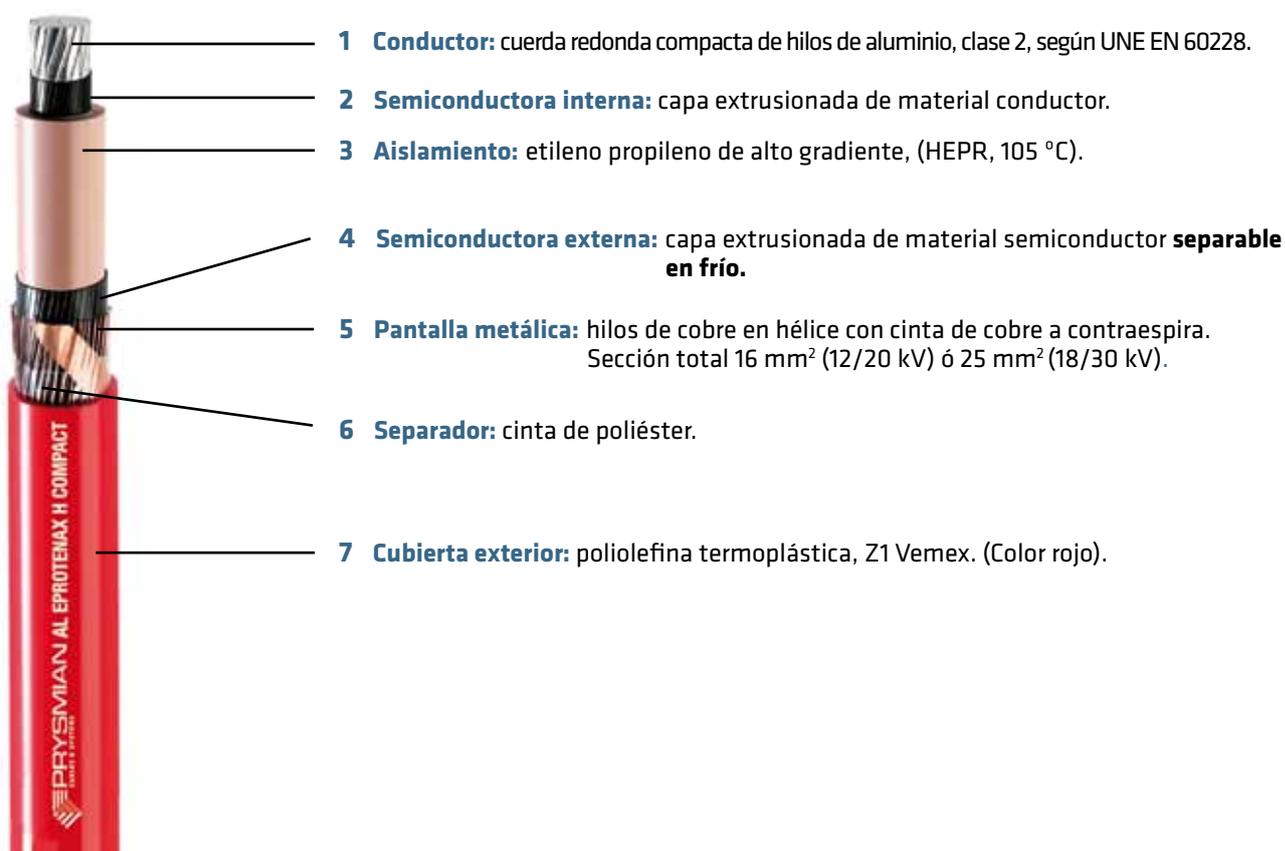
CABLE AL EPROTENAX H COMPACT 12/20 kV, 18/30 kV

ESTRUCTURA DEL CABLE NORMALIZADO POR IBERDROLA E HIDROCANTÁBRICO

Tipo:	AL HEPRZ1
Tensión:	12/20 kV, 18/30 kV
Norma de diseño:	UNE HD 620-9E

(Los cables satisfacen los ensayos establecidos en la norma IEC 60502-2).

Composición:



DATOS TÉCNICOS DEL CABLE AL EPROTENAX H COMPACT (NORMALIZADO POR IBERDROLA) AL HEPRZ1

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Código	Ø Nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	Ø Nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)	Peso aproximado (kg/km)	Radio de curvatura estático (posición final) (mm)	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) (mm)
12/20 kV								
1x50/16	20996806	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1x95/16 (1)	20994668	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1x150/16 (1)	20995788	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1x240/16 (1)	20995789	28	4,3	36	3	1600	540	720
1x400/16 (1)	20996809	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1x630/16	20034725	41,5	4,5	49,5	2,7	3130	743	990
18/30 kV								
1x95/25 (1)	20020826	25,7	6,7	34,4	3	1330	516	688
1x150/25 (1)	20996810	27,6	6,2	36,3	3	1500	545	726
1x240/25 (1)	20996811	31,8	6,2	40,4	3	1900	606	808
1x400/25 (1)	20996808	37	6,2	45,7	3	2550	686	914
1x630/25 (1)	20993046	45,3	6,4	53,4	3	3600	801	1068

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola

*Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación)

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1 s*** (A)	
					12/20 kV (pant, 16 mm ²)	18/30 kV (pant, 25 mm ²)
1x50/16	135	145	180	4700	3130	4630
1x95/16 (1)	200	215	275	8930	3130	4630
1x150/16 (1)	255	275	360	14100	3130	4630
1x240/16 (1)	345	365	495	22560	3130	4630
1x400/16 (1)	450	470	660	37600	3130	4630
1x630/16	590	615	905	59220	3130	4630

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

*Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W

**Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C

***Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Resistencia del conductor a 20 °C (/km)	Resistencia del conductor a T máx (105 °C) (/km)	Reactancia inductiva (/km)		Capacidad F/km)	
			12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x50/16	0,641	0,861	0,132	0,217	0,147	0,147
1x95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,129	0,283	0,204
1x150/16 (1)	0,206	0,277	0,110	0,118	0,333	0,250
1x240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,109	0,435	0,301
1x400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,367
1x630/16 (2)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,095

(1) Secciones homologadas por la compañía Iberdrola en 12/20 kV y 18/30 kV

(2) Sección homologada por la compañía Iberdrola en 18/30 kV

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables al tresbolillo.

DATOS TÉCNICOS DEL CABLE AL EPROTENAX H COMPACT (NORMALIZADO POR HIDROCANTÁBRICO) AL HEPRZ1

CARACTERÍSTICAS DIMENSIONALES

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Código	Ø Nominal aislamiento* (mm)	Espesor aislamiento (mm)	Ø Nominal exterior* (mm)	Espesor cubierta (mm)	Peso aproximado (kg/km)	Radio de curvatura estático (posición final) (mm)	Radio de curvatura dinámico (durante tendido) (mm)
12/20 kV								
1x50/16	20996806	18,1	4,5	25,8	2,5	780	387	516
1x95/16 (1)	20994668	20,9	4,3	28,6	2,7	960	429	572
1x150/16 (1)	20995788	23,8	4,3	32	3	1200	480	640
1x240/16 (1)	20995789	28	4,3	36	3	1600	540	720
1x400/16 (1)	20996809	33,2	4,3	41,3	3	2130	620	826
1x630/16	20034725	41,5	4,5	49,5	3	3130	743	990
18/30 kV								
1x95/16 (1)	20010818	25,7	6,7	33,7	3	1200	506	674
1x150/16	20015523	27,5	6,2	35,5	3	1420	533	710
1x240/16 (1)	20015524	31,8	6,2	39,6	3	1780	594	792
1x400/16 (1)	20015525	37	6,2	45,0	3	2430	675	900
1x630/16 (1)	20082534	45,3	6,4	53,4	2,7	3470	801	1068

