

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA
INDUSTRIAL
TRABAJO FIN DE GRADO

***DIMENSIONAMIENTO DE UN
SISTEMA FOTOVOLTAICO
PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO
DE UNA EDAR***

Alumna: Roggero, Asensio, María

Director: Mazón Sainz-Maza, Ángel Javier

Curso: 2018-2019

Fecha: Bilbao, 24, junio, 2019

- Título del trabajo: Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para el suministro eléctrico de una EDAR.
 - Resumen: En este trabajo de fin de grado se presenta el dimensionamiento del suministro eléctrico de un sistema fotovoltaico en una estación depuradora de aguas residuales. Para ello, se realizará con el principal objetivo de obtener un sistema lo más eficiente posible. Se utilizará una hoja de cálculo *Excel* y el *software PVSyst* para desarrollar el diseño de la planta.
 - Palabras clave: Sistema fotovoltaico, EDAR, energía solar, eficiencia energética.
-
- Izenburua: HHUA baten hornikuntzarako, sistema fotovoltaikoaren dimentsionamendua.
 - Laburpena: Gradu amaierako lan honetan, hiri hondakin uren araztegi bateko eguzki-energia bidezko hornikuntza sistema baten dimentsionamendu azterlana aurkezten da. Sistema ahalik eta eraginkorren izateko diseinatu da. Hornikuntza sistemaren diseinua egiteko, *PVSyst* software eta *Excel* kalkulu orria erabili da.
 - Gako-hitzak: Sistema fotovoltaikoa, EDAR, eguzki-energia, energi eraginkortasuna.
-
- Title: Photovoltaic system sizing for the electrical supply of a WWTP.
 - Abstract: In this project, the sizing of the electrical supply of a photovoltaic system in a wastewater treatment plant is presented. For this purpose, the dimensioning will be carried out with the main objective of obtaining the most efficient system possible. An *Excel* spreadsheet and *PVSyst* software will be used to develop the design of the plant.
 - Keywords: Photovoltaic system, WWTP, solar energy, energetic efficiency.

ÍNDICE

I MEMORIA.....	1
1. INTRODUCCIÓN.....	1
2. CONTEXTO.....	2
2.1. ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR)	4
2.2. ENERGÍA SOLAR.....	6
3. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO	7
4. BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO.....	7
5. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS	8
5.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	8
5.2. TECNOLOGÍA DE LOS PANELES	8
6. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA.....	10
6.1. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA.....	10
6.2. SOLUCIÓN PROPUESTA	11
II METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO	15
1. CÁLCULOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	15
1.1 CONSIDERACIONES INICIALES DE DISEÑO	15
1.2. ESPACIO DISPONIBLE	19
1.3. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	23
1.4 CÁLCULO DEL Nº DE MÓDULOS Y DISPOSICIÓN	25
1.5 PRE-ESTUDIO DE LAS CONEXIÓN ENTRE PANELES.....	31
1.6 ENERGÍA DISPONIBLE	39
1.7 NECESIDADES DE LA EDAR	44
1.8. ESTRUCTURAS SOPORTE MÓDULOS.....	45
1.9 CAJA DE COMBINACIÓN	46
1.10 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO.....	47
2. DESCRIPCIÓN DE FASES	50
3. DIAGRAMA DE GANTT	51
III ASPECTOS ECONÓMICOS.....	53
1. DESCRIPCIÓN DEL GASTO EJECUTADO	53
2. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD.....	53
IV CONCLUSIONES.....	58
V BIBLIOGRAFIA	59
VI ANEXOS.....	60

LISTA DE ILUSTRACIONES

<i>Ilustración 1 Evolución de la capacidad [Fuente: IRENA]</i>	2
<i>Ilustración 2 Mapa de la ubicación de la planta. [Fuente propia]</i>	3
<i>Ilustración 3 Planta depuradora de aguas residuales de Lagares [Fuente:STS]</i>	4
<i>Ilustración 4 Esquema del tratamiento de aguas residuales. [Fuente: Elsevier]</i>	5
<i>Ilustración 5 Diagrama conceptual de las energías [2]</i>	6
<i>Ilustración 6 Clasificación de las energías solares [Fuente propia]</i>	6
<i>Ilustración 7 Tipos de células fotovoltaicas [Fuente: Solarsymphony]</i>	9
<i>Ilustración 8 Configuración de un sistema fotovoltaico [Fuente: ABB]</i>	10
<i>Ilustración 9 Diagrama de un sistema fotovoltaico conectado a red [Fuente: Propia]</i>	11
<i>Ilustración 10 Celda, panel y generador fotovoltaico [Fuente: propia]</i>	12
<i>Ilustración 11 Orientación de los módulos solares [2]</i>	16
<i>Ilustración 12 Vista en planta de EDAR [Fuente: STS]</i>	17
<i>Ilustración 13 Inclinación de los módulos fotovoltaicos [2]</i>	17
<i>Ilustración 14 Representación del ángulo de inclinación en cada periodo [Fuente: YourHome]</i>	18
<i>Ilustración 15 Planta de los edificios [Fuente: STS]</i>	20
<i>Ilustración 16 Vista de edificios con volúmenes curvos [Fuente: STS]</i>	21
<i>Ilustración 17 Edificios situados al oeste de la planta [Fuente: STS]</i>	21
<i>Ilustración 18 Edificio 4 y 5 Tamizado y desarenado-desengrase. [Fuente:STS]</i>	22
<i>Ilustración 19 Edificios 8 y 9 Taller, control y exposiciones.[Fuente:STS]</i>	22
<i>Ilustración 20 Edificios 21 y 26 fangos mezclados y fangos [Fuente: STS]</i>	23
<i>Ilustración 21 Módulo fotovoltaico Peimar [Fuente: Albasolar]</i>	24
<i>Ilustración 22 Cálculo de distancias entre módulos [2]</i>	26
<i>Ilustración 23 Configuración con una fila de módulos remontada [Fuente:SolarMat]</i>	26
<i>Ilustración 24 Configuración de una fila de módulos [Fuente:SolarMat]</i>	26
<i>Ilustración 25 Configuración con dos filas de módulos remontados [Fuente:SolarMat]</i>	26
<i>Ilustración 26 Dimensiones del módulo [Fuente: propia]</i>	27
<i>Ilustración 27 Representación de la disposición vertical y horizontal del módulo [Fuente: Propia]</i>	27
<i>Ilustración 28 Dimensiones del espacio disponible [Fuente: propia]</i>	28
<i>Ilustración 29 Ejemplo de conexión en serie de dos módulos. [Fuente: MpptSolar]</i>	31
<i>Ilustración 30 Ejemplo de conexión en paralelo de dos módulos. [Fuente: MpptSolar]</i>	32
<i>Ilustración 31 Ejemplo de conexión serie paralelo entre módulos [Fuente: MpptSolar]</i>	32
<i>Ilustración 32 Inversor PVS800-57-0875kW-B [Fuente:ABB]</i>	34
<i>Ilustración 33 Interpretación gráfica de las horas solar pico.[Fuente:Wikipedia]</i>	40
<i>Ilustración 34 Soportes de acero galvanizado. [Fuente: SolarMat]</i>	45

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1 Comparativa entre rendimiento de células [2]</i>	11
<i>Tabla 2 Número de módulos por cada edificio</i>	13
<i>Tabla 3 Inclinación en periodo estival o hibernal</i>	17
<i>Tabla 4 Datos de radiación promedio mensual en Vigo</i>	19
<i>Tabla 5 Dimensiones edificios 4 y 5</i>	21
<i>Tabla 6 Dimensiones edificios 8 y 9</i>	22
<i>Tabla 7 Dimensiones espacios 21 y 26</i>	23
<i>Tabla 8 Características principales de diferentes módulos fotovoltaicos</i>	23
<i>Tabla 9 Disposición vertical del panel</i>	27
<i>Tabla 10 Disposición horizontal del panel</i>	28
<i>Tabla 11 Número de módulos en disposición vertical en cada edificio</i>	29
<i>Tabla 12 Número de módulos en disposición horizontal en cada edificio</i>	30
<i>Tabla 13 Comparativa entre los dos tipos de disposiciones</i>	30
<i>Tabla 14 Resultados de tensión e intensidad obtenidos de las conexiones</i>	33
<i>Tabla 15 Comparativa de características de los inversores [Fuente: ABB]</i>	34
<i>Tabla 16 Configuración definitiva de conexiones entre paneles</i>	37
<i>Tabla 17 Comprobación de conexiones a máxima corriente de cortocircuito</i>	39
<i>Tabla 18 Horas solar pico mensuales</i>	40
<i>Tabla 19 Performance ratio debido a la temperatura</i>	43
<i>Tabla 20 Energía disponible mensual</i>	43
<i>Tabla 21 Resumen de consumo eléctrico de la planta (kWh/día)</i>	44
<i>Tabla 22 Cantidad de cajas combinadoras en cada edificio</i>	46
<i>Tabla 23 Máxima caída de tensión en los conductores [2]</i>	47
<i>Tabla 24 Secciones de conductores comerciales</i>	48
<i>Tabla 25 Cálculo de secciones zona 1</i>	48
<i>Tabla 26 Cálculo de secciones zona 2</i>	49
<i>Tabla 27 Distancias de conductores necesarias</i>	49
<i>Tabla 28 Partida presupuestaria de horas Internas</i>	53
<i>Tabla 29 Partida presupuestaria de amortizaciones</i>	53
<i>Tabla 30 Partida presupuestaria de gastos varios</i>	53
<i>Tabla 31 Resumen presupuestario</i>	53
<i>Tabla 32 Presupuesto equipos mecánicos y eléctricos</i>	54
<i>Tabla 33 Presupuesto instalación e ingeniería</i>	54
<i>Tabla 34 Presupuesto de ejecución resultante</i>	54
<i>Tabla 35 Cálculo de la financiación</i>	55
<i>Tabla 36 Cálculo del flujo de caja</i>	55
<i>Tabla 37 Cálculo del VAN y TIR</i>	56

I MEMORIA

1. INTRODUCCIÓN

El actual escenario energético mundial presenta una situación de transición, cambiando así lo que hace una década tan sólo unos pocos podían imaginar.

El término transición energética se refiere al cambio de los actuales sistemas de producción y consumo de energía, los cuales dependen principalmente de fuentes de energía no renovables como el petróleo, el gas natural y el carbón, a una combinación de fuentes de energía más eficientes y con menos emisiones de carbono.

Este tipo de transición no carece de precedentes. La combinación energética se ha transformado en el pasado, primero con la introducción del carbón a mediados del siglo XIX, y luego con el petróleo a mediados del siglo XX y la energía nuclear en los años setenta, aunque estas nuevas formas de energía se añadieron, en lugar de sustituir, a las fuentes existentes.

El acuerdo de París de 2015 fue un momento de inflexión para hacer frente al crecimiento de los gases de efecto invernadero emitido por las grandes centrales de generación convencionales. Este acuerdo, establece el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media mundial a 1,5°C. Implícita en estos objetivos está la necesidad de una transición hacia un sector energético bajo en carbono, que representa dos tercios de las emisiones mundiales.

Los tres puntos fundamentales para alcanzar los objetivos son:

- La electrificación de la economía.
- La máxima electrificación de las energías renovables.
- La eficiencia energética.

Según la *Agencia Internacional de Energía Renovable*, IRENA, la energía renovable, junto con el aumento de la eficiencia energética, puede proporcionar el 90% de las reducciones de emisiones de CO₂ necesarias para 2050. Es por eso, que se puede observar, cómo en los últimos ocho años la evolución de la capacidad instalada de las energías renovables a nivel mundial, han aumentado de forma progresiva.

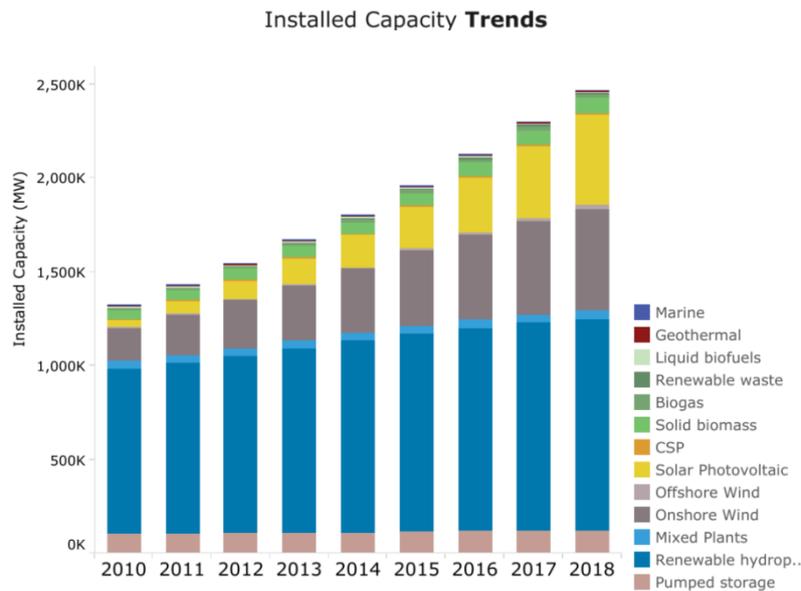


Ilustración 1 Evolución de la capacidad [Fuente: IRENA]

Aun así, la descarbonización del sector energético requiere urgentemente una acción mayor a escala mundial, y mientras se está llevando a cabo una transición energética mundial, son necesarias más medidas para reducir las emisiones de carbono y mitigar los efectos del cambio climático.

Concretamente, el sector de tratamiento de aguas puede contribuir a dicha reducción implementando energías renovables en sus plantas. Es por ello, que en este trabajo de fin de grado se va a realizar el dimensionamiento y posterior análisis económico de dicha integración.

2. CONTEXTO

El presente proyecto recoge el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico en la estación depuradora de aguas residuales (EDAR) ubicada en Vigo, noroeste de la península ibérica, concretamente en la provincia de Pontevedra.



Ilustración 2 Mapa de la ubicación de la planta. [Fuente propia]

La EDAR se sitúa junto a la marisma del Lagares, es por ello que a lo largo del documento se le hará referencia a la planta con el nombre de **EDAR de Lagares**.

El proyecto de diseño y dimensionamiento de la planta la realizó la empresa **Suez Treatment Solution Spain (STS)**, concretamente en el departamento de proyectos de Bilbao. Dicho proyecto actualmente no se encuentra construido, por lo tanto, se utilizarán los datos presentados en dicho proyecto.