(1) Secciones homologadas por la compañía Hidrocantábrico

*Valores aproximados (sujetos a tolerancias propias de fabricación)

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS

	12/20 kV	18/30 kV
Tensión nominal simple, U ₀ (kV)	12	18
Tensión nominal entre fases, U (kV)	20	30
Tensión máxima entre fases, U _m (kV)	24	36
Tensión a impulsos, U _p (kV)	125	170
Temperatura máxima admisible en el conductor en servicio permanente (°C)	105	
Temperatura máxima admisible en el conductor en régimen de cortocircuito (°C)	250	

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Intensidad máxima admisible bajo tubo y enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible directamente enterrado* (A)	Intensidad máxima admisible al aire** (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en el conductor durante 1 s (A)	Intensidad máxima de cortocircuito en la pantalla durante 1 s*** (A)
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV (pant, 16 mm ²)
1x50/16	135	145	180	4700	3130
1x95/16 (1)	200	215	275	8930	3130
1x150/16	255	275	360	14100	3130
1x240/16 (1)	345	365	495	22560	3130
1x400/16 (1)	450	470	660	37600	3130
1x630/16 (1)	590	615	905	59220	3130

(1) Secciones homologadas por la compañía Hidrocantábrico

*Condiciones de instalación: una terna de cables enterrado a 1 m de profundidad, temperatura de terreno 25 °C y resistividad térmica 1,5 K·m/W

**Condiciones de instalación: una terna de cables al aire (a la sombra) a 40 °C

***Calculado de acuerdo con la norma IEC 60949

1 x sección conductor (Al)/sección pantalla (Cu) (mm ²)	Resistencia del conductor a 20 °C (/km)	Resistencia del conductor a T máx (105 °C) (/km)	Reactancia inductiva (/km)		Capacidad F/km	
	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV y 18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV	12/20 kV	18/30 kV
1x50/16	0,641	0,861	0,132	0,148	0,147	0,147
1x95/16 (1)	0,320	0,430	0,118	0,128	0,283	0,204
1x150/16	0,206	0,277	0,110	0,117	0,333	0,250
1x240/16 (1)	0,125	0,168	0,102	0,108	0,345	0,301
1x400/16 (1)	0,008	0,105	0,096	0,102	0,501	0,361
1x630/16 (1)	0,047	0,0643	0,090	0,095	0,614	0,452

(1) Secciones homologadas por la compañía Hidrocantábrico

NOTA: valores obtenidos para una terna de cables al tresbolillo.



CONSTRUCCIONES ELÉCTRICAS JARA, S.A.

Avda. de Lasalle, 121 - 37008 SALAMANCA, ESPAÑA Telef: +34 923 192 794 Fax: +34 923 192 793
http://www.trafojara.com E-mail: Calidad: calidad@trafojara.com; Técnico: tecnico@trafojara.com



TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT - ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

1-3

MT/BT DISTRIBUTION TRANSFORMERS - TECHNICAL SPECIFICATION - TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION MT/BT - CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO MT/BT CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

TRANSFORMADOR TIPO, TRANSFORMER TYPE, TYPE DE TRANSFORMATEUR

3000/24/13,2-20 0,6-O-PE

NORMAS, STANDARD, NORMES

UNE-EN 60076	Transformadores de potencia Power Transformers
Reg. (UE) nº 548/2014 "ECODiseño - ECODesign"	desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, respecto a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes Implementing Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council with regard to small, medium and large power transformers relatif à la mise en œuvre de la directive 2009/125/CE du Parlement européen et du Conseil en ce qui concerne les transformateurs de faible, moyenne et grande puissance

ESPECIFICACIÓN TÉCNICA, FICHA TÉCNICA TECHNICAL SPECIFICATION, SPECIFICATIONS TECHNIQUES	
POTENCIA ASIGNADA, POTÊNCIA ATRIBUÍDA (kVA), a la máxima Tª ambiente 40°C RATED POWER, at maximum ambient temperature 40°C, PUISSANCE ASSIGNEE	3000
FASES PHASES, PHASES	TRIFÁSICO (TRIPHASES)
FRECUENCIA (Hz) FREQUENCY, FREQUENCE	50
TENSIÓN/ES ASIGNADA/S DE ALTA, TENSÕES ATRIBUÍDAS EM ALTA (V) PRIMARY RATED VOLTAGE, TENSION/S ASSIGNEE PRIMAIRE	13200 20000
TENSIONES DE REGULACIÓN (DESCONECTADO), E INTENSIDADES DE LÍNEA HV TAPPING RANGE OFF-CIRCUIT, AND CURRENT, TENSIONS AVEC REGLATE HORS TENSION, ET COURANT	en 13200V
COMMUTADOR DE ACUERDO A IEC 60214 TAP CHANGER ACCORDING TO IEC 60214, COMMUTATEUR CONFORMER À IEC 60214	en 20000V
	(%) (V) (A) (%) (V) (A)
	15,15% 15200 113,95 10,00% 22000 78,73
	11,36% 14700 117,83 7,50% 21500 80,56
	7,58% 14200 121,98 5,00% 21000 82,48
	3,79% 13700 126,43 2,50% 20500 84,49
	0,00% 13200 131,22 0,00% 20000 86,60
TENSIÓN/ES ASIGNADA/S DE BAJA ENTRE FASES, EN VACÍO, Tensão atribuída de baixa entre fases (V) NO-LOAD SECONDARY RATED VOLTAGE BETWEEN PHASES, Tension assignee secondaire phase-phase, a vide	600 bajas independientes por fase - separate LV coils per phase 1
INTENSIDAD NOMINAL DE BAJA TENSIÓN, Intensidade nominal de baixa tensão (A) RATED SECONDARY CURRENT, COURANT ASSIGNEE SECONDAIRE	2887
TENSIÓN MÁS ELEVADA PARA EL MATERIAL (kV) (UNE-EN 60076-3) RATED INSULATION LEVEL, NIVEAU D'ISOLEMENT ASSIGNE	Arrollamiento de A.T. (HV, HTA) 24 Arrollamiento de B.T. (LV, BT) 1,1
TENSIÓN SOPORTADA DE CORTA DURACIÓN, 1 min a frec industrial, (kV) Tensão suportável de curto duração	Arrollamiento de A.T. (HV, HTA) 50 Arrollamiento de B.T. (LV, BT) 3
EFF VOLTAGE, TENSION EFF (UNE-EN 60076-3)	3
TENSIÓN SOPORTADA A IMPULSOS TIPO RAYO, (kV) Tensão suportada de impulso tipo raio	Arrollamiento de A.T. (HV, HTA) 125 Arrollamiento de B.T. (LV, BT) 20
CHOC VOLTAGE, TENSION CHOC (UNE-EN 60076-3)	20
GRUPO DE CONEXIÓN, Grupo de ligação (UNE-EN 60076-1) VECTOR GROUP, COUPLAGE	A.T. (HV, HTA) a 13,2kV en D A.T. (HV, HTA) a 20kV en D B.T. en y Dy11
IMPEDANCIA, REACTANCIA Y RESISTENCIA DE CORTOCIRCUITO (EN 50464-1:2007) RATED SHORT-CIRCUIT IMPEDANCE, REACTANCE AND RESISTANCE, TENSION DE COURT-CIRCUIT	uZ(%) 6,00% tolerancia uZ(%) uR(%) 0,96% uX(%) 5,92% 5,1 - 6,9% en 13200 y 5,4 - 6,6% en 20000 X/R 6,16
RATIO X/R	
PÉRDIDAS DE VACÍO, Perdas de vazio (W) NO-LOAD LOSSES, PERTES A VIDE (W)	R.E. 548 0 tier 1 2411
PÉRDIDAS DEBIDAS A LA CARGA, Perdas devido a carga, (referenciadas a 75°C) (W) LOSSES DUE TO LOAD AT 75°C, PERTES DUES A LA CHARGE A 75°C (W)	R.E. 548 k tier 1 28854
PÉRDIDAS TOTALES, Perdas Totales, (referenciadas a 75°C) (W) TOTAL LOSSES AT 75°C, PERTES TOTALE A 75°C (W)	31264
PÉRDIDAS TOTALES, Perdas Totales, referenciadas a 105°C (W) TOTAL LOSSES AT 105°C (W)	34150
CAÍDA DE TENSIÓN A PLENA CARGA, Queda de Tensão en carga (%) VOLTAGE DROP AT FULL LOAD, CHUTE DE TENSION A PLEINE CHARGE	cosφ = 1 1,14% cosφ = 0,8 4,41%
INTENSIDAD NOMINAL DE VACÍO, Intensidade Nominal do vazio NO LOAD CURRENT, COURANT SECONDAIRE A VIDE	0,9% con tolerancia 1,17%
NIVEL DE RUIDO, (dB(A)) POTENCIA ACÚSTICA, (Lwa), Potência Sonora NOISE LEVEL dB(A), ACOUSTIC POWER Lwa, BRUIT dB(A), PUISSANCE ACOUSTIQUE Lwa	menor de: 63



CONSTRUCCIONES ELÉCTRICAS JARA, S.A.

Avda. de Lasalle, 121 - 37008 SALAMANCA, ESPAÑA Telef: +34 923 192 794 Fax: +34 923 192 793
http://www.trafojara.com E-mail: Calidad: calidad@trafojara.com; Técnico: tecnico@trafojara.com



TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT - ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

2-3

MT/BT DISTRIBUTION TRANSFORMERS - TECHNICAL SPECIFICATION - TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION MT/BT - CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO MT/BT CARACTERISTICAS TECNICAS

AISLADORES EN ALTA, Travessia AT HV BUSHINGS, TRAVERSEES HTA		<input type="checkbox"/>		<input checked="" type="checkbox"/>		BORNAS ENCHUFABLES (plug-in bushings, traversées embrochables) INTERFACE C
MATERIAL DE LOS DEVANADOS, Material das Bobinas MATERIAL OF THE COIL, MATERIEL BOBINE		ALUMINIO (ALUMINIUM - ALUMINIUM)				
TIPO DE LLENADO, Tipo de enchimento IMMERSED TYPE, INMERGES		<input checked="" type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>		
TIPO DE LÍQUIDO DIELECTRIC LIQUID, LIQUIDE DIELECTRIQUE		<input checked="" type="checkbox"/>	ACEITE MINERAL EXENTO DE PCB'S (dielectric oil, PCB free, huile minérale exempt de PCB)	<input type="checkbox"/>		
TIPO DE REFRIGERACIÓN, Tipo de Refrigeração (UNE-EN 60076-1) COOLING TYPE, REFRIGERISSEMENT DE TYPE		ONAN				
VOLUMEN LÍQUIDO AISLANTE, Volume Líquido isolante (l) VOLUME DIELECTRIC LIQUID, LITRE LIQUIDE ISOLATION		valor orientativo orientative value				1560
MASA A DESENCUBAR, Massa ao desmontar (kg) WEIGHT OUT OF TANK, MASSE HORS CUVE ET HUILE		valor orientativo orientative value				3460
MASA TOTAL, Massa Total (kg) TOTAL WEIGHT, MASSE TOTALE		valor orientativo orientative value				6410
TEMPERATURA AMBIENTE MÁXIMA, (Tª DE DISEÑO) (°C) (UNE-EN 60076-1) MAX OUTDOOR TEMPERATURE, TEMPERATURE AMBIANTE MAXIMUM					40	
TEMPERATURA MEDIA DEL MES MÁS CALUROSO Temperatura média do mês mais caloroso(°C)60076-1 AVERAGE TEMPERATURE OF THE HOTTEST MONTH, MAXIMUM TEMPÉRATURE MENSUELLE MOYENNE					30	
TEMPERATURA MEDIA ANUAL, MENOR DE (°C) (UNE-EN 60076-1) ANNUAL AVERAGE MAXIMUM TEMPERATURE, ANNUEL MOYEN TEMPÉRATURE MAXIMALE					20	
TEMPERATURA AMBIENTE MÍNIMA (°C) (UNE-EN 60076-1) MIN OUTDOOR TEMPERATURE, TEMPERATURE AMBIANTE MINIMUM					-25	
CALENTAMIENTO MÁX DEL LÍQUIDO AISLANTE, Aquecimento Máx do líquido, (°C) (UNE-EN 60076-2) MAX LIQUIDE TEMPERATURE RISE, ECHAUFFEMENT MAXIMUM D'LIQUIDE					60	
CALENTAMIENTO MÁX DE DEVANADOS, Aquecimento Máx das bobinas (°C) (UNE-EN 60076-2) MAX COIL TEMPERATURE RISE, ECHAUFFEMENT MAXIMUM D'BOBINE					65	
CLASE TÉRMICA (IEC 60085) THERMAL CLASS, CLASS THERMIQUE D'ISOLEMENT DES ENROULEMENTS					A	
ALTITUD MÁXIMA SOBRE EL NIVEL DEL MAR, Altitude máxima sobre o nível do mar(m) UNE-EN 60076-1 MAX. ALTITUDE ABOVE SEA, ALTITUDE MAXIMALE AU-DESSUS MER					1000	
ESPESOR PINTURA, Espesor da pintura (µm) PAINT THICKNESS, ÉPAISSEUR DE PEINTURE		imprimación, primer, primaire acabado, top coat medio total, average primer plus top coat	min min 240			
APLICABLE A AMBIENTE TIPO SEGÚN, Aplicável a ambiente tipo ISO 12944 ACCORDING TO ISO 12944 ENVIRONNEMENTS TYPE					C4	Zonas industriales y áreas costeras con salinidad moderada. Industrial and coastal. Chemical processing plants
DURABILIDAD ESTIMADA DE LA PINTURA, (No garantía), hasta primer gran mantenimiento, Duración estimada (sem gar) PAINT DURABILITY, (NO WARRANTY), TO FIRST MAJOR MAINTENANCE					M	de 5 a 15 años, 5 - 15 years
COLOR EXTERIOR, Cor exterior EXTERNAL COLOUR, COULEUR EXTERNE		RAL 5008, azul verdoso muy oscuro, very dark bluegreen, blue-vert RAL 7033, Gris cemento (Cement grey, Gris ciment) RAL 6005, verde musgo, (Moss green, Vert mousse) RAL 7035, Gris Luminoso <input checked="" type="checkbox"/>				
ACCESORIOS DE PROTECCIÓN, (según requerimiento de la compañía o del cliente, o a criterio de JARA), Acessórios de Proteção (de acordo com a companhia, cliente ou desisão de Jara) PROTECTION ACCESORIES, ACCESSOIRES DE PROTECTION, (according to utility or customer requirements, or JARA decision)						
TERMÓMETRO (thermometer, thermomètre) <input type="checkbox"/> funda para termómetro: Sí thermometer pocket: YES <input type="checkbox"/> SONDA pt100 <input type="checkbox"/> CAJA DE CONEXIONES <input type="checkbox"/>	RELÉ DE SEGURIDAD (SOBREPRESIONES, GASES, Tª) (relay, relais RIS®, DGPT2®, DMCR®) <input type="checkbox"/> analógico <input checked="" type="checkbox"/> digital 2 contactos para Tª <input type="checkbox"/>	RELÉ BUCHHOLZ <input type="checkbox"/> DESECADOR, AIR BREATHER, DEUMIDIFICATEUR D'AIR <input type="checkbox"/>	CAJAS CUBREBORNAS EN ALTA Y BAJA TENSIÓN, Caixas de tapar alta e baixa tensão, (Cable Boxes, LV and HV) <input type="checkbox"/> CUBETA DE RECOGIDA DE ACEITE, RETENTION BUNDS, BACS DE RETENTION <input type="checkbox"/>	PANTALLAS ELECTROSTÁTICAS, (Electrostatic screens, écrans électrostatiques) <input checked="" type="checkbox"/>	BLOQUEO DE BORNAS- Verrouillage des traversées embrochables <input type="checkbox"/> DE SOBREPRESIÓN <input type="checkbox"/>	INDICADOR DE NIVEL <input type="checkbox"/> magnético <input type="checkbox"/> visual (cristal)
ENSAYOS INDIVIDUALES A LOS QUE SE SOMETE EL TRANSFORMADOR, ENSAIOS INDIVIDUAIS DO TRANSFORMADOR, ELECTRICAL TESTS, ESSAIS, (UNE-EN 60076-1)						
Medida de la relación de transformación y grupo de conexión, Ensaio de relação e do grupo de ligação transformer ratio measurement and verification of voltage vector relationship Mesure dy rapport de transformation et vérification du groupe de couplage			Medida de la resistencia de los arrollamientos, Ensaio de resistências das bobinas windings strength measurement Mesure de la résistance des enroulements			
Ensayo dieléctrico de tensión soportada aplicada, Ensaio dieléctrico de tensão aplic applied voltage test Essai de tension appliquée dans les enroulements.			A.T. (HV, HTA) = 50kV 1 minuto B.T. (LV, BT) = 3kV 1 minuto IEC 60076-3	Ensayo dieléctrico de tensión soportada inducida, Ensaio dieléctrico de tensão induzida induced voltage test Essai de tension induite dans les enroulements 40s, a 4000V/1200V a 150Hz IEC 60076-3		
Medida de las pérdidas debidas a la carga, Ensaio de perdas em carga Losses due to load Mesure des pertes dues à la charge			Medida de la impedancia de cortocircuito, Ensaio de cortocircuito impedance voltage Mesure de la tension de court-circuit			
Medidas de las pérdidas y de la corriente en vacío, Ensaio de perdas e de corrente de vazio no-load, losses and current Mesure des pertes et du courant à vide			Medida de la resistencia a tierra, (aislamiento con Megger®) [M.Ω] a 5000V, 1 minuto Earthing Resistance (a 20°C), A.T. (HV, HTA), a 13200V > de 700 (a 20°C), A.T. (HV, HTA), a 20000V > de 1000 mesurer la résistance à la terre (a 20°C), B.T. (LV, LTA), a 600V > de 300			