Uno de los objetivos principales en el diseño de la EDAR de Lagares, fue proyectar una instalación optimizada de forma que el consumo energético fuese el mínimo posible.

Se realizó un estudio de la hidráulica del proceso, se proyectó equipos con elevados rendimientos, así como se dotó a la instalación de un correcto automatismo y control, permitiendo reducir de forma importante el consumo eléctrico.

Para dar cumplimiento a los EU MEPS (*European Minimum Energy Performance Standard*) para motores eléctricos, que tiene como objetivo reducir el consumo de energía, y otros impactos medio ambientales negativos derivados de los productos consumidores de energía, se dotó a la instalación de motores de alto rendimiento.

Así mismo, todos los equipos principales disponen de variadores de frecuencia que optimizan el consumo energético de los mismos.

Por último, el calor sobrenadante de los motogeneradores, se diseñó para realizar el calentamiento del edificio de control.

Todas estas actuaciones son habituales en las planta depuradoras de aguas dado que se consigue reducir el consumo energético, aun así, el consumo de una EDAR sigue siendo elevado (véase *anexo II*).

Es por ello, que se dispone a analizar, si la implementación de un sistema fotovoltaico, podría ser una opción a la hora de realizar proyectos de bajo consumo energético.

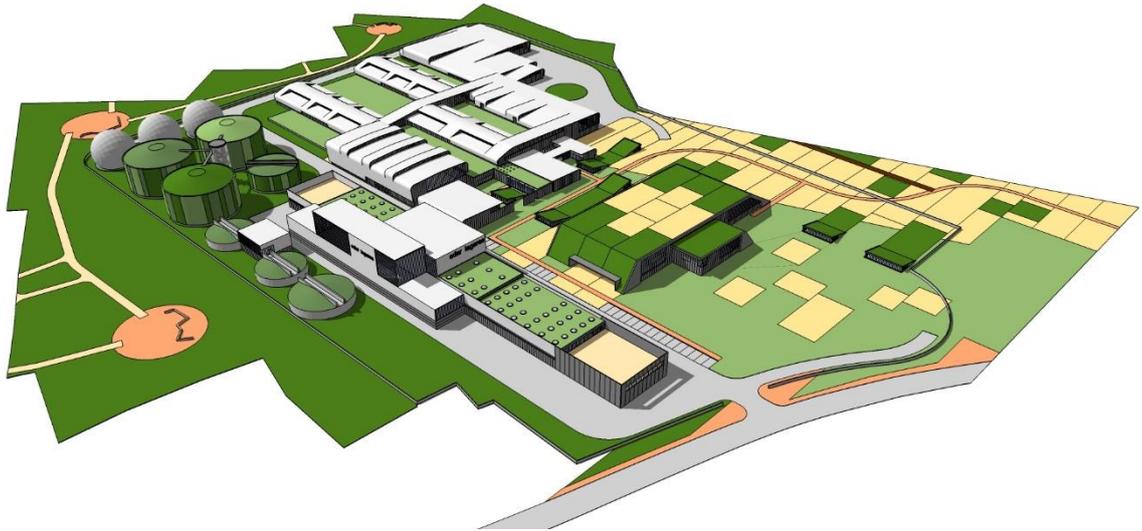


Ilustración 3 Planta depuradora de aguas residuales de Lagares [Fuente:STS]

Dado que en este TFG se van a relacionar tanto la energía renovable como el tratamiento de aguas residuales se van a desarrollar cada una de ellas para el mejor entendimiento del mismo.

2.1. ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR)

Una Estación Depuradora de Aguas Residuales realiza un tratamiento, donde se consigue poder verter, de nuevo, un agua contaminada al medio natural.

Generalmente, el tratamiento se puede dividir en dos líneas: línea de agua y línea de fangos.

La línea de agua consiste en las siguientes etapas:

- Pretratamiento
Conjunto de tratamientos físicos que tiene como objetivo proteger los equipos de elevación del agua bruta, así como proteger los equipos contra la abrasión.

- Decantación primaria
La decantación es el método más frecuente de separación de la materia en suspensión y de coloides. Para llevar a cabo esta etapa es frecuente utilizar tanto tratamientos físicos como químicos.
- Tratamiento biológico
El tratamiento biológico se utiliza para mejorar las características del agua. Principalmente los microorganismos, que son los responsables de transformar la materia orgánica biodegradable en productos simples o biomasa.
- Tratamiento terciario
El objetivo de un tratamiento terciario, complementándose a los tratamientos enunciados anteriormente, es mejorar la calidad del agua tratada para cumplir con los límites del vertido.

La línea de fangos, se caracteriza por los fangos procedentes de la decantación primaria y secundaria (tratamiento biológico) y tiene como objetivo tratar dichos materia orgánica para su uso o vertido.

La línea de tratamiento puede variar dependiendo del uso que se le quiera dar al producto final que se consigue, entre otros, como fertilizantes.

A continuación, en la *ilustración 4*, se muestra un esquema típico del tratamiento.

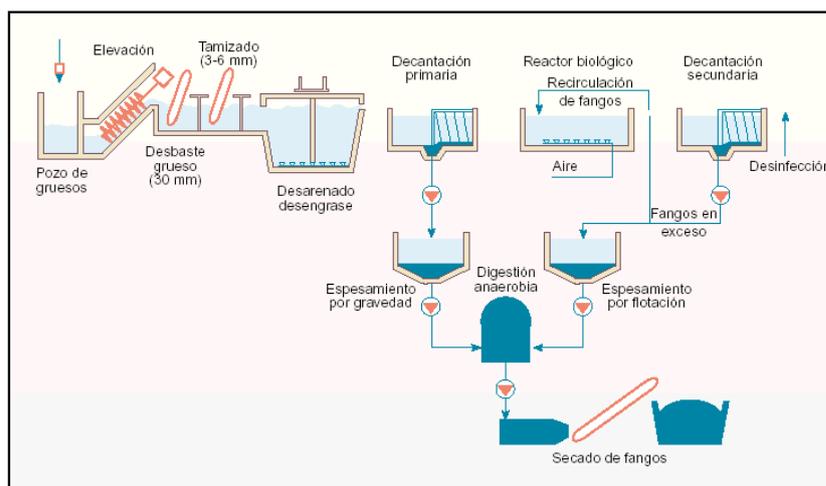


Ilustración 4 Esquema del tratamiento de aguas residuales. [Fuente: Elsevier]

2.2. ENERGÍA SOLAR

La energía solar, es la energía del sol que se convierte en energía térmica o eléctrica. Las tecnologías solares pueden aprovechar esta energía para una variedad de usos, incluyendo la generación de electricidad, el suministro de luz o un ambiente interior confortable, y el calentamiento de agua para uso doméstico, comercial o industrial.

En el actual sistema energético, la energía solar se sitúa entre las energías renovables (véase *ilustración 5*)

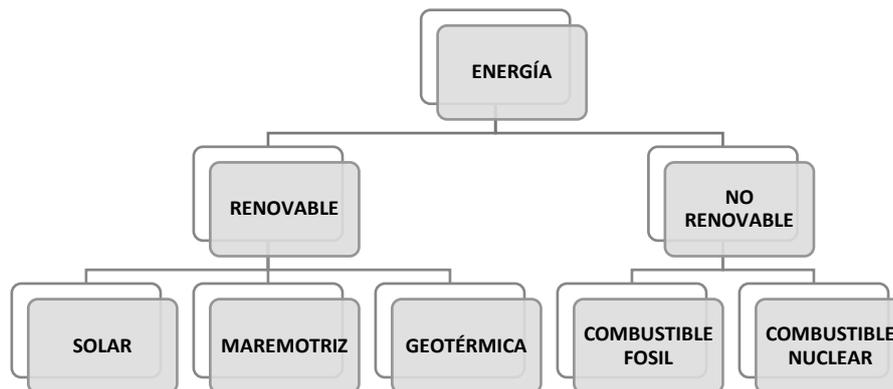


Ilustración 5 Diagrama conceptual de las energías [2]

La energía solar, indirecta o directamente puede considerarse la fuente de la mayoría de energías existentes hoy en día, exceptuando las energías provenientes de combustibles fósiles o nucleares y la energía mareomotriz y geotérmica.

Dentro de la energía solar se encuentran dos grandes familias:

- Indirecta: Hidráulica, eólica y biomasa
- Directa: Térmica y fotovoltaica

Esta última, también se puede dividir según el tipo de tecnología que utiliza en la captación de radiación solar (*ilustración 6*).



Ilustración 6 Clasificación de las energías solares [Fuente propia]

La energía solar térmica pasiva incorpora acristalamiento u otros elementos similares de gran masa y capacidad de absorción. La energía térmica activa, en cambio,

aprovecha la radiación proveniente del sol para calentar el fluido que circula por su interior. Por último, la energía solar fotovoltaica transforma la energía solar en electricidad mediante células fotovoltaicas.

3. OBJETIVOS Y ALCANCE DEL TRABAJO

El presente documento recoge el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico en una EDAR con el objetivo de reducir su consumo y, además, se determinará la viabilidad del mismo.

A continuación, se establecen los objetivos principales de para la realización de este proyecto.

- Diseño de una instalación fotovoltaica capaz de satisfacer total o parcialmente las necesidades de la planta.
- Reducir el gasto energético de la planta.
- Determinar si el autoabastecimiento energético de la planta mediante el uso de energía renovable es factible.
- Dimensionar un sistema lo más eficiente posible.
- Determinar la rentabilidad del sistema fotovoltaico.

En primer lugar, se dimensionará el sistema fotovoltaico mediante hojas de cálculo de *Excel* y el *software PVSyst*. Una vez completado el dimensionamiento se realizará el análisis económico a través de los parámetros VAN y TIR.

4. BENEFICIOS QUE APORTA EL TRABAJO

La implementación de sistemas fotovoltaicos en el sector de tratamiento de aguas implicaría una reducción en el coste energético de las plantas. Además, con la generación de energía a partir de paneles solares, se puede obtener una menor emisión de contaminación, por lo que la energía solar es una fuente de energía mucho más limpia que la procedente de las plantas de generación de combustibles fósiles.

Las ciudades o zonas donde se establecen este tipo sistemas de generación eléctrica disfrutarán de una calidad de aire más limpia, lo que a su vez puede contribuir a la salud de los habitantes de dicha área.

Asimismo, el uso de estas energías limpias contribuye a la reducción del calentamiento debido a su escasa emisión de gases efecto invernadero.

5. ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS

5.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Sistemas aislados

Completamente independiente de la red, el sistema está conectado a una batería a través de un controlador de carga, que absorbe la electricidad generada y actúa como fuente de alimentación principal. Se puede utilizar un inversor para la alimentación de CA, lo que permite el uso de aparatos normales sin alimentación de red. Las aplicaciones aisladas típicas son las aplicaciones industriales, como las estaciones repetidoras para teléfonos móviles o la electrificación rural.

Sistemas con conexión a red

Un sistema fotovoltaico con conexión a red se define como un sistema de generación que puede ser para utilizado para autoconsumo o para vertido directo a la red (sin autoconsumo). El primero permite que cualquier exceso de energía producida, que no sea consumida por el productor, se venda al Sistema Eléctrico. En el sistema generación sin autoconsumo, en cambio, toda la energía producida se vierte para su venta a la red eléctrica, actuando como si fuera un generador más del Sistema Eléctrico.

Sistemas híbridos

Un sistema híbrido puede ser conectado a la red, autónomo o con soporte gris, además, este tipo de sistemas, se caracterizan porque se pueden combinar con otro tipo de energía: un generador de biomasa, un aerogenerador o un generador diésel para asegurar un suministro consistente de electricidad

5.2. TECNOLOGÍA DE LOS PANELES

Una célula solar, es un dispositivo semiconductor que convierte fotones en electricidad. Fundamentalmente, el dispositivo sólo necesita cumplir dos funciones: la fotogeneración de portadores de carga (electrones y huecos) en un material absorbente de luz, y la separación de los portadores de carga a un contacto conductor que transmitirá la electricidad. Esta conversión se denomina efecto fotovoltaico, y la mayor parte de la investigación relacionada con las células solares se conoce como fotovoltaica. La corriente (y la potencia) de salida de una célula fotovoltaica depende de su eficiencia y tamaño (superficie), y es proporcional a la intensidad de la luz solar que se refleja en la superficie de la célula.

Células de silicio monocristalino

Fabricada con células serradas a partir de un único cristal cilíndrico de silicio, es la más eficiente de las tecnologías fotovoltaicas (FV). La ventaja principal de la monocristalina es su alta eficiencia, típicamente alrededor del 15%, aunque el proceso de fabricación que se requiere para producir silicio monocristalino es complicado, resultando en costos ligeramente más altos que las otras tecnologías

Células de silicio policristalino

Hecho de células cortadas de un lingote de silicio fundido y recristalizado. En el proceso de fabricación, el material fundido se funde en lingotes de silicio policristalino, estos lingotes se cortan a sierra en obleas muy finas y se ensamblan en células completas. Las células policristalinas son más difíciles de producir que las monocristalinas, debido a la simplicidad del proceso de fabricación. Sin embargo, tienden a ser visualmente menos eficientes, con eficiencias medias de alrededor del 12%, creando una textura granular.

Células de silicio amorfo

Las células de silicio amorfo están compuestas de átomos de silicio en una capa fina y homogénea en lugar de una estructura cristalina. El silicio amorfo absorbe la luz más eficazmente que el silicio cristalino, por lo que las células pueden ser más delgadas. Por esta razón, el silicio amorfo también se conoce como tecnología fotovoltaica de "película delgada". El silicio amorfo se puede depositar sobre un amplio abanico de sustratos, tanto rígidos como flexibles, lo que lo hace ideal para superficies curvas y módulos "plegables". Sin embargo, las células amorfas son menos eficientes que las células de base cristalina, con una eficacia típica de alrededor del 6%, pero son más fáciles y, por lo tanto, más baratas de producir. Su bajo coste las hace ideales para muchas aplicaciones en las que no se requiere una alta eficiencia y el bajo coste es importante.



Ilustración 7 Tipos de células fotovoltaicas [Fuente: Solarsymphony]

6. DESCRIPCIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA

6.1. JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN PROPUESTA

Teniendo en cuenta las alternativas, en este apartado se detallará el sistema fotovoltaico resultante.

El diseño y cálculos de dimensionamiento de dicho sistema se han realizado para que cumplan los requisitos especificados en los diferentes reglamentos citados en el *anexo I*.