CONSTRUCCIONES ELÉCTRICAS JARA, S.A.

Avda. de Lasalle, 121 - 37008 SALAMANCA, ESPAÑA Telef: +34 923 192 794 Fax: +34 923 192 793
 http://www.trafojara.com E-mail: calidad@trafojara.com; Técnico: tecnico@trafojara.com



TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT - ESPECIFICACIÓN TÉCNICA

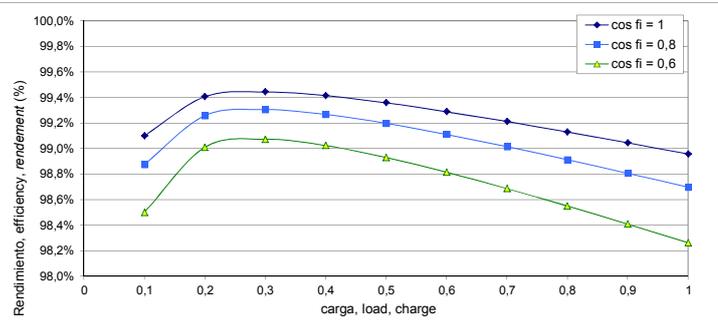
MT/BT DISTRIBUTION TRANSFORMERS - TECHNICAL SPECIFICATION - TRANSFORMATEURS DE DISTRIBUTION MT/BT - CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES

TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN MT/BT CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS

CURVAS DE RENDIMIENTO, PARA DIVERSOS COSφ, Y EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE CARGA, Curvas de rendimiento para diversos cosφ e em função do nível de carga

EFFICIENCY CURVES, ACCORDING TO LOAD AND cos φ – COURBES DE RENDEMENT EN FONCTION DU NIVEAU DE CHARGE ET cos φ

carga	rendimiento	carga	rendimiento	carga	rendimiento
load	efficiency	load	efficiency	load	efficiency
charge	rendement	charge	rendement	charge	rendement
cosφ = 1					
1	98,958%	1	98,697%	1	98,263%
0,9	99,045%	0,9	98,806%	0,9	98,409%
0,8	99,130%	0,8	98,913%	0,8	98,550%
0,7	99,212%	0,7	99,015%	0,7	98,687%
0,6	99,289%	0,6	99,111%	0,6	98,815%
0,5	99,358%	0,5	99,198%	0,5	98,931%
0,4	99,414%	0,4	99,268%	0,4	99,024%
0,3	99,444%	0,3	99,305%	0,3	99,073%
0,2	99,406%	0,2	99,257%	0,2	99,010%
0,1	99,100%	0,1	98,875%	0,1	98,500%

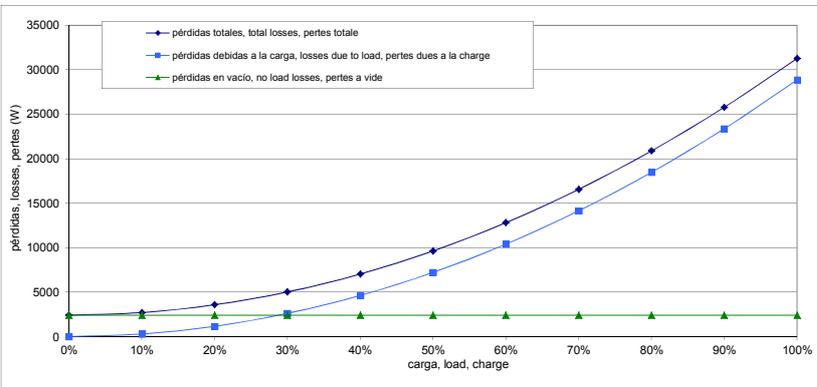


RENDIMIENTO MÁX. MAX. EFFICIENCY, RENDEMENT MAX.
 se da, con cosφ = 1, a un nivel de carga de k=0,29, y su valor es del 99,444%

CURVAS DE PÉRDIDAS: EN VACÍO, DEBIDAS A LA CARGA, Y TOTALES, SEGÚN EL NIVEL DE CARGA, Curva de perdas, em vazio, devidas a carga, totais seguindo o nível de carga

LOSSES CURVES: NO LOAD, DUE TO LOAD, AND TOTAL - COURBES DE PERTES: A VIDE, DUES A LA CHARGE ET TOTALES

carga	pérdidas en vacío (W)	pérdidas debidas a la carga, (W)	pérdidas totales, (W)
load	no load losses	losses due to load	total losses
charge	pertes a vide	pertes dues a la charge	pertes totale
100%	2411	28854	31264
90%	2411	23372	25782
80%	2411	18466	20877
70%	2411	14138	16549
60%	2411	10387	12798
50%	2411	7213	9624
40%	2411	4617	7027
30%	2411	2597	5007
20%	2411	1154	3565
10%	2411	289	2699
0%	2411	0	2411

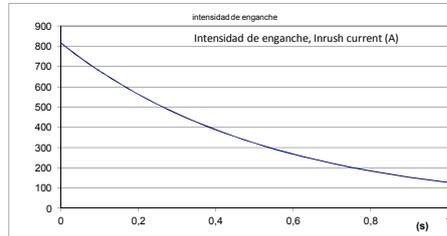


INTENSIDAD DE ENGANCHE, Intensidade de engate, (A)

INRUSH CURRENT, COURANT D'ENCLICHEMENT

intensidad de enganche	818A
inrush current, courant d'enclenchement	
I enganche / I nominal	6,20
inrush current / rated current, I d'enclenchement / I nominal	
tiempo en el que la intensidad de enganche baja a la mitad (s)	0,38
half crest time (s)	

(valores teóricos estimados, no garantizados)
 (estimated theoretical values, unguaranteed)



PÉRDIDAS DE VACÍO SEGÚN %BT

Perdas de vazio seguindo % BT
 NO-LOAD LOSSES vs %LV, PERTES A VIDE DUES %BT

carga	BT en vacío	Pérdidas en vacío
load	LV at No-Load	no load losses
charge	BT a vide	pertes a vide
(%)	[V]	[W]
90%	540	1854
95%	570	2118
100%	600	2411
105%	630	2734
110%	660	3090
115%	690	3480

Contenido en armónicos a intensidad nominal, THC, UNE EN 60076
 Harmonic content at rated current

<5%

Componente corriente continua, (%), respecto a la intensidad a potencia nominal
 DC component, (% of fundamental current at nominal power

0,5%

máximo desequilibrio permanente de corriente
 maximum permanent current unbalance

5%

máxima sobreinducción (V/f)
 maximum overfluxing conditions (V/f)

110%

SG3400/3125/2500HV-MV-20

SUNGROW
Clean power for all

SG3400/3125/2500HV-MV-20

MV Turnkey Station for 1500 Vdc System - MV Separate Transformer + RMU



HIGH YIELD

- Advanced three-level technology, max. inverter efficiency 99 %



EASY O&M

- Integrated current, voltage and MV parameters monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



SAVED INVESTMENT

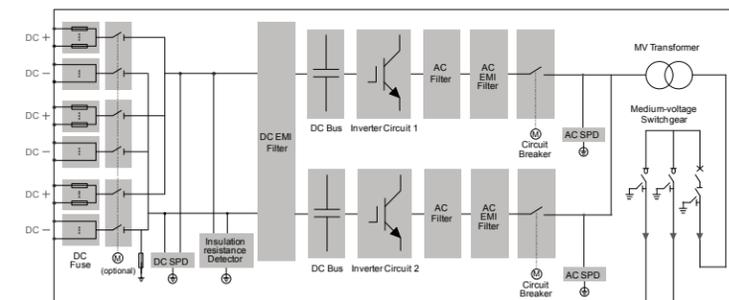
- Low transportation and installation cost due to 20-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated MV transformer and switchgear
- Q at night function optional



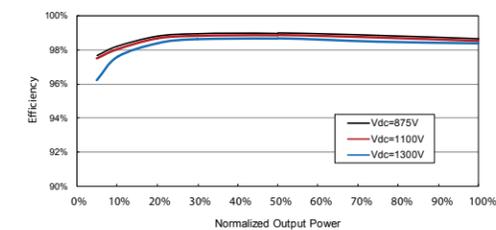
GRID SUPPORT

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE (SG3400HV-20)



Type designation	SG3400HV-MV-20	SG3125HV-MV-20	SG2500HV-MV-20
Input (DC)			
Max. PV input voltage		1500 V	
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V	875 V / 915 V	800 V / 840 V
MPP voltage range for nominal power	875 – 1300 V	875 – 1300 V	800 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	1		
No. of DC inputs	21 (optional: 24 negative grounding or floating; 28 negative grounding)		18 – 24
Max. PV input current	4178 A	4178 A	3508 A
Output (AC)			
AC output power	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C	3593 kVA@ 25 °C / 3437 kVA@ 45 °C / 3125 kVA@ 50 °C	2750 kVA@ 45 °C / 2500 kVA@ 50 °C
Max. AC output current	3458 A	3458 A	2886 A
AC voltage range	10 – 35 kV		
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz		
THD	< 3 % (at nominal power)		
DC current injection	< 0.5 % I _n		
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging		
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3		
Efficiency			
Inverter Max. efficiency	99.0 %		
Inverter Euro. efficiency	98.7 %		
Transformer			
Transformer rated power	3437 kVA	3125 kVA	2500 kVA
Transformer max. power	3593 kVA	3593 kVA	2750 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.6 kV / 10 – 35 kV	0.55 kV / 10 – 35 kV
Transformer vector	Dy11		
Transformer cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)		
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request		
Protection and Function			
DC input protection	Load break switch + fuse		
Inverter output protection	Circuit breaker		
AC MV output protection	Circuit breaker		
Overvoltage protection	DC Type I + II / A C Type II		
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes		
Insulation monitoring	Yes		
Overheat protection	Yes		
Q at night function	Optional		
General Data			
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm		
Weight	17 T	17 T	18 T
Degree of protection	IP54 (Inverter: IP55)	IP54 (Inverter: IP55)	IP54
Auxiliary power supply	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 15 kVA (Optional: max. 40 kVA)	415 V, 5 kVA (Optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 45 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %		
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling		
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)		
Display	Touch screen		
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber		
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 62116, IEC 61727		
Grid support	Q at night function (optional), L / HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control		



Cables para instalaciones solares fotovoltaicas

Un marco legislativo favorable está facilitando enormemente el desarrollo de instalaciones solares fotovoltaicas, las cuales presentan ciertas particularidades. En Prysmian tenemos todos los cables necesarios para la canalización de la energía eléctrica desde el panel solar hasta el punto de vertido en MT o BT.

Conexión de paneles y BT en continua

La solución idónea para la conexión entre paneles y para la red de BT en continua es el cable Tecsun de Prysmian, de especiales propiedades, teniendo en cuenta todos los parámetros de una instalación solar fotovoltaica: el periodo de amortización, la resistencia a la intemperie, las altas y las bajas temperaturas, la movilidad de los cables en algunos casos, el comportamiento frente al fuego...