A raíz de lo expuesto en el *apartado 5. Análisis de alternativas*, el sistema resultante que mejor se adecua al planteamiento global de la planta es el siguiente:

Se ha optado, por un sistema conectado a red, dado que la EDAR de Lagares, tiene un consumo regular a lo largo de todo el día, lo que hace insuficiente la generación de energía de los paneles fotovoltaicos. Además, la instalación de baterías en el sistema incrementaría el precio haciendo prácticamente inviable.

En la ilustración obtenida del *Manual de Hardware Inversores centrales PVS800-57 (100 a 1000 kW) de ABB* se muestra un esquema con los diferentes elementos que compondrán el sistema fotovoltaico conectado a red.

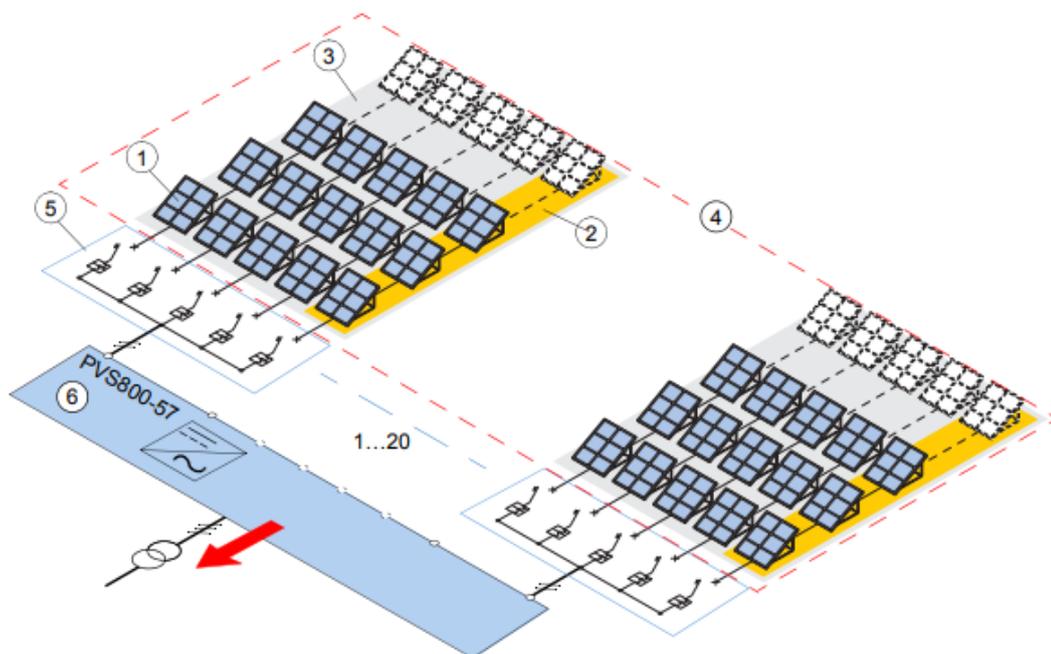


Ilustración 8 Configuración de un sistema fotovoltaico [Fuente: ABB]

En cuanto a la elección de células fotovoltaicas, se ha optado por las células monocristalinas. Esta decisión viene determinada por uno de los objetivos principales: obtención de la máxima energía eléctrica del sistema, es decir, obtener el mayor rendimiento de la planta para así conseguir reducir el gasto derivado del consumo de electricidad. Para lograr esto, es necesario el uso de un panel fotovoltaico de alto rendimiento. Como se puede observar en la siguiente tabla, las células monocristalinas destacan por su alto rendimiento respecto las otras.

CÉLULA	RENDIMIENTO
Monocristalina	15-18%
Policristalina	12-14%
Amorfa	<10%

Tabla 1 Comparativa entre rendimiento de células [2]

6.2. SOLUCIÓN PROPUESTA

El sistema fotovoltaico a diseñar está integrado por los siguientes elementos:

1. Paneles fotovoltaicos
2. Cajas de combinación CC
3. Inversor



Ilustración 9 Diagrama de un sistema fotovoltaico conectado a red [Fuente: Propia]

A continuación se resumirá, brevemente, cada una de las partes que configuran el sistema fotovoltaico diseñado. El dimensionamiento del sistema se encuentra desarrollado en *el capítulo 3. Cálculos*.

Módulos fotovoltaicos

Los paneles fotovoltaicos están formados por circuitos de células fotovoltaicas sellados en un laminado que protege el medio ambiente y son los componentes fundamentales de los sistemas fotovoltaicos.

Los generadores fotovoltaicos incluyen uno o más paneles fotovoltaicos ensamblados como una unidad precableada e instalable en campo.

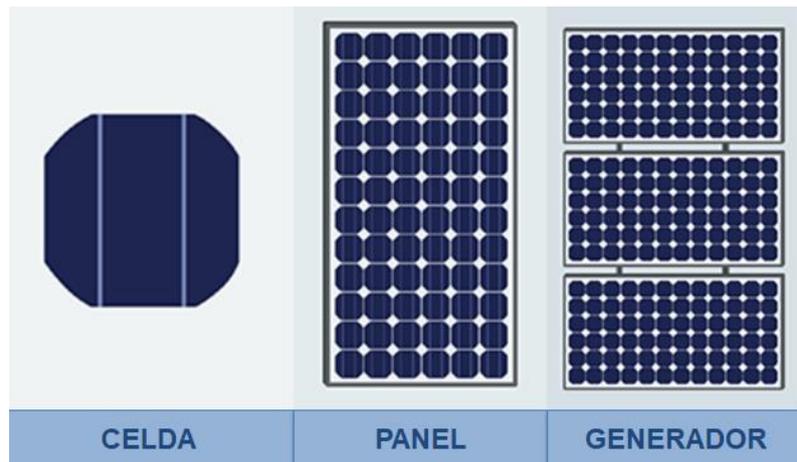


Ilustración 10 Celda, panel y generador fotovoltaico [Fuente: propia]

Los módulos fotovoltaicos actuales son de gran fiabilidad y seguridad, con un índice de fallos mínimo y una vida útil de 20 a 30 años. La mayoría de los principales fabricantes ofrecen garantías de 20 años o más para mantener un alto porcentaje de la potencia nominal inicial.

Para la planta de Lagares se ha seleccionado el módulo fotovoltaico *Peimar 360M (anexo IV)*.

La planta dispone de 10 edificios situados al este de la planta y la orientación e inclinación de los módulos es el siguiente:

- Azimut 0°
- Inclinación 32°

Además, teniendo en cuenta las dimensiones del módulo se ha calculado el número de módulos a instalar en cada edificio:

Edificio	Nº paneles por fila	Nº filas	Módulos totales
5	16	30	480
4	15	6	90
8.1	16	4	64
8.2	16	4	64
8.3	14	4	56
9.1.1	18	5	90
9.1.2	18	5	90
9.3	21	4	84
21.1.1	16	3	48
21.1.2	16	3	48
21.2.1	16	3	48
21.2.2	16	3	48
21.3.1	21	6	126
21.3.2	21	6	126
21.4.1	15	8	120
21.4.2	14	8	112
21.5	21	8	168
21.6.1	16	4	64
21.6.2	16	4	64
26	21	3	63
TOTAL			2.053

Tabla 2 Número de módulos por cada edificio

String solares

Para un sistema fotovoltaico industrial conectado a la red, es común instalar cajas de combinación CC, dado que se minimizan las distancias de cableado a instalar y, además, facilita el mantenimiento del sistema.

El sistema fotovoltaico que se ha diseñado contiene edificios de dimensiones diferentes y por tanto cada uno de los sistemas a instalar también lo será, es decir, el número de filas de cada edificio variará (*tabla 2*) y por tanto las cajas de combinación solar (*string box*) deberán ser de características distintas.

Para realizar un diseño lo más homogéneo posible se ha seleccionado tres tipos de cajas (*anexo VI*), las cuales irán combinadas teniendo en cuenta el número de filas existente.

Las conexiones a realizar entre los paneles han sido determinadas en el *capítulo 3. Cálculos*, así como, la elección de las cajas combinadoras CC en cada edificio.

Caja de Combinación

Para sistemas fotovoltaicos medianos y grandes, los equipos combinados de CC son esenciales y pueden utilizarse para simplificar las conexiones de cables entre los paneles fotovoltaicos y los inversores, con el fin de aumentar la fiabilidad del sistema fotovoltaico y hacer más cómodo el mantenimiento del mismo.

Tal y como se puede observar en la *ilustración 9*, se ha elegido la configuración donde se colocan cajas de combinación CC entre los generadores fotovoltaicos y el inversor.

Inversor

Un inversor fotovoltaico realiza la conversión de la corriente continua generada en los paneles fotovoltaicos, a corriente alterna que se puede verter a la red, almacenar en baterías o utilizar directamente para consumirlo.

Existe una amplia variedad de inversores en el mercado y para la instalación que se está analizando, se ha optado por un inversor solar industrial (*Anexo V*), dado que, de esta forma, se consigue centralizar el sistema completo reduciendo así el costo de mantenimiento y facilitando el control de del mismo.

II METODOLOGÍA SEGUIDA EN EL DESARROLLO DEL TRABAJO

1. CÁLCULOS INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

En el presente apartado, se realizará el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica conectada a red, con el objetivo de generar la mayor energía eléctrica posible, teniendo en cuenta las restricciones del emplazamiento.

La metodología a seguir en el dimensionamiento del sistema fotovoltaico será el siguiente:

- Determinar datos iniciales de diseño
 - Ubicación de la planta
 - Inclinación y orientación de los paneles fotovoltaicos
 - Radiación solar
- Determinar espacio disponible
- Determinar módulos fotovoltaicos
- Determinar nº paneles y disposición
- Conexión entre paneles
- Energía solar disponible
 - Horas solar pico
 - Performance ratio
- Determinar necesidades de la planta
- Inversores
- Cajas de combinación
- Soporte
- Cableado

1.1 CONSIDERACIONES INICIALES DE DISEÑO

Para realizar el diseño de la instalación fotovoltaica conectada a red será necesario, en primer lugar, analizar la disposición de los paneles solares y la radiación solar disponible teniendo en cuenta la ubicación de la planta.

1.1.1 Ubicación de la planta

Tal y como se ha descrito anteriormente, la EDAR de Lagares estará ubicada en las inmediaciones del centro de Vigo (Pontevedra):

- Latitud 42,2259°
- Longitud -8,7135°
- Altitud..... 100 m

1.1.2. Inclinación y orientación

Para conseguir la mayor energía eléctrica de la instalación fotovoltaica, es indispensable obtener la disposición de los paneles más óptima, de tal forma, que se obtiene el máximo rendimiento del sistema.

A continuación, se desarrollan cada una de las variables a tener en cuenta en el cálculo de la radiación solar.

Orientación

La orientación de los paneles fotovoltaicos, también denominada *azimut*, en el hemisferio norte es el ángulo formado por el sur y la proyección en línea recta de la posición del sol sobre el plano horizontal.

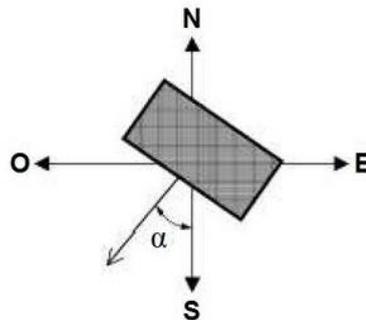


Ilustración 11 Orientación de los módulos solares [2]

El rango de valores que puede tomar este parámetro (en el hemisferio norte):

- Módulos orientados al sur: 0°
- Módulos orientados al este: rango de 0° a $+90^\circ$
- Módulos orientados al oeste rango de 0° a -90°

Para el caso concreto de la EDAR de Lagares el valor de azimut vendrá determinada por la posición de los edificios. En la *ilustración 12* se puede observar como la disposición de todos los edificios es paralela al eje formado por el norte-sur. Por lo tanto, los paneles también estarán orientados hacia el sur con azimut 0° , es decir:

$$\alpha = 0^\circ$$



Ilustración 12 Vista en planta de EDAR [Fuente: STS]

Inclinación

La inclinación del panel fotovoltaico será el ángulo que forman el plano horizontal y la superficie del módulo. Los paneles solares serán más eficientes cuando estén en una disposición perpendicular al sol por lo que la elección de la variable dependerá de las necesidades de consumo de la planta a lo largo del tiempo.

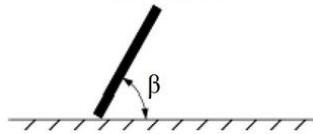


Ilustración 13 Inclinación de los módulos fotovoltaicos [2]

Si se da el caso donde se consume de forma uniforme a lo largo de todo el año, entonces, habrá que tener en cuenta el periodo menos soleado: el invierno. En esta estación del año la altura del sol en el horizonte es menor. Por tanto, en el hemisferio norte, la inclinación ideal será:

$$\beta = \text{latitud} - 10^\circ \quad (1)$$

Esta inclinación habrá que mantenerla constante a lo largo de todo el año para un mayor rendimiento.

Si, por el contrario, el consumo tan sólo se realiza en periodo estival o hibernal, para un mejor aprovechamiento de la radiación solar incidente en los paneles, la inclinación (en el hemisferio norte) oscilara entre os siguientes rangos:

PERIODO	INCLINACIÓN
Estival	$\beta = 20 - 30^\circ$
Hibernal	$\beta = 40 - 50^\circ$

Tabla 3 Inclinación en periodo estival o hibernal

En la *ilustración 14* se puede observar el cambio de inclinación entre periodos y la influencia que tiene el movimiento del sol a, o largo del año. En invierno los paneles se colocarán con mayor ángulo de inclinación dado que el sol está más próximo al horizonte. Sin embargo, en verano habrá que posicionar el panel con menor inclinación.

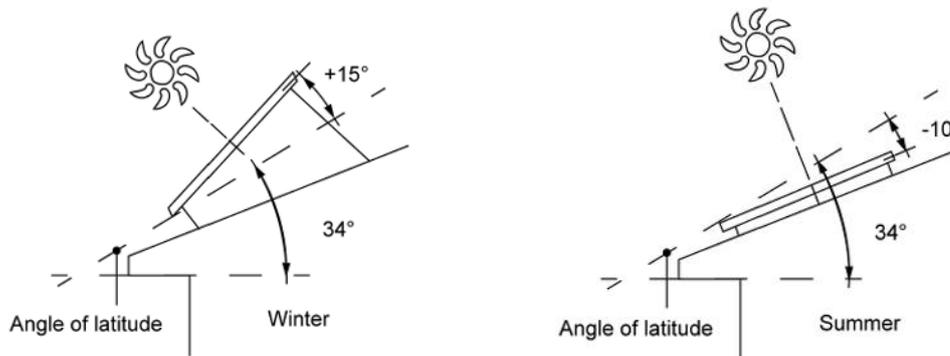


Ilustración 14 Representación del ángulo de inclinación en cada periodo [Fuente: YourHome]

En la EDAR de Lagares las necesidades energéticas de la planta serán uniformes a lo largo de todo el año. Por tanto, la inclinación que se adoptará, teniendo en cuenta que la latitud donde se encuentra la planta es de 42° , es la siguiente:

$$\beta = \text{latitud} - 10^\circ = 42^\circ - 10^\circ = 32^\circ \quad (2)$$

En resumen, la instalación a dimensionar tendrá los siguientes parámetros:

- Azimut 0°
- Inclinación 32°

1.1.3 Radiación solar

Una vez obtenidas la inclinación y orientación de los paneles se podrán obtener la radiación solar incidente en los paneles fotovoltaicos. Éste será un parámetro condicionante en la instalación. Además, dependerá de:

- La estacionalidad.
- Las condiciones meteorológicas.
- La inclinación del módulo fotovoltaico respecto del plano horizontal.
- La orientación respecto al sur.

Los valores de radiación solar a lo largo de todo el año se extraerán a través del *software PVSyst*. En el *Anexo III* se encuentran los valores de la radiación diarios ($W\text{día}/m^2$) y a continuación, se muestran los promedios mensuales.

Mes	Wh/m ²
Enero	3.171,45
Febrero	3.442,80
Marzo	4.891,96
Abril	5.697,17
Mayo	5.922,15
Junio	6.539,12
Julio	6.764,52
Agosto	6.587,29
Septiembre	5.872,08
Octubre	4.082,18
Noviembre	3.493,70
Diciembre	2.815,66

Tabla 4 Datos de radiación promedio mensual en Vigo

Dado que los valores de la radiación solar no son uniformes a lo largo del año y que la diferencia entre meses es significativa, se realizarán los cálculos de diseño de sistema fotovoltaico para cada mes.

1.2. ESPACIO DISPONIBLE

El proyecto de la EDAR de Lagares, realizado por *Suez Treatment Solutions*, el diseño de las edificaciones se realizó buscando su integración con el entorno. Se tuvo en cuenta su función de transición entre el espacio natural y el asentamiento industrial en la zona de la intervención.

Además, se distribuyeron los volúmenes de modo que se van escalonando por zonas. A continuación, se muestra la planta de la EDAR detallando cada una de las zonas. Dichas zonas se denominarán en los próximos apartados al igual que aparecen en dicho plano.

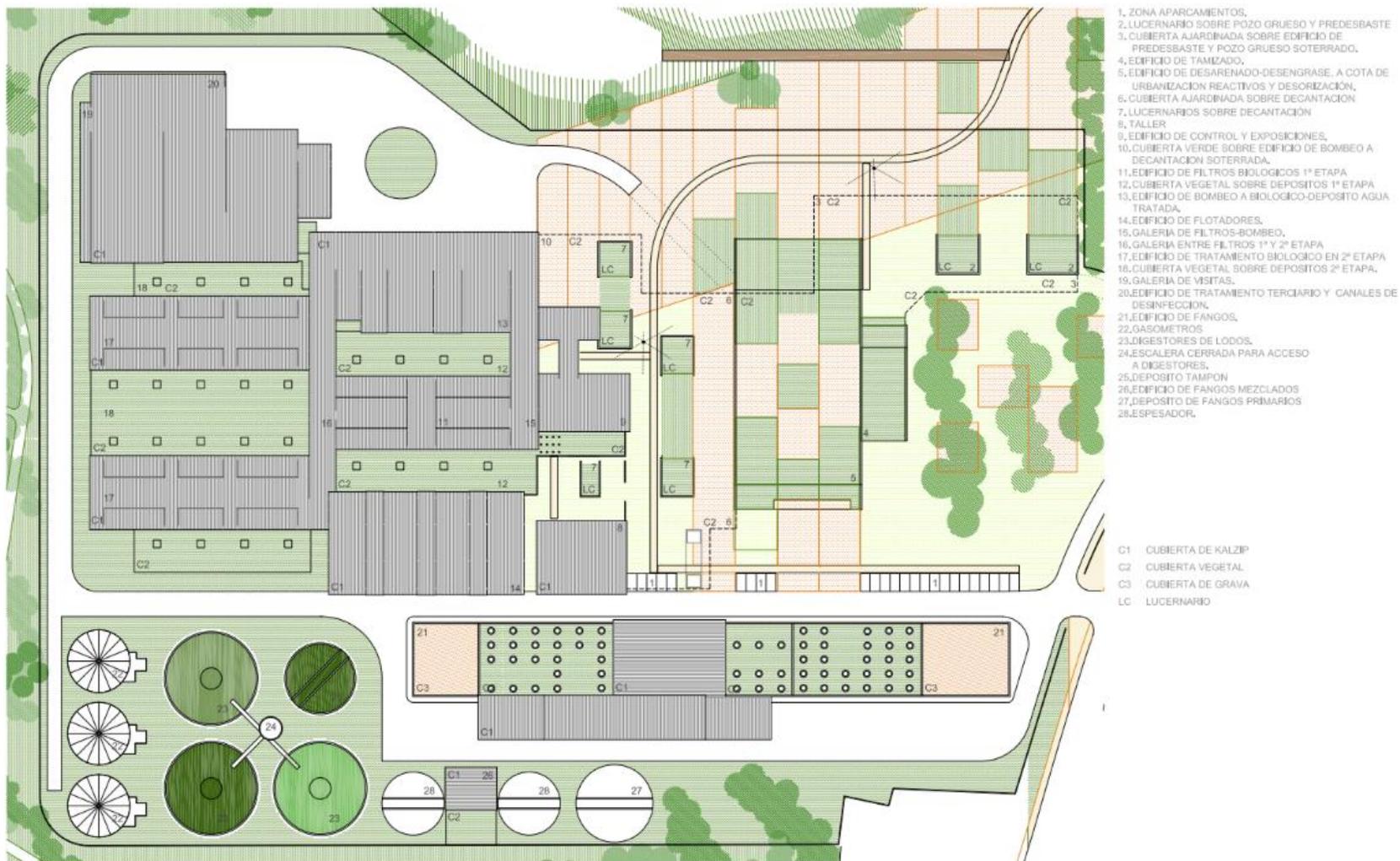


Ilustración 15 Planta de los edificios [Fuente: STS]

En la elección de los espacios disponibles se ha tenido en cuenta y respetado los edificios que se diseñaron con un aspecto visual moderno. Dichos edificios son claves en la integración con el tejido residencial e industrial que los rodea.

A su vez, en el proyecto de construcción de la EDAR se pretendió crear un elemento de referencia territorial, es decir, que en su conjunto mostrase una industria contemporánea. Se recurre en la zona de edificios a volúmenes curvos evitando aristas con continuidad entre fachadas y cubiertas (*ilustración 16*).

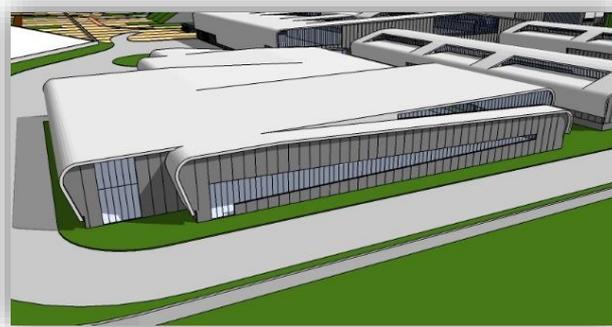


Ilustración 16 Vista de edificios con volúmenes curvos [Fuente: STS]

Dado la complejidad geométrica de diseño contemporáneo de los edificios ubicados en el oeste de la planta, se ha optado evitar instalar los paneles fotovoltaicos en dichos edificios (*Ilustración 17*).



Ilustración 17 Edificios situados al oeste de la planta [Fuente: STS]

A continuación, se detallan los espacios en los que se podrá instalar los paneles fotovoltaicos, así como sus dimensiones y superficies.

Edificios 4 y 5 Tamizado y de desarenado-desengrase

Espacio	l (m)	w(m)	Área disponible
5	53	34	1.802
4	25	12	300

Tabla 5 Dimensiones edificios 4 y 5

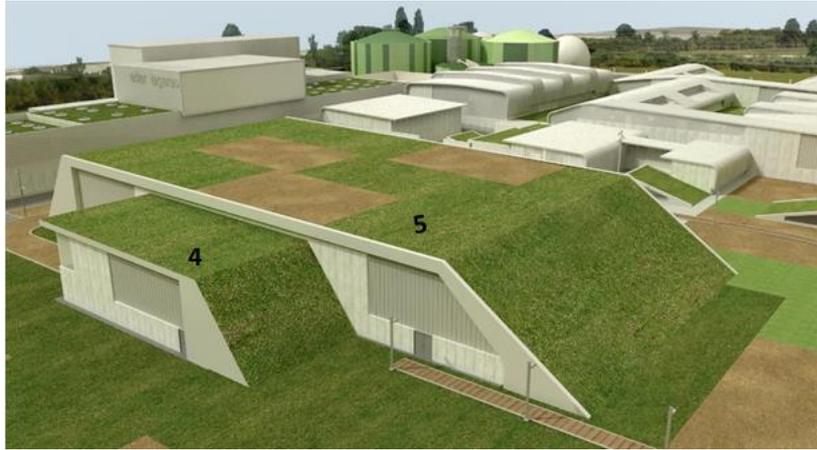


Ilustración 18 Edificio 4 y 5 Tamizado y desarenado-desengrase. [Fuente:STS]

Edificios 8 y 9 Taller y control y exposiciones



Ilustración 19 Edificios 8 y 9 Taller, control y exposiciones. [Fuente:STS]

El edificio 9 se ha dividido en tres para poder simplificar los cálculos de los próximos apartados. Por tanto, las dimensiones y la superficie serán:

Espacio	l (m)	w(m)	Área disponible
8	20	25	500
9.1	15	25	375
9.2	10	5	50
9.3	9	16	144

Tabla 6 Dimensiones edificios 8 y 9

Espacios 21 y 26 fangos mezclados y fangos

Al igual que con el edificio 9, el edificio 21 se dividirá para facilitar los cálculos. En la *ilustración 20* se puede observar los diferentes espacios.



Ilustración 20 Edificios 21 y 26 fangos mezclados y fangos [Fuente: STS]

La siguiente tabla se muestra las dimensiones de cada una de los edificios:

Espacio	l (m)	w(m)	Área disponible
21.1	12	18	216
21.2	12	18	216
21.3	12	44	528
21.4	21	31	651
21.5	20	24	480
21.6	20	18	360
26	12	14	168

Tabla 7 Dimensiones espacios 21 y 26

1.3. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Dado que el objetivo de diseño se basa en conseguir la máxima energía eléctrica posible, la elección de los módulos será determinante a la hora de calcular la energía eléctrica disponible.

En la siguiente tabla se resume las diferentes opciones existentes para módulos de 72 células obtenidos del catálogo de módulos de *Albasolar* [6].

	Potencia pico (Wp)	V _{max} (V)	I _{max} (A)	Dimensiones (mm)
Munchen 330	330	45,49	9,18	1956 x 992 x 40
Axitec 330	330	45,83	9,27	1957 x 992 x 40
Peimar 330P	330	45	10,09	1958 x 992 x 40
Canadian 335M	335	45	9,78	1960 x 992 x 35
Peimar 340 KuMax	340	45,9	8,62	2000 x 992 x 35
Peimar 360M	360	46,6	10,09	1957 x 992 x 40

Tabla 8 Características principales de diferentes módulos fotovoltaicos

Se ha optado por elegir los modelos denominados **Peimar 360M** dado que dichos módulos, tienen mayor potencia pico, siendo esta la máxima potencia que el módulo puede proporcionar en *Condiciones Estándar de Medidas* (CEM)

Los módulos fotovoltaicos se definen por sus características técnicas. En el *anexo IV* se puede encontrar la ficha técnica del módulo fotovoltaico seleccionado, y a continuación, se encuentran los datos más significativos.



Ilustración 21 Módulo fotovoltaico Peimar
[Fuente: Albasolar]

Características eléctricas

• Potencia de pico ($P_{m\acute{a}x}$)	360 W
• Tolerancia de potencia	0/+5 W
• Tensión a $P_{m\acute{a}x}$ (V_{mp}).....	38 V
• Corriente a $P_{m\acute{a}x}$ (I_{mp})	9,48 A
• Tensión de circuito abierto (V_{oc})	46,6 V
• Corriente de corto circuito (I_{sc})	10,09 A
• Eficiencia Módulo	18,54 %

Características mecánicas

• Celdas	72 monocristalinas
• Tamaño	1957 x 992 x 40 mm
• Junction Box	Certificado IP67

Características de temperatura

• Temperatura normal de operación	45±2°C
• Coeficiente temperatura de la $P_{m\acute{a}x}$	-0,40 %/°C
• Coeficiente temperatura de V_{oc}	-0,32 %/°C
• Coeficiente temperatura de I_{sc}	-0,047 %/°C

Límites de operación

- Tensión máxima del sistema 1.500 V
- Temperatura de funcionamiento -40°C ~ +85°C

1.4 CÁLCULO DEL Nº DE MÓDULOS Y DISPOSICIÓN

Para el cálculo del número de módulos a instalar en el espacio disponible detallado en el *apartado 3.4.* se deberán determinar, previamente, los siguientes puntos:

- Distancia mínima entre módulos
- Cálculo del número máximo de módulos admisibles por edificio

1.4.1. Distancia mínima entre módulos

Para el cálculo de la distancia mínima, en primer lugar, se debe realizar una inspección de posibles obstáculos que puedan generar sombras a los paneles

En el caso de estudio, los edificios están al mismo nivel o a distancias suficientemente grandes para que no haya sombras en el sistema a diseñar.