El cable Tecsun ha sido específicamente diseñado por Prysmian para soportar las más exigentes condiciones. Sus excelentes propiedades hacen de él el mejor cable para toda la instalación de BT:

- Tiene una vida útil de 30 años a 90 °C, pudiendo soportar temperaturas permanentes de hasta 120 °C.

Valores superiores a 90 °C son frecuentes en instalaciones sobre tejado. Los cables tipo RV-K o RZ1-K están diseñados para temperaturas máximas de 90 °C en el conductor y ambientes sensiblemente inferiores.

Está demostrado en ensayos que el cable Tecsun presenta alta resistencia a la corrosión atmos-

férica, a la abrasión y a los agentes químicos.

- Su intensidad admisible es superior a iguales secciones de cables tipo RV-K o RZ1-K.

Su aislamiento de etileno propileno de alto gradiente (HEPR) permite llegar a temperaturas de hasta 120 °C en el conductor, lo que supone incrementos interesantes de intensidades admisibles respecto a iguales secciones de cables convencionales.

- Es un cable libre de halógenos, no propagador del incendio y con emisión de humos y opacidad reducida.

Supera los ensayos de no propagación de la llama, no propagación del incendio, baja emisión de humos opacos y baja emisión de gases tóxicos y corrosivos, lo que,

además de aminorar los efectos colaterales de los incendios sobre las personas, también preserva los valiosos equipos eléctricos de las instalaciones solares por su alta ignifugación y por la baja corrosividad de los gases emanados. Y, en el caso de los parques solares, cumple las exigencias del Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales (R.D. 2267/2004).

- Apto para servicios móviles.

Es frecuente la utilización de seguidores para maximizar el aprovechamiento de la radiación solar. No hay que olvidar que en estos casos los cables de conexión entre las estructuras móviles y las partes fijas están sometidos a movimiento y los cables convencionales (-K) pueden ser utilizados sólo en insta-



En las instalaciones sobre tejado se alcanza temperaturas superiores a 90 °C con frecuencia. El cable Tecsun está diseñado para soportar estas temperaturas



Los seguidores precisan cable para servicios móviles

laciones fijas. El Tecsun presenta muy buenas propiedades mecánicas a baja temperatura.

- Más cómodo de instalar por su extraordinaria flexibilidad y su menor diámetro exterior.

El cable está formado por un conductor de cobre estañado flexible de clase 5, aislamiento de etileno propileno de alto gradiente (HEPR) y doble cubierta de etilvinil acetato (EVA).

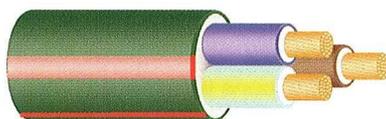
Su reducido diámetro exterior hace que el cable sea más manejable y ocupe menos espacio en las canalizaciones.

- Ecológico. En congruencia con el espíritu de las energías renovables, son cables con bajo coste de reciclaje y gran ahorro de energía en su producción. Libres de halógenos y agentes contaminantes.

Cables para la red de BT en alterna

Con el cable Tecsun de Prysmian cubriríamos nuestras necesidades hasta la entrada del inversor. A la salida de éste, comienza la red de BT en corriente alterna para llegar hasta el punto de conexión a red en BT o hasta el transformador, en el caso de conexión a red en MT. Esta

canalización de BT en alterna suele ser enterrada bajo tubo en parques solares, aunque cabe la posibilidad de otros sistemas de instalación. El cable que habría que utilizar sería el Afumex 1000 V (AS) con el objetivo de dotar al parque de las exigencias del R.D. 2267/2004. No obstante, y



Afumex 1000 V (AS)

donde no se llegue a tal extremo por interpretación de los textos de la citada ley o por no percibir las venta-

jas intrínsecas de los cables Afumex (AS) como un importante elemento para la instalación (no olvidemos que también protege los equipos en caso de incendio por la baja corrosividad de sus humos), cabría la posibilidad de utilizar cable Retenax Flex.

Al proyectista le conviene valorar la incidencia de la acción de los roedores en su instalación. En este caso, conviene sopesar la posibilidad de realizar el tendido con cables Afumex (AS) o Retenax armados.

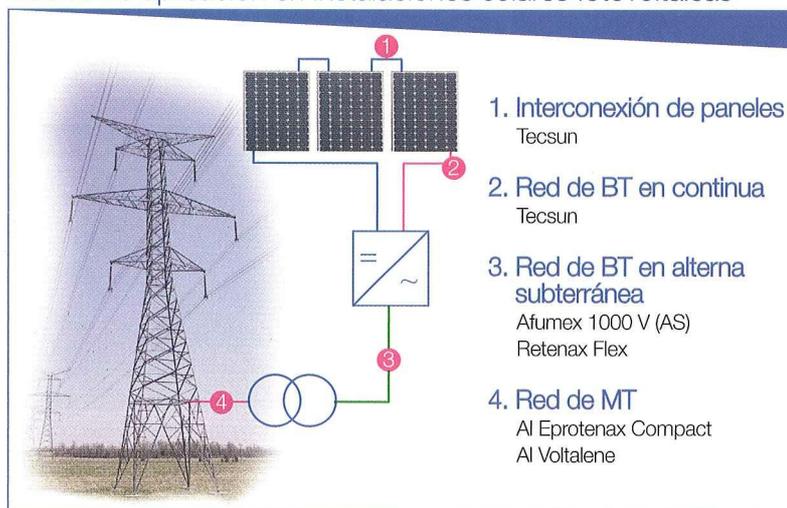
Las hojas técnicas de los cables Afumex 1000 V (AS) y de los Retenax Flex están en las páginas 69 y 93 respectivamente del catálogo de BT de Prysmian (www.prysmian.es).

Cables para vertido a red en MT

Se pueden distinguir dos grandes familias de cables: los que llevan aislamiento de etileno propileno de alto gradiente (HEPR) –tipo Eprotenax Compact– y los que van aislados con polietileno reticulado (XLPE) –tipo Voltalene–. Ambos, con posibilidad de fabricación en tensiones de 1,8/3; 3,6/6; 6/10; 8,7/15; 12/20; 15/25 y 18/30 kV (se recomienda consultar disponibilidades en stock).

Cabe destacar que nuestros cables Eprotenax y Voltalene tienen su

Cables de aplicación en instalaciones solares fotovoltaicas



capa semiconductor externa separable en frío, cualidad muy apreciada por los instaladores, dado que su fácil extracción es un factor crítico a la hora de preparar correctamente una punta de cable para la confección de algún accesorio y, además, supone un notable ahorro de tiempo.

Los cables tipo Eprotenax Compact (utilizados por Iberdrola) con su

aislamiento de goma de HEPR pueden soportar temperaturas de funcionamiento continuo de 105 °C y presentan muy buena resistencia al envejecimiento térmico y a las descargas parciales.

Los cables Voltalene, con su aislamiento de XLPE, se caracterizan por una buena rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas y alta resistencia de aisla-

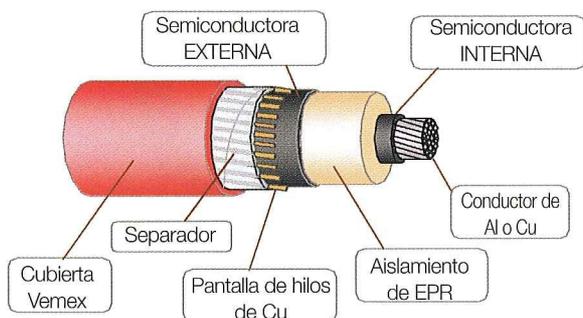
miento. Compañías como Endesa o Unión Fenosa tienen homologado este tipo de cables con sus respectivas particularidades de diseño. En ambos casos, el cable presenta además unos cordones hin-

chantes en la pantalla que impiden la propagación longitudinal de la humedad en caso de perforación de la cubierta. El cable Voltalene de Fenosa, además, lleva dicha obturación longitudinal también en el conductor.