Pero, aunque no existan obstáculos que den sombra a los módulos, existe el riesgo de que si la distancia entre paneles no es la adecuada los módulos entre ellos se den sombra. Es por eso, que será necesario realizar el cálculo de la distancia mínima que debe existir entre cada fila de módulos

El cálculo se realizará con los criterios impuestos por el *Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)* dado que son los más restrictivos. El *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red* de IDAE determina que ante una fila de módulos de altura h la distancia mínima d , indicada en la *ilustración 22* deberá garantizar al menos 4 horas de sol en la estación más desfavorable del año (invierno).

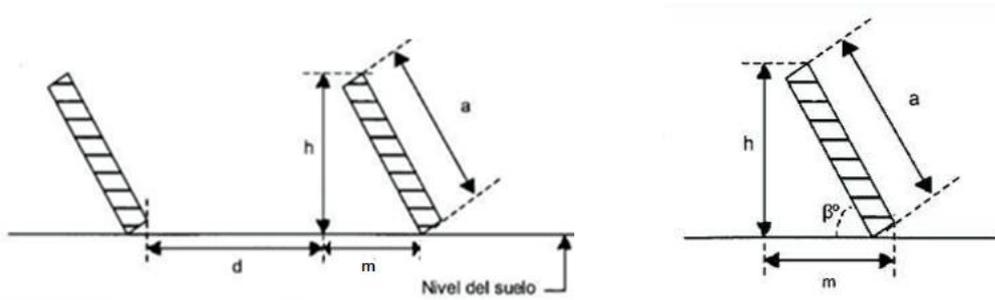


Ilustración 22 Cálculo de distancias entre módulos [2]

Con este criterio el valor de la distancia mínima se determina con la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} \quad (3)$$

Siendo la altura h ,

$$h = a \sin \beta \quad (4)$$

Se va a realizar cálculos para tres diferentes configuraciones de los módulos fotovoltaicos y más adelante se elegirá la más favorable para cada edificio. En las imágenes que se exponen abajo, se muestra cada una de las configuraciones, que estas difieren en el número de paneles remontados de cada fila.



Ilustración 23 Configuración con una fila de módulos remontada [Fuente:SolarMat]



Ilustración 24 Configuración de una fila de módulos [Fuente:SolarMat]



Ilustración 25 Configuración con dos filas de módulos remontados [Fuente:SolarMat]

Teniendo en cuenta las dimensiones del módulo fotovoltaico:

- Longitud (a) 1957 mm
- Anchura (b) 992mm

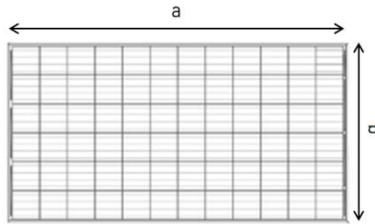


Ilustración 26 Dimensiones del módulo
[Fuente: propia]

Se obtienen los siguientes valores de la distancia mínima entre módulos (d) para dos posibles disposiciones de los paneles, mostrados en la *ilustración 27* vertical u horizontal.

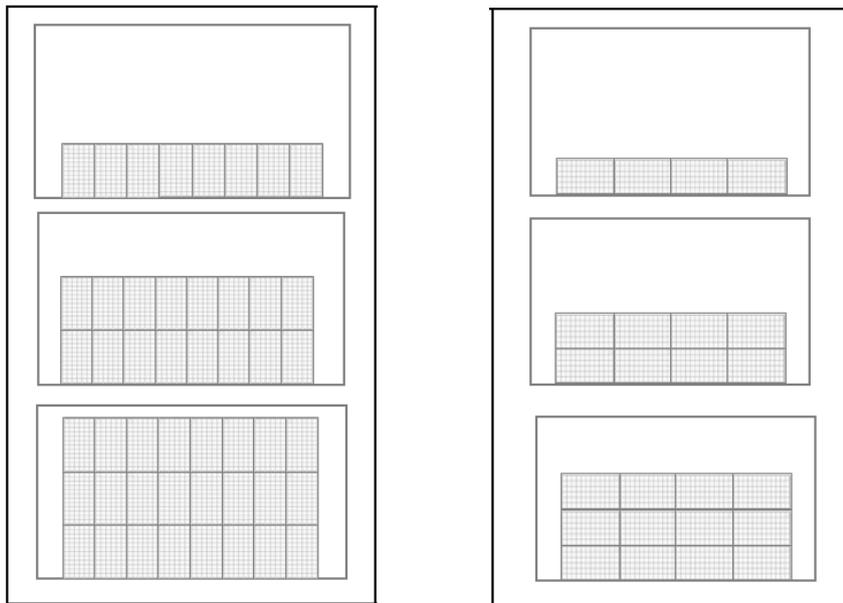


Ilustración 27 Representación de la disposición vertical y horizontal del módulo [Fuente: Propia]

Disposición vertical del módulo

Nº de placas consecutivas	d(m)	h(m)	m(m)	d+m (m)
1	3,012	1,037	1,66	4,671
2	6,024	2,074	3,319	18,686
3	9,035	3,111	4,979	42,043

Tabla 9 Disposición vertical del panel

Por motivos de seguridad se ha determinado una restricción de la altura que pueden alcanzar los módulos fotovoltaicos:

$$h \leq 2,5 m \quad (5)$$

Es por eso que se ha descartado la configuración: 3 módulos remontados en disposición vertical.

Disposición horizontal del módulo

Nº de placas consecutivas	d(m)	h(m)	m(m)	d+m (m)
1	1,527	0,526	0,841	2,368
2	3,053	1,051	1,683	4,726
3	4,58	1,577	2,524	7,091

Tabla 10 Disposición horizontal del panel

1.4.2. Cálculo del número de módulos en cada edificio

El cálculo del número de módulos, se realizará para las siguientes configuraciones de los paneles, ya que entre todas las configuraciones éstas darán la mayor energía eléctrica:

- Disposición vertical con dos (2) módulos remontados
- Disposición horizontal con tres (3) módulos remontados

Se ha considerado las siguientes dimensiones del espacio disponible:



Ilustración 28 Dimensiones del espacio disponible [Fuente: propia]

A continuación, se detallan las ecuaciones utilizadas para cada configuración y los resultados obtenidos.

Disposición vertical con dos (2) módulos remontados

Número paneles a lo largo (l):

$$n^{\circ} \text{ paneles} = \left(\frac{l(m)}{d+m(m)} + 1 \right) * n^{\circ} \text{ paneles remontados} \quad (6)$$

Número paneles a lo ancho (w):

$$n^{\circ} \text{ paneles} = \left(\frac{w(m) - 2 * \text{margen seguridad}}{\frac{b(mm)}{1000}} + 1 \right) * n^{\circ} \text{ paneles remontados} \quad (7)$$

Siendo el margen de seguridad la distancia lateral que se dejará para realizar las operaciones de mantenimiento y seguridad. Se ha considerado el margen de seguridad:

$$\text{margen de seguridad} = 0,75 \text{ m} \quad (8)$$

Por tanto, el número máximo de paneles fotovoltaicos que se pueden instalar en el espacio disponible para una disposición vertical de los módulos, es el siguiente:

Espacio	Nº módulos		Total
	A lo largo	a lo ancho	
5	7	64	448
4	4	20	80
8	4	46	184
9.1	3	46	138
9.2	3	6	18
9.3	2	28	56
21.1	3	32	96
21.2	3	32	96
21.3	3	84	252
21.4	4	58	232
21.5	4	44	176
21.6	4	32	128
26	3	24	72

Tabla 11 Número de módulos en disposición vertical en cada edificio

Disposición horizontal con tres (3) módulos remontados

- Número de paneles a lo largo (l) se obtiene con la ecuación 6.
- Número paneles a lo ancho (w) se obtiene con la siguiente expresión.

$$n^{\circ} \text{ paneles} = \left(\frac{w(m) - 2 * \text{margen seguridad}}{\frac{a(mm)}{1000}} + 1 \right) * n^{\circ} \text{ paneles remontados} \quad (9)$$

En la *tabla 12* se muestran los resultados logrados para la disposición horizontal de los módulos.

Espacio	Nº módulos		Total
	A lo largo	A lo ancho	
5	10	48	480
4	6	15	90
8	5	36	180
9.1	5	36	180
9.2	4	3	12
9.3	4	21	84
21.1	4	24	96
21.2	4	24	96
21.3	4	63	252
21.4	5	45	225
21.5	5	33	165
21.6	5	24	120
26	4	18	72

Tabla 12 Número de módulos en disposición horizontal en cada edificio

Una vez obtenido los módulos máximos totales para cada disposición se realizará la elección individualmente para cada edificio. En *la tabla 13* se encuentra la comparativa y destacado la configuración elegida en cada edificio.

Espacio	Disposición vertical con dos (2) módulos remontados	Disposición horizontal con tres (3) módulos remontados
5	448	480
4	80	90
8	184	180
9.1	138	180
9.2	18	12(*)
9.3	56	84
21.1	96	96
21.2	96	96
21.3	252	252
21.4	232	225
21.5	176	165
21.6	128	120
26	72	72

Tabla 13 Comparativa entre los dos tipos de disposiciones

(*) Se ha optado por coger la configuración con disposición vertical de dos (2) módulos remontados dado que en el resto de zonas del edificio 9 tiene dicha disposición y de esta manera se consigue uniformidad y simplicidad en el diseño.

Por tanto, en total habrá espacio para **2.082 módulos fotovoltaicos** divididos en diez zonas diferentes.

1.5 PRE-ESTUDIO DE LAS CONEXIÓN ENTRE PANELES

En primer lugar, se hará un pre-estudio de la instalación para poder obtener un valor aproximado de la potencia resultante de cada edificio y la total entrante al inversor.

Tras conocer dicha potencia se realizará la elección del inversor y, por último, se volverá a determinar las conexiones entre los paneles, considerando las restricciones impuestas por el inversor.

Para poder garantizar el buen funcionamiento del sistema al dimensionarlo se debe encontrar el equilibrio entre voltaje y amperios. Para ello, existen dos formas de conectar los paneles solares: en serie o en paralelo, aunque lo más común en instalación grandes es realizar una combinación de ambas.

Conexión en serie

Cuando se conectan las placas en serie, se forma una “cadena” dado que se conecta el polo positivo de un módulo con el polo negativo del adyacente. Por tanto, el voltaje de todos los módulos conectados en serie se suma. En cambio, la corriente permanece igual y constante. En la *ilustración 29* se puede observar un ejemplo de la conexión serie.

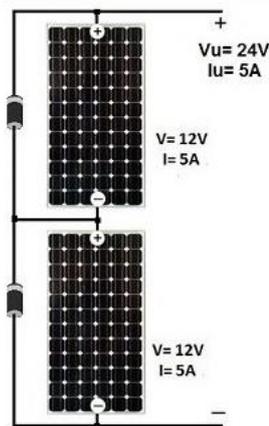


Ilustración 29 Ejemplo de conexión en serie de dos módulos. [Fuente: MpptSolar]

Conexión en paralelo

La conexión en paralelo de los paneles solares (véase *ilustración 30*), por un lado, se conectan los polos positivos y por el otro los polos negativos. Es por ello que

se suman las intensidades e cada uno de los paneles y la tensión se mantiene igual y contante.

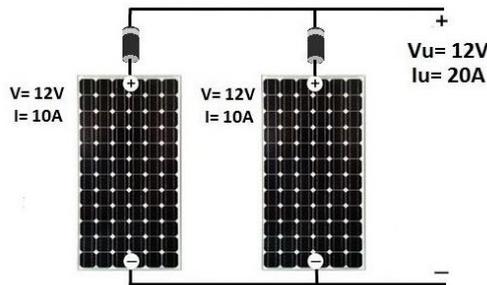


Ilustración 30 Ejemplo de conexión en paralelo de dos módulos. [Fuente: MpptSolar]

Conexión serie-paralelo

Por último, la conexión serie-paralelo (*ilustración 31*) trata de combinar ambas conexiones, consiguiendo así aumentar tanto la tensión como la corriente de la instalación diseñada y, en consecuencia, la potencia.

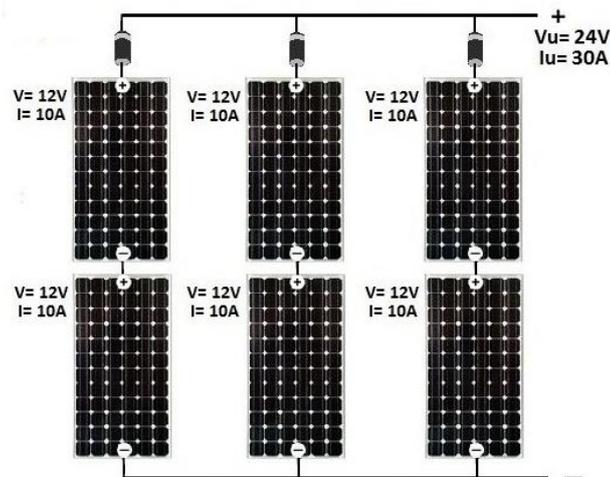


Ilustración 31 Ejemplo de conexión serie paralelo entre módulos [Fuente: MpptSolar]

Para diseñar concretamente la instalación fotovoltaica de la EDAR de Lagares se va a realizar una conexión en serie entre los módulos de la misma fila y en paralelo las conexiones de los módulos que están en filas diferentes.

A continuación, se muestra en la tabla 14, el número de módulos y filas existente en cada edificio y las tensiones e intensidades de su conjunto.

Los datos utilizados para calcular las conexiones son:

- Potencia pico 360W
- Tensión a $P_{m\acute{a}x}$ 38V
- Corriente a $P_{m\acute{a}x}$ 9.48 A

Y las expresiones utilizadas para los cálculos:

Conexión en serie

- Tensión en conexión serie:

$$V_s(V) = V(Pmáx) * n^o \text{ paneles por fila} \quad (10)$$

- Intensidad en conexión serie:

$$I_s(A) = I (Pmáx) \quad (11)$$

Conexión en paralelo

- Tensión en conexión en paralelo:

$$V_p(V) = V_s \quad (12)$$

- Intensidad en conexión en paralelo:

$$I_p(A) = I (Pmáx) * n^o \text{ fila} \quad (13)$$

	Nº paneles por fila	Nº filas	Total paneles	Conexión en serie		Conexión en paralelo		Potencia (kW)
				Tensión (V)	Intensidad (A)	Tensión (V)	Intensidad (A)	
5	16	30	480	608	9,48	608	284,4	172,92
4	15	6	90	570	9,48	570	56,9	32,42
8	46	4	184	1.748	9,48	1.748	37,9	66,28
9.1	36	5	180	1.368	9,48	1.368	47,4	64,84
9.2	3	4	12	114	9,48	114	37,9	4,32
9.3	21	4	84	798	9,48	798	37,9	30,26
21.1	32	3	96	1.216	9,48	1.216	28,4	34,58
21.2	32	3	96	1.216	9,48	1.216	28,4	34,58
21.3	42	6	252	1.596	9,48	1.596	56,9	90,78
21.4	58	4	232	2.204	9,48	2.204	37,9	83,58
21.5	22	8	176	836	9,48	836	75,8	63,4
21.6	32	4	128	1.216	9,48	1.216	37,9	46,11
26	24	3	72	912	9,48	912	28,4	25,94

Tabla 14 Resultados de tensión e intensidad obtenidos de las conexiones

Por tanto, la potencia del inversor tendrá que ser superior a 750 kW

1.6. ELECCIÓN DEL INVERSOR

En la elección del inversor solar se ha optado por uno de alto rendimiento, los cuales se utilizan, normalmente, a escala industrial. Este tipo de inversores buscan que a lo largo de su vida útil que la rentabilidad sea la máxima posible.

Se ha elegido un inversor central de la marca ABB dado que centralizando el sistema en un único inversor facilita el control del mismo y reduce los costes.

En la gama de productos disponible en el catálogo de ABB se encuentran los diferentes inversores centrales.

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Entrada (CC)				
Rango de tensión CC, mpp (U_{CC})	450 a 825 V	525 a 825 V	525 a 825 V	600 a 850 V
Tensión CC máx. ($U_{CC,max}$)	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Intensidad CC máx. ($I_{CC,max}$) ²⁾	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Número de entradas CC protegidas	4 a 15 (+/-)	4 a 15 (+/-)	8 a 20 (+/-)	8 a 20 (+/-)

Tabla 15 Comparativa de características de los inversores [Fuente: ABB]

Como es necesaria una potencia mínima de 750 kW, el inversor que mejor se acerca a esta restricción es el PVS800-57-0875kW-B (*ilustración 32*).



Ilustración 32 Inversor PVS800-57-0875kW-B [Fuente:ABB]

A continuación, se muestran las características del inversor seleccionado. Y en el *anexo V* se adjunta la ficha técnica del mismo.

Entrada (CC)

- Rango de tensión 525 a 825 V
- Tensión CC máx. 1100 V
- Intensidad CC máx. 1710 A
- Número de entradas CC protegidas 8-20 (+/-)

Salida (CA)

- Potencia de salida CA nominal 875 kW
- Intensidad nominal CA 1445 A
- Tensión nominal 350 V

Rendimiento

- Rendimiento 98,70%

1.7 CONEXIONES DEFINITIVAS ENTRE PANELES

Una vez elegido el inversor es necesario comprobar si las conexiones de la *tabla 12* son correctas y no se superan las limitaciones impuestas por el inversor elegido.

Existen tres parámetros limitantes en la instalación:

- La tensión máxima del inversor no puede ser superada por la tensión máxima del módulo (tensión en circuito abierto a la mínima temperatura, V_{oc}).
- La tensión mínima del inversor deberá ser inferior a la tensión mínima del módulo (tensión a la máxima temperatura en el punto de máxima potencia, V_{mpp}).
- La potencia máxima admisible en el inversor deberá ser mayor que la potencia generada por el sistema eléctrico.

Dichas restricciones limitarán el número de paneles máximo a conectar.

Por lo tanto, considerando que la temperatura oscilará entre -15 y 70 °C se obtendrá:

La tensión en circuito abierto a la mínima temperatura, V_{oc}

$$V_{oc(Tmin)} = V_{oc} + V_{oc} * coef * (T_2 - T_1) \quad (14)$$

$$V_{oc(Tmin)} = 46,6 + 46,6 * \left(\frac{-0,32}{100}\right) * (70 - 25)$$

$$V_{oc(Tmin)} = 39,89 V$$

La tensión a la máxima temperatura en el punto de máxima potencia, V_{MPP} :

$$V_{MPP(Tmáx)} = V_{oc} + V_{oc} * coef * (T_2 - T_1) \quad (15)$$

$$V_{MPP(Tmáx)} = 38 + 38 * \left(\frac{-0,32}{100}\right) * (-15 - 25)$$

$$V_{MPP(Tmáx)} = 42,86 V$$

Teniendo en cuenta las tensiones obtenidas arriba, se calcula el número mínimo y máximo de módulos que se podrán utilizar en el sistema fotovoltaico que se está diseñando.

- La tensión en circuito abierto a la mínima temperatura no deberá sobrepasar los 825V impuestos por el inversor, por lo que el número de módulos deberá ser inferior a:

$$n_{min} = \frac{V_{MPP(máx)}}{V_{oc(Tmin)}} \quad (16)$$

$$n_{máx} = \frac{825}{39,89} = 20,682 \approx 20 \text{ módulos}$$

- Tensión en el punto de máxima potencia deberá ser inferior a los 525 V, con lo que el número de módulos deberá ser superior a:

$$n_{máx} = \frac{V_{MPP(min)}}{V_{MPP(Tmáx)}} \quad (17)$$

$$n_{min} = \frac{525}{42,83} = 12,248 \approx 13 \text{ módulos}$$

Por tanto, se concluye que el número de módulos a conectar deberá estar en el rango de 13 a 20 módulos.

Aunque en la práctica, la probabilidad de que en las temperaturas mencionadas se den las condiciones en las cuales los módulos tengan una tensión igual a la de circuito abierto es muy baja. Es por eso, que se podría ampliar el rango hasta 21 módulos.

Además, según las características del inversor (ver *anexo V*), este admite una potencia de hasta 1100 V en corriente continua, aunque el seguimiento de MPP tan sólo funcione hasta 825V.

A continuación, se comprobará la *tabla 14* teniendo en cuenta que el número de paneles conectados en serie deberá estar entre 13 y 21 módulos.

En la *tabla 16* podemos observar como las conexiones de los edificios 8,9.1, 21.3, 21.2, 21.3 y 21.6 superan el número máximo de paneles conectados en series y, además, también superan el valor límite de la tensión de entrada del inversor (1100 V). Es por eso que se han dividido los sistemas.

	Nº paneles por fila	Nº filas	Módulos totales	Conexión en serie		Conexión en paralelo		Potencia (kW)
				Tensión (V)	Intensidad (A)	Tensión (V)	Intensidad (A)	
5	16	30	480	608	9,48	608	284,4	172,92
4	15	6	90	570	9,48	570	56,9	32,42
8	46	4	184	1.748	9,48	1.748	37,9	66,28
8.1	16	4	64	608	9,48	608	37,9	23,06
8.2	16	4	64	608	9,48	608	37,9	23,06
8.3	14	4	56	532	9,48	532	37,9	20,17
9.1	36	5	180	1.368	9,48	1.368	47,4	64,84
9.1.1	18	5	90	684	9,48	684	47,4	32,42
9.1.2	18	5	90	684	9,48	684	47,4	32,42
9.3	21	4	84	798	9,48	798	37,9	30,26
21.1	32	3	96	1.216	9,48	1.216	28,4	34,58
21.1.1	16	3	48	608	9,48	608	28,4	17,29
21.1.2	16	3	48	608	9,48	608	28,4	17,29
21.2	32	3	96	1.216	9,48	1.216	28,4	34,58
21.2.1	16	3	48	608	9,48	608	28,4	17,29
21.2.2	16	3	48	608	9,48	608	28,4	17,29
21.3	42	6	252	1.596	9,48	1.596	56,9	90,78
21.3.1	21	6	126	798	9,48	798	56,9	45,39
21.3.2	21	6	126	798	9,48	798	56,9	45,39
21.4	29	8	232	1.102	9,48	1.102	75,8	83,58
21.4.1.	15	8	120	570	9,48	570	75,8	43,23
21.4.2.	14	8	112	532	9,48	532	75,8	40,35
21.5	21	8	168	798	9,48	798	75,8	60,52
21.6	32	4	128	1.216	9,48	1.216	37,9	46,11
21.6.1	16	4	64	608	9,48	608	37,9	23,06
21.6.2	16	4	64	608	9,48	608	37,9	23,06
26	21	3	63	798	9,48	798	28,4	22,7
							TOTAL	739,57

Tabla 16 Configuración definitiva de conexiones entre paneles

En cambio, el edificio 9.2 tiene un valor de la tensión muy alejado del mínimo admisible (ver tabla 14). Además, en comparación con el resto de edificios el número de paneles a instalar es insignificante (12 paneles), es por esto que se ha decidido dejar fuera del análisis a dicho edificio.

Además, se va a realizar una última comprobación cuando el sistema está funcionando a la máxima corriente de corto circuito del módulo fotovoltaico (10,09 A). Los resultados de la intensidad y tensión entran dentro del rango impuesto por el inversor.

En la tabla se encuentran dichos cálculos con los siguientes datos de partida:

- Potencia pico 360 W
- Tensión a $P_{m\acute{a}x}$ 38 V
- Corriente de cortocircuito 10,09 A

	Nº paneles por fila	Nº filas	Módulos totales	Conexión en serie		Conexión en paralelo		Potencia (kW)
				Tensión (V)	Intensidad (A)	Tensión (V)	Intensidad (A)	
5	16	30	480	608	10,09	608	302,7	184,04
4	15	6	90	570	10,09	570	60,5	34,51
8	46	4	184	1.748	10,09	1.748	40,4	70,55
8.1	16	4	64	608	10,09	608	40,4	24,54
8.2	16	4	64	608	10,09	608	40,4	24,54
8.3	14	4	56	532	10,09	532	40,4	21,47
9.1	36	5	180	1.368	10,09	1.368	50,5	69,02
9.1.1	18	5	90	684	10,09	684	50,5	34,51
9.1.2	18	5	90	684	10,09	684	50,5	34,51
9.3	21	4	84	798	10,09	798	40,4	32,21
21.1	32	3	96	1.216	10,09	1.216	30,3	36,81
21.1.1	16	3	48	608	10,09	608	30,3	18,4
21.1.2	16	3	48	608	10,09	608	30,3	18,4
21.2	32	3	96	1.216	10,09	1.216	30,3	36,81
21.2.1	16	3	48	608	10,09	608	30,3	18,4
21.2.2	16	3	48	608	10,09	608	30,3	18,4
21.3	42	6	252	1.596	10,09	1.596	60,5	96,62
21.3.1	21	6	126	798	10,09	798	60,5	48,31
21.3.2	21	6	126	798	10,09	798	60,5	48,31
21.4	29	8	232	1.102	10,09	1.102	80,7	88,95
21.4.1.	15	8	120	570	10,09	570	80,7	46,01
21.4.2.	14	8	112	532	10,09	532	80,7	42,94
21.5	21	8	168	798	10,09	798	80,7	64,41

21.6	32	4	128	1.216	10,09	1.216	40,4	49,08
21.6.1	16	4	64	608	10,09	608	40,4	24,54
21.6.2	16	4	64	608	10,09	608	40,4	24,54
26	21	3	63	798	10,09	798	30,3	24,16
TOTAL								787,16

Tabla 17 Comprobación de conexiones a máxima corriente de cortocircuito

Mediante esta última comprobación se puede dar por verificado el sistema de conexión de los paneles fotovoltaicos en cada edificio.

1.8 ENERGÍA DISPONIBLE

Una vez definido el sistema de conexiones y por tanto el número total de modulo del sistema, se puede determinar la energía solar disponible. Esta se define con la siguiente expresión.

$$E_{producida} \left(\frac{Wh}{día} \right) = h_{sp} * P_{pt} * PR \quad (18)$$

Donde,

h_{sp} : Hora solar pico

P_{pt} : Potencia pico solar

PR : Performance ratio

A partir de lo obtenido en los apartados anteriores, se calculará la producción esperada en el sistema conectado a red que se está estudiando.

Para realizar el cálculo habrá que tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La irradiación sobre el plano del módulo fotovoltaico (kW h/m²·día)
- Las pérdidas por las posibles sombras
- El rendimiento energético o “performance ratio”.

Se calcularán cada uno de los parámetros en los siguientes apartados:

1.8.1. Horas solares pico

Las horas solares pico se utilizan para medir la irradiación solar existente en un lugar determinado y se define como el número de horas si hubiese una hipotética irradiancia contante de 1.000 W/m², véase ilustración 33.

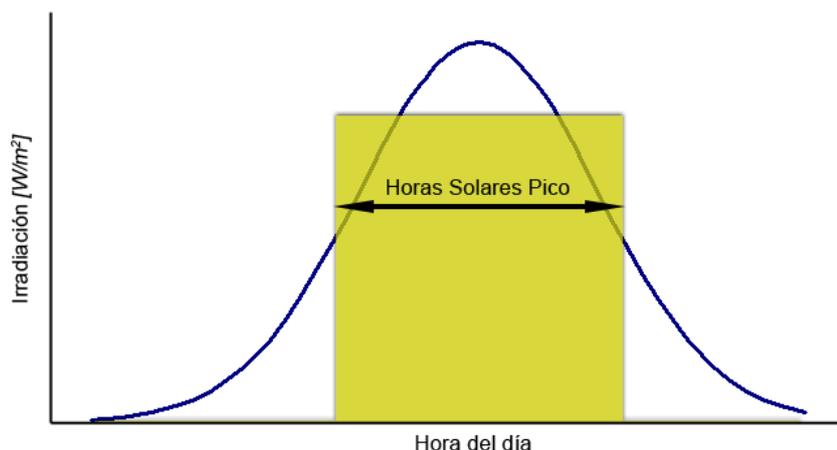


Ilustración 33 Interpretación gráfica de las horas solar pico.[Fuente:Wikipedia]

Una hora solar pico es equivalente a $3,6 \text{ MJ/m}^2$, es decir:

$$1\text{HSP} = 1 \text{ kWh/m}^2 \quad (19)$$

De la *tabla18* se obtiene el promedio mensual en W/m^2 y realizando el cambio mediante la *ecuación 19*, se determinan las horas solar pico que hay disponibles Vigo a lo largo del año.