En Prysmian disponemos asimismo de una gama completa de accesorios de alta calidad homologados por compañías eléctricas □

NOTA: se recomienda consultar el sistema de instalación aceptado para intemperies.

Más información sobre los cables y accesorios en el catálogo de Prysmian MT (www.prysmian.es).



Ficha técnica

Características

Designación genérica: S1ZZ-F
 Tensión nominal: 0,6/1 kV (máximo en corriente alterna 0,7/1,2 kV; máximo en corriente continua: 0,9/1,8 kV)
 Conductor: cobre estañado, flexible, clase 5
 Aislamiento: etileno propileno de alto gradiente (HEPR)
 Cubierta: doble capa de etil vinil acetato (EVA)
 Colores: negro, rojo o azul

Ensayos

Ensayos de fuego:

- No propagación de la llama: EN 50265-2-1
- No propagación del incendio: EN 50266-2-4
- Baja emisión de humos opacos: EN 50268
- Baja toxicidad: EN 50305, ITC<3
- Baja corrosividad: EN 50264-1

Resistencia a los aceites: según EN 60811-2-1

Resistencia a ácidos y bases: similar a EN 50264-1

Resistencia al amoníaco: test interno en atmósfera saturada de amoníaco al 25% (4 semanas)

Resistencia a las condiciones climatológicas:

- Resistencia al ozono según HD 22.2 test tipo B
- Resistencia a los rayos ultravioleta según UL 1581
- Resistencia a la absorción de agua según EN 60811-1-3

Todas las características del Tecsun

están homologadas por TÜV, ente homologador alemán reconocido en todo el mundo.

Aplicaciones

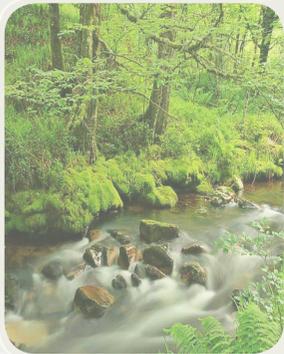
Cable libre de halógenos, no propagador de la llama y con emisión de humos y opacidad reducida, especialmente diseñado para instalaciones solares fotovoltaicas (parques solares, instalaciones sobre tejado, etc.).

NOTA: se recomienda consultar el sistema de instalación aceptado para intemperies.



Sistema MUNIELLOS

H u e r t o s s o l a r e s



La reserva natural integral de Muniellos está localizada en el suroccidente del Principado de Asturias, entre los concejos de Cangas del Narcea e Ibias dentro del Parque Natural de las Fuentes del Narcea, y ocupa un espacio total de 59,7 km², comprende tres montes: el monte de Muniellos, La Viliella y el monte de Valdebois. La altitud va de los 680 m en las zonas más bajas hasta los 1640 m del pico de la Candanosa. El monte de Muniellos constituye el corazón de la reserva y comprende la cabecera del corto río Muniellos, un afluente del Narcea.

En 1982 el monte de Muniellos fue sometido a un régimen de protección especial y declarado Reserva Biológica Nacional.

Entre su fauna, las especies más íntimamente ligadas al bosque son el Urogallo, y el Oso Pardo, así como lobos, jabalís, nutrias o el Gato Montés.



Contacto

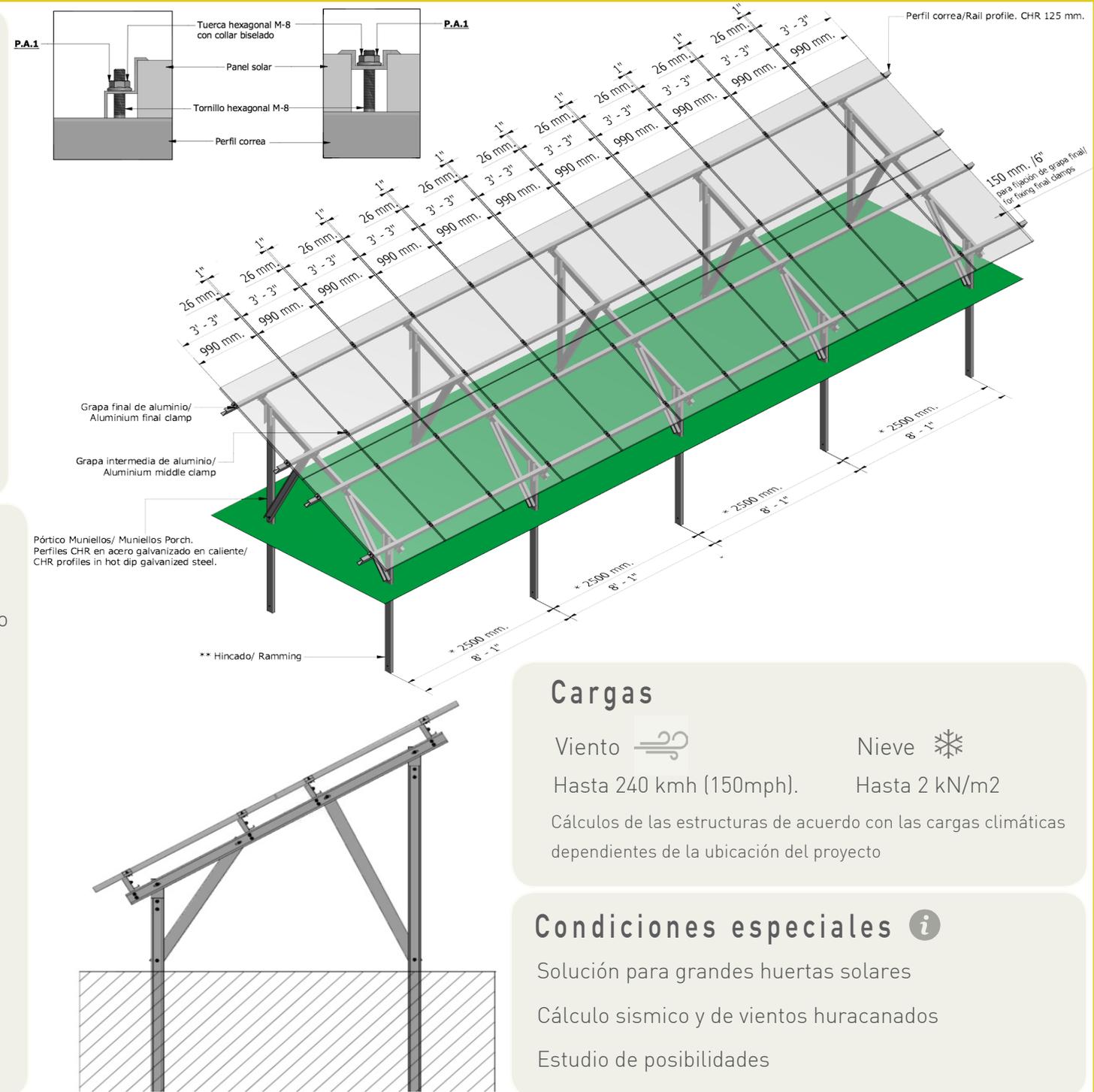
 **EUROPA - Oficinas & Fábrica**

pol. industrial Tabaza I zona A
Nave 6a, Carreño - Asturias (España)
Teléfono: +34 984 112 759
alusinsolar@alusinsolar.com