	Promedio mensual	
	W/m^2	HSP h/día
Enero	3171,45	3,17
Febrero	3442,8	3,44
Marzo	4891,96	4,89
Abril	5697,17	5,7
Mayo	5922,15	5,92
Junio	6539,12	6,54
Julio	6764,52	6,76
Agosto	6587,29	6,59
Septiembre	5872,08	5,87
Octubre	4082,18	4,08
Noviembre	3493,7	3,49
Diciembre	2815,66	2,82

Tabla 18 Horas solar pico mensuales

1.8.2. Performance ratio

El “*performance ratio*” (PR) o rendimiento energético se emplea para medir el rendimiento de las instalaciones fotovoltaicas. Es un valor independiente de la irradiación y orientación solar de la planta e indica las pérdidas de potencia que hay en un sistema fotovoltaico. Además, dicho parámetro indica la relación entre el rendimiento real y teórico, es decir, muestra la proporción de la energía realmente

disponible para su exportación a la red una vez deducidas las pérdidas de energía (por ejemplo, debidas a la energía térmica).

Son varios los factores que influyen en el valor PR, a continuación, se detallan los principales:

Tolerancia

Este parámetro indica el rango de la potencia nominal que el fabricante del módulo fotovoltaico es capaz de asegurar. Este valor suele oscilar entre 3-5%.

Según el *anexo IV*, características del módulo fotovoltaico, la tolerancia del módulo seleccionado será:

- Tolerancia de potencia $\rightarrow 0/+5$ W

Como se puede observar la tolerancia es positiva en cualquiera de los casos, por lo que el fabricante garantiza que la potencia mínima del módulo fotovoltaico sea la determinada en la ficha técnica.

Degradación

La degradación se define como la pérdida gradual del rendimiento de los paneles fotovoltaicos. Este parámetro varía en función de la calidad del módulo seleccionado.

- Para módulos de baja calidad de silicio: rango 3-7%
- Para módulos de alta calidad el valor se encontrará por debajo del 2%

En el sistema fotovoltaico resultante, la degradación será mínima dado que la calidad de los paneles es alta. Por tanto, la degradación seleccionada para el cálculo de la instalación será de 1%.

Mismatch

Las pérdidas por *Mismatch* surgen cuando se realizan conexiones (series o paralelo) entre módulos con potencias ligeramente distintas.

El valor de Mismatch en la instalación será del 2%.

Dispersión de características

Las pérdidas de dispersión se originan cuando la corriente circula por un conductor y desencadena una caída de tensión. Para poder minimizar este tipo de pérdidas, es necesario dimensionar adecuadamente la sección de dichos conductores.

Polvo y suciedad

La existencia de polvo o suciedad en el sistema diseñado, genera una disminución de la potencia generada por los módulos fotovoltaicos. Se pueden dar dos casos:

1. Suciedad uniforme dando lugar a la pérdida de la potencia entregada por el generador.
2. Suciedad o polvo localizado en módulos concretos, que conllevan un aumento de las pérdidas por Mismatch en el conjunto.

Temperatura

La temperatura de los módulos fotovoltaicos es dependiente de factores ambientales como temperatura ambiente, irradiancia, velocidad del viento y así como la posición e inclinación del módulo.

Esto implica que surgen unas pérdidas de potencia del orden de $-0,4\%/C$, parámetro que se puede llegar a variar ligeramente en función del módulo seleccionado.

Para realizar el cálculo del rendimiento afectado por el cambio de temperatura habrá que obtener, previamente, la temperatura media a la que se encuentra dichos paneles

Para el cálculo de la temperatura media a la que se encontrará el panel fotovoltaico se utiliza la siguiente expresión:

$$T_p = T_a + G \frac{T_{ONC}-20}{800} \quad (20)$$

Siendo,

T_p : Temperatura del panel

T_a : Temperatura ambiente

G : Irradiancia en condiciones estándar (1000 W/m^2)

T_{ONC} : Temperatura nominal de operación de la celda 800W/m^2 ; Aire 20°C ;
velocidad del viento 1m/s

Por último, el rendimiento resultante debido a la temperatura, se le obtiene aplicando el coeficiente de corrección a T_p . Concretamente, en esta instalación, el coeficiente de corrección a aplicar será (*según anexo VII*):

Coeficiente temperatura de la potencia máxima $\rightarrow -0.40 \text{ \%/}^\circ\text{C}$

En la tabla 19 se puede observar la variación del rendimiento en los diferentes meses del año.

	T _a (°C)	T _p (°C)	Rendimiento
Enero	9.58	40.834	93.7%
Febrero	10.38	41.629	93.3%
Marzo	12.48	43.727	92.5%
Abril	13.48	44.73	92.1%
Mayo	16.19	47.444	91.0%
Junio	19.47	50.717	89.7%
Julio	20.65	51.902	89.2%
Agosto	21.02	52.273	89.1%
Septiembre	19.04	50.293	89.9%
Octubre	16.06	47.315	91.1%
Noviembre	11.79	43.04	92.8%
Diciembre	9.78	41.031	93.6%

Tabla 19 Performance ratio debido a la temperatura

Los valores resultantes del performance ratio mensuales y promedio vienen recogidos en el *anexo VII* y aplicando la *ecuación 18*, se obtiene la energía disponible mensual y anual (*Tabla 20*)

	HPS	PR	Energía diaria por panel por panel	Energía total diaria	Número días por mes	Energía mensual
	h/día		Wh/día	kWh/día		kWh/mes
Enero	3,17	79,44%	906,99	1.861,13	31	57.695,15
Febrero	3,44	79,17%	981,25	2.013,52	28	56.378,48
Marzo	4,89	78,46%	1.381,74	2.835,33	31	87.895,09
Abril	5,7	78,12%	1.602,19	3.287,70	30	98.631,02
Mayo	5,92	77,20%	1.645,84	3.377,25	31	104.694,86
Junio	6,54	76,09%	1.791,16	3.675,46	30	110.263,76
Julio	6,76	75,69%	1.843,11	3.782,06	31	117.243,98
Agosto	6,59	75,56%	1.791,84	3.676,85	31	113.982,31
Septiembre	5,87	76,23%	1.611,49	3.306,77	30	99.203,02
Octubre	4,08	77,24%	1.135,13	2.329,29	31	72.207,96
Noviembre	3,49	78,69%	989,73	2.030,93	30	60.927,79
Diciembre	2,82	79,37%	804,56	1.650,95	31	51.179,50
ENERGÍA ANUAL TOTAL (kWh/año)						1.030.302,93

Tabla 20 Energía disponible mensual

1.9 NECESIDADES DE LA EDAR

Para poder realizar el análisis de viabilidad del sistema, y verificar si es rentable realizar el proyecto de instalación del sistema fotovoltaico, es necesario calcular las necesidades de la EDAR.

Las necesidades de consumo de la planta han sido facilitadas por **Suez Treatment Solution**, empresa encargada de realizar el proyecto de diseño de la planta de Lagares sobre el cual se está realizando el dimensionamiento.

Para obtener dichos valores se ha considerado las potencias unitarias de cada equipo multiplicado por las unidades y las horas de utilización diaria.

$$E_{consumida} = \sum_{i=1}^n P_i * h_i \quad (21)$$

El desglose detallado de consumos se puede encontrar en el *Anexo II*. y en la *tabla 19* el resumen englobando las potencias en las diferentes áreas de la planta.

Descripción	Consumo eléctrico kWh/día	h/día
Pozo de gruesos y elevación de agua bruta	7.118,13	14,79
Desbaste	81,17	8
Desarenado desengrase	3.408,41	21,98
Decantación primaria	4.660,43	16,04
Dosificación de reactivos decantación Lamelar	138,23	18,61
Elevación de agua decantada	11.047,97	8,24
Tratamiento biológico mediante biofiltración	58.201,60	17,28
Decantadores terciarios	2.948,70	19,69
Desinfección ultravioleta	8.335,87	24
Desengrase	53,51	12
Espesamiento de fangos primarios	9.860,93	16,9
Flotación de fangos biológicos	0	0
Depósito de mezcla de fangos	572,27	10,87
Digestión de fangos	6.266,59	23,9
Depósito de fangos digeridos	555,37	15,18
Deshidratación de fangos	5.720,03	12,92
Secado térmico	13.542,42	21,88
Recuperación de energía	-37.442,18	22
Tratamiento sobrenadantes	6.359,03	10,23
Tratamiento de olores y ventilación -línea de agua	34.814,48	23,99
Tratamiento de olores y ventilación-línea de fangos	10.737,88	23,96
Climatización-línea de agua	10.753,72	13,06
Tratamiento de incondensables- línea de fangos	987,24	23,88
Climatización-línea de fangos	257,73	12
Servicios auxiliares	2.701,24	8,94
Alumbrado y varios	2.184,00	10,6
Total	163.864,77	kWh/día

Tabla 21 Resumen de consumo eléctrico de la planta (kWh/día)

Como se puede apreciar en la *tabla 21* el consumo medio diario de la planta es de 163.864,77 kWh/día y se ha supuesto que es uniforme a lo largo de todo el año.

1.10. ESTRUCTURAS SOPORTE MÓDULOS

El sistema de paneles fotovoltaicos irá instalado en soportes metálicos.

Se pueden encontrar diferentes modos de inclinación adecuándose a las diferentes necesidades de la instalación fotovoltaica: lugar donde están colocados nº de paneles, potencia, ...

Por lo general, el material que se utiliza es aluminio o acero galvanizado ya que se consigue un buen compromiso entre la resistencia y ligereza. De esta forma, se consigue la capacidad de resistir a altas temperatura, así como a cambios bruscos.

Existen de formas de colocar un panel fotovoltaico:

- En columna
- Sobre el suelo.

Normalmente, en instalaciones industriales de gran tamaño, se opta por contratar el diseño específico de la instalación a una empresa. Las estructuras que se van a utilizar en el proyecto son de acero galvanizado (según norma UNE-EN-1461) con revestimiento de zinc dado que se puede asegurar la mayor durabilidad del sistema y no requiere de un gran mantenimiento.

A continuación, se muestra una ilustración a modo orientativo:



Ilustración 34 Soportes de acero galvanizado. [Fuente: SolarMat]

1.11 CAJA DE COMBINACIÓN

Las cajas de combinación o *string box* se utilizará para realizar las conexiones en paralelo de las filas instaladas en cada edificio.

Como se ha comentado anteriormente, el número de filas de cada edificio varía considerablemente de un a otro, por lo que se ha considerado tres cajas de combinación diferentes. Estas se distinguen principalmente en el número de entradas admisible.

A continuación, en la tabla 22 se detallan las cajas necesarias en cada uno de los edificios y en los *anexos VI* se puede ver las fichas de características de cada una de ellas.

ESPACIO	Dimensiones espacio disponible		Paneles por fila	Número de filas	Número entradas caja	Cajas combinación CC
	l (m)	w(m)				
5	53	34	16	30	32	1
4	25	12	15	6	8	1
8	20	25				
	20	9	16	4	4	1
	20	9	16	4	4	1
	20	7	14	4	4	1
9,1	15	25				
	15	13	18	5	8	1
	15	13	18	5	8	1
9,3	9	16	21	5	8	1
21,1	12	18				
	12	9	16	3	4	1
	12	9	16	3	4	1
21,2	12	18				
	12	9	16	3	4	1
	12	9	16	3	4	1
21,3	12	44				
	12	22	21	6	8	1
	12	22	21	6	8	1
21,4	21	31				
	21	16	15	8	8	1
	21	16	14	8	8	1
21,5	20	24	21	8	8	1
21,6	20	18				
	20	9	16	4	4	1
	20	9	16	4	4	1
26	12	14	21	3	4	1
TOTAL						20

Tabla 22 Cantidad de cajas combinadoras en cada edificio

1.12 DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO

Para determinar las características del cable necesario en la instalación fotovoltaica se determinarán dos zonas de cálculo:

- Zona 1: desde los módulos fotovoltaicos hasta las cajas de conexión.
- Zona 2: desde la caja de conexión hasta el inversor.

Los cálculos desarrollados a continuación se han realizado teniendo en cuenta el reglamento existente (*ver anexo I*)

En todas las situaciones el procedimiento de cálculo será el mismo

1.- Cálculo de la sección

A continuación, se detallan las restricciones que deberá cumplir el cableado.

1.1. Intensidad máxima admisible

Las condiciones impuestas por este criterio determinan que la temperatura del conductor en condiciones de a plena carga no pueden superar la temperatura máxima limitante del material del cable.

- 70°C para cables con aislamiento termoplástico
- 90°C para cables con aislamiento termoestables

1.2. Caída de tensión

La caída de tensión debida a la circulación de corriente en los conductores debe ser inferior a los límites establecidos por el reglamento para poder asegurar el funcionamiento de la instalación.

En la *tabla 23* se muestran los valores máximos y recomendables según IDAE

Elementos	Máxima	Recomendada
Paneles-caja conexión	3%	1%
Caja conexión- inversores	1%	1%

Tabla 23 Máxima caída de tensión en los conductores [2]

1.3. Intensidad de cortocircuito

Por último, se limitará la temperatura que pueden alcanzar los conductores como consecuencia de un cortocircuito. El valor de la temperatura no podrá sobrepasar la máxima temperatura admisible de corta duración impuesta por el material de conductor.

Para el cálculo inicial de la sección se debe utilizar la siguiente ecuación:

$$S = 2 \frac{l \cdot I}{\Delta V \cdot k} \quad (22)$$

Siendo,

- S: sección mínima del conductor (mm²)
- L: Longitud del conductor (m)
- I: Intensidad máxima (A)
- k: Resistividad del cobre (56 m/Ωmm²)
- ΔV: Caída de tensión

Dicha sección obtenida para cada uno de los edificios deberá aproximarse a la sección comercial (ver tabla 24).

Secciones (mm ²)				
1,5	2,5	4	6	10
16	25	35	50	70
95	120	150	185	240
300	400	500	630	

Tabla 24 Secciones de conductores comerciales

A continuación, se detallan los resultados obtenidos para cada una de las zonas, habiendo realizado las comprobaciones determinadas anteriormente, de acuerdo con el reglamento del *anexo I*.