 **alusinsolar.com**

Garantías

- ✓ Diseño según cargas climáticas locales
- ✓ Fijación universal de paneles
- ✓ Alta versatilidad y adecuable
- ✓ Grapas especiales película fina y frameless
- ✓ Plazo de entrega rápido
- ✓ Cómoda instalación
- ✓ 25 años garantía de materiales
- ✓ 2 años garantía de obra



Características Técnicas

- Perfiles, grapas y accesorios en aluminio extruído de primera fusión.
- Tornillería en acero inoxidable A2/A4 según la agresividad del ambiente, con opción a tratamientos superficiales.
- Transmisión directa de cargas a la estructura principal.
- Opción de Tuercas antirrobo, sistema de ranuras para tornillo.
- Multitud de configuraciones disponibles.
- Material 100% reciclable.

Cargas

Viento

Hasta 240 kmh (150mph).

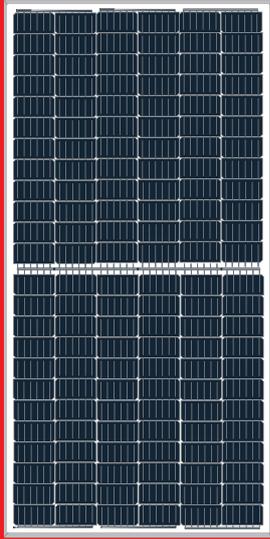
Nieve

Hasta 2 kN/m2

Cálculos de las estructuras de acuerdo con las cargas climáticas dependientes de la ubicación del proyecto

Condiciones especiales

- Solución para grandes huertas solares
- Cálculo sísmico y de vientos huracanados
- Estudio de posibilidades

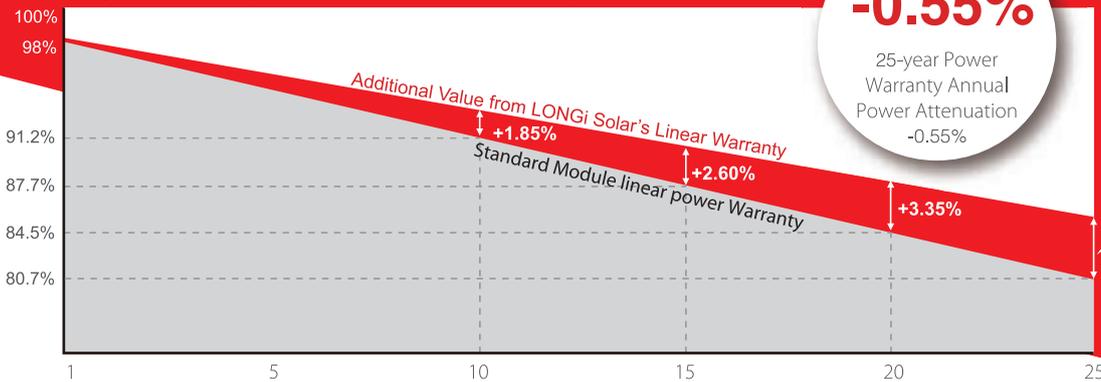


LR4-72HPH 420~440M



**High Efficiency
Low LID Mono PERC
with Half-cut Technology**

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



-0.55%
25-year Power
Warranty Annual
Power Attenuation
-0.55%

+4.10%

Complete System and Product Certifications

- IEC 61215, IEC61730, UL1703
- ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
- ISO 14001: 2004: ISO Environment Management System
- TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
- OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



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

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed

High module conversion efficiency (up to 19.8%)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%, 0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

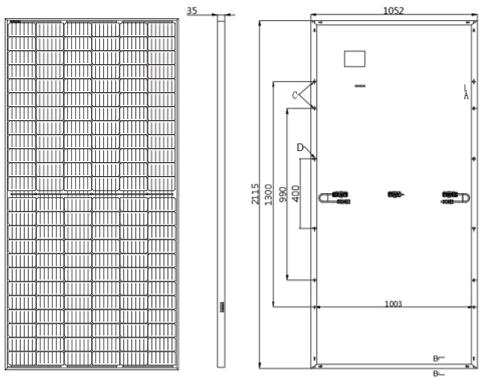


Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
Tel: +86-21-80162606 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGi Solar

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

LR4-72HPH 420~440M

Design (mm)



Units: mm(inch)
Tolerance:
Length: ±2mm
Width: ±2mm
Height: ±1mm
Pitch-row: ±1mm

Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6×24)
Junction Box: IP68, three diodes
Output Cable: 4mm², 300mm in length,
length can be customized
Glass: Single glass
3.2mm coated tempered glass
Frame: Anodized aluminum alloy frame
Weight: 24 kg
Dimension: 2115×1052×35mm
Packaging: 30pcs per pallet
150pcs per 20'GP
660pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance: 0 ~ +5W
Voc and Isc Tolerance: ±3%
Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating: 20A
Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C
Safety Class: Class II
Fire Rating: UL type 1 or type 2

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR4-72HPH-420M		LR4-72HPH-425M		LR4-72HPH-430M		LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax/W)	420	311.1	425	314.8	430	318.5	435	322.2	440	326.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.8	45.5	49.0	45.7	49.2	45.9	49.4	46.1	49.6	46.3
Short Circuit Current (Isc/A)	11.04	8.90	11.11	8.95	11.19	9.02	11.26	9.08	11.33	9.13
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.2	37.1	40.4	37.3	40.6	37.5	40.8	37.7	41.0	37.9
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.45	8.38	10.52	8.44	10.60	8.50	10.67	8.56	10.74	8.61
Module Efficiency(%)	18.9		19.1		19.3		19.6		19.8	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

Temperature Ratings (STC)

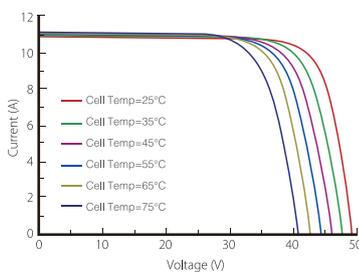
Temperature Coefficient of Isc	+0.057%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.286%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.370%/°C

Mechanical Loading

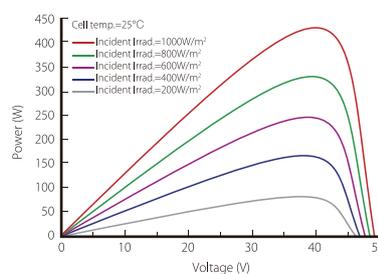
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

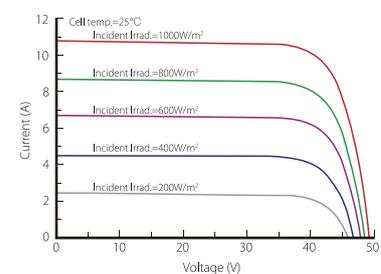
Current-Voltage Curve (LR4-72HPH-430M)



Power-Voltage Curve (LR4-72HPH-430M)



Current-Voltage Curve (LR4-72HPH-430M)



LONGI

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

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