Zona 1: Módulos – Caja

Módulos- Caja					
ESPACIO	Tensión en cada fila	Intensidad en serie por fila	Distancia modulo caja	Sección cable	Sección cable normalizado
5	608	9,48	37,40	2,08	2,50
4	570	9,48	13,20	0,78	2,50
8.1	608	9,48	9,90	0,55	2,50
8.2	608	9,48	9,90	0,55	2,50
8.3	532	9,48	7,70	0,49	2,50
9.1.1	684	9,48	14,30	0,71	2,50
9.1.2	684	9,48	14,30	0,71	2,50
9.3	798	9,48	17,60	0,75	2,50
21.1.1	608	9,48	9,90	0,55	2,50
21.1.2	608	9,48	9,90	0,55	2,50
21.2.1	608	9,48	9,90	0,55	2,50
21.2.2	608	9,48	9,90	0,55	2,50
21.3.1	798	9,48	24,20	1,03	2,50
21.3.2	798	9,48	24,20	1,03	2,50
21.4.1	570	9,48	17,60	1,05	2,50
21.4.2	532	9,48	17,60	1,12	2,50
21.5	798	9,48	26,40	1,12	2,50
21.6.1	608	9,48	9,90	0,55	2,50
21.6.2	608	9,48	9,90	0,55	2,50
26	798	9,48	15,40	0,65	2,50

Tabla 25 Cálculo de secciones zona 1

Zona 2: Caja - Inversor

Caja - Inversor					
ESPACIO	Intensidad entrada a inversor (A)	Tensión entrada a inversor (V)	Distancia de cajas a inversor (m)	Sección cable (mm ²)	Sección cable normalizado (mm ²)
5	284,40	608	20	33,41	35,00
4	56,88	570	30	10,69	25,00
8.1	37,92	608	90	20,05	25,00
8.2	37,92	608	90	20,05	25,00
8.3	37,92	532	90	22,91	25,00
9.1.1	47,40	684	50	12,37	25,00
9.1.2	47,40	684	50	12,37	25,00
9.3	47,40	798	50	10,61	25,00
21.1.1	28,44	608	150	25,06	35,00
21.1.2	28,44	608	150	25,06	35,00
21.2.1	28,44	608	150	25,06	35,00
21.2.2	28,44	608	150	25,06	35,00
21.3.1	56,88	798	150	38,18	50,00
21.3.2	56,88	798	150	38,18	50,00
21.4.1	75,84	570	150	71,28	95,00
21.4.2	75,84	532	150	76,37	95,00
21.5	75,84	798	150	50,91	95,00
21.6.1	37,92	608	150	33,41	35,00
21.6.2	37,92	608	150	33,41	35,00
26	28,44	798	170	21,64	25,00

Tabla 26 Cálculo de secciones zona 2

En definitiva, las distancias resultantes del conjunto para cada uno de los diámetros vienen recogidas en la *tabla 27*.

Diámetro (mm ²)	Longitud (m)
25,00	620
35,00	920
95,00	750
2,5	309,1

Tabla 27 Distancias de conductores necesarias

2. DESCRIPCIÓN DE FASES

A continuación, se desarrollan las diferentes fases en las que se divide el proyecto:

Fase 1: Investigación previa

Esta primera fase se realizará la recopilación de información, así como, investigación acerca de los sistemas fotovoltaicos y cada uno de los elementos que lo componen. Además, se organizarán las tareas a realizar en los siguientes meses para poder entregar el proyecto a finales de junio. Por último, antes de comenzar con el diseño del sistema aprenderá a utilizar el programa *PVSyst*.

Fase 2: Determinar datos iniciales de diseño

En esta segunda fase, se realizará un estudio del escenario en el que se va a instalar la planta para poder determinar el espacio con el que se dispondrá para el diseño. Además, dado que ya se dispone del conocimiento suficiente del programa *PVSyst* se obtendrán los datos de radiación solar.

Fase 3: Dimensionamiento del sistema

Esta fase intermedia será la de mayor duración, ya que se realizará el dimensionamiento completo de la planta fotovoltaica. Esta fase incluye los cálculos mediante EXCEL de los módulos solares, inversores, cajas de conexión y cableado. Además, se calculará tanto la energía total generada, como la energía consumida por la planta.

Fase 4: Comprobación del sistema

La cuarta fase está destinada a verificar el dimensionamiento realizado, prestando especial atención a las restricciones de los elementos como el inversor o las cajas de combinación. Asimismo, se ha reservado un tiempo considerable para la corrección y para el redimensionamiento, en el caso de que hubiese que cambiar alguna parte del sistema.

Fase 5: Estudio económico

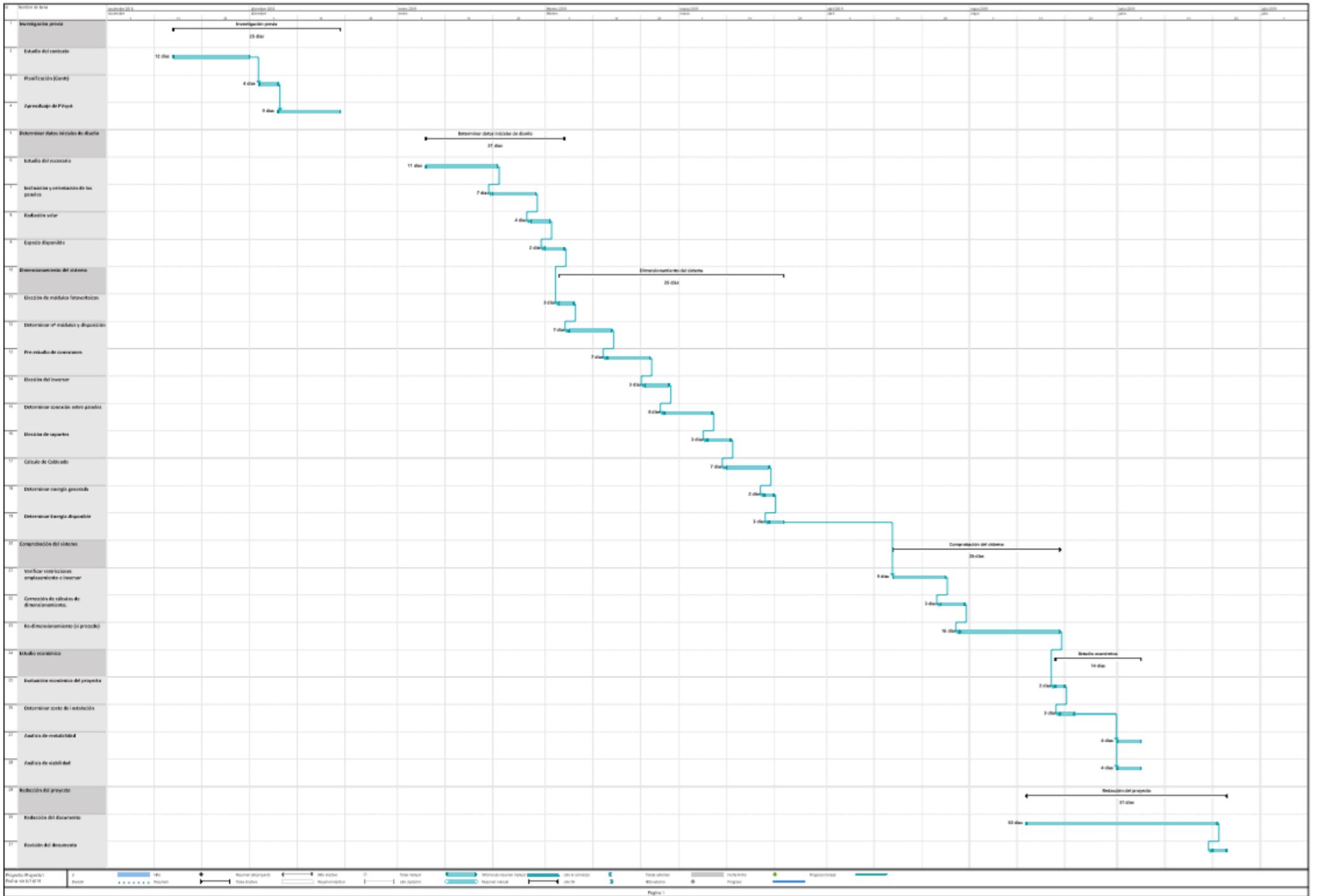
Una vez obtenido el dimensionamiento definitivo se realizará por una parte la evaluación económica del presente documento y por otra parte se determinará el coste de la instalación, así como el análisis de rentabilidad.

Fase 6: Redacción del TFG

Por último, la fase 6 se destinará para la redacción de todos y cada uno de los apartados mencionados anteriormente y se dedicarán un par de días en la revisión.

3. DIAGRAMA DE GANTT

A continuación, se muestra la planificación de las fases realizada con el programa Microsoft Project. En ella se ha temporalizado cada una de las fases y además se pueden ver las dependencias de cada una de las subtarefas realizadas.



III ASPECTOS ECONÓMICOS

1. DESCRIPCIÓN DEL GASTO EJECUTADO

El presupuesto ejecutado del presente proyecto incluye tanto las horas dedicadas a la realización del mismo con los recursos (*tabla 28*) y materiales utilizados (*tabla 29 y tabla 30.*)

Horas internas			
Concepto	€/h		
Ingeniero superior	10	50	500,00 €
Ingeniera graduada	260	20	5.200,00 €
Subtotal			5.700,00 €

Tabla 28 Partida presupuestaria de horas Internas

Amortizaciones				
Concepto	Precio producto	Vida útil (h)	Utilización (h)	Total
Licencia Office	156,99 €	2920	170	9,14 €
Licencia PVSyst	1.172,00 €	2920	15	6,02 €
Ordenador	1.000,00 €	20000	260	13,00 €
Subtotal				28,16 €

Tabla 29 Partida presupuestaria de amortizaciones

Gastos varios	
Material oficina	10,00 €

Tabla 30 Partida presupuestaria de gastos varios

Resumen	
Horas internas	5.700,00 €
Amortizaciones	28,16 €
Gastos varios	10,00 €
Subtotal	5.738,16 €
Costes indirectos (6%)	344,29 €
Total	6.082,45 €

Tabla 31 Resumen presupuestario

2. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En este capítulo se realizará la valoración económica de la instalación diseñada. Se estimarán los costes, así como la inversión inicial a realizar. Además, se determinará la rentabilidad del mismo.

A continuación, se muestran los costes de la instalación así como los gastos derivados de la construcción del mismo.

	Unidades	Precio unitario	Costo Total	€/Wp
Equipos mecánicos y eléctricos				
Módulos fotovoltaicos	2.053	135,00 €	277.155,00 €	0,3750
Inversor	1	107.892,00 €	107.892,00 €	0,1460
String Box 4 entradas	10	256,00 €	2.560,00 €	0,0035
String Box 8 entradas	9	300,00 €	2.700,00 €	0,0037
String Box 32 entradas	1	400,00 €	400,00 €	0,0005
Soportes	2.053	30,30 €	62.205,90 €	0,0842
Cableado 2,5 mm ²	620	0,50 €	310,00 €	0,0004
Cableado 25 mm ²	920	3,50 €	3.220,00 €	0,0044
Cableado 35 mm ²	750	4,50 €	3.375,00 €	0,0046
Cableado 95 mm ²	309,1	6,50 €	2.009,15 €	0,0027
Total Equipos mecánicos y eléctricos			461.827,05 €	0,625 €

Tabla 32 Presupuesto equipos mecánicos y eléctricos

Instalación y transporte	10%	46.182,71 €	0,06
Ingeniería	2%	923,65 €	0,00
Total ejecución		47.106,36 €	0,06

Tabla 33 Presupuesto instalación e ingeniería

Presupuesto de ejecución			
Gastos generales	13%	66.161,34 €	0,09
Beneficio industrial	6%	30.536,00 €	0,04
Total instalación fotovoltaica (sin IVA)		605.630,76 €	0,82

Tabla 34 Presupuesto de ejecución resultante

Por tanto, el sistema fotovoltaico a ejecutar ascendería hasta 605.630,76€ (0,82€/W_p).

Para realizar el análisis de viabilidad del proyecto, se han teniendo en cuenta las siguientes premisas:

- Vida útil de la instalación 25 años
- Variación del IPC en el último año 0,8% según instituto nacional de estadística.
- Financiación del coste de la instalación hasta 80%
 - Inversión: 121.126,15 €
 - A financiar: 484.504,61 €
- Plazo de devolución del prestamos: 10 años
- Precio de venta de la energía: 0,12€/kWh
- Disminución anual de la potencia del panel 0,5%
- Gastos de explotación 30%
- Interés del préstamo 4,5%
- Impuesto de sociedades: 30%

En primer lugar, se realizará el cálculo del préstamo en base al *método francés* [8].

Años	Cuota	Intereses	Amortización	Amortizado	Pendiente
0					484504,60
1	21.802,71 €	21.802,71 €	- €	- €	484504,60
2	66.655,46 €	21.802,71 €	44.852,76 €	44.852,76 €	439651,84
3	66.655,46 €	19.784,33 €	46.871,13 €	91.723,89 €	392780,71
4	66.655,46 €	17.675,13 €	48.980,33 €	140.704,22 €	343800,38
5	66.655,46 €	15.471,02 €	51.184,45 €	191.888,67 €	292615,93
6	66.655,46 €	13.167,72 €	53.487,75 €	245.376,41 €	239128,19
7	66.655,46 €	10.760,77 €	55.894,70 €	301.271,11 €	183233,49
8	66.655,46 €	8.245,51 €	58.409,96 €	359.681,07 €	124823,53
9	66.655,46 €	5.617,06 €	61.038,41 €	420.719,47 €	63785,13
10	66.655,46 €	2.870,33 €	63.785,13 €	484.504,61 €	- 0,00 €

Tabla 35 Cálculo de la financiación

La cuantía total de la financiación, corresponderá a la suma de todas las cuotas a pagar, además, en dicha cantidad estarán incluidos los intereses.

Una vez determinada el valor anterior habrá que calcular el flujo de caja que se tendrá en los 25 años que se realiza el estudio. En la *tabla 36* se puede observar dicho cálculo, posteriormente se utilizará para realizar el cálculo del VAN y TIR.

Año	Inversión	Potencia panel	Producción	Precio	Facturación	Gastos de explotación	Gastos financieros		Beneficios antes de amortización	Amortización	Después de amortización	Impuesto de sociedades	Beneficios después de impuestos		Flujo de caja	Flujo de caja acumulado
							intereses	capital					en euros constantes	en euros corrientes		
1	-121.126,15 €	100,0%	1.030.302,93	0,12	123.636,35 €	-24.727,27 €	-21.802,71 €	-	77.106,37 €	-24.225,23 €	52.881,14 €	-15.964,34 €	37.016,80 €	35.422,78 €	-85.703,38 €	-85.703,38 €
2	-	99,5%	1.025.151,41	0,12	124.002,31 €	-24.800,46 €	-21.802,71 €	-44.852,76 €	32.546,39 €	-24.225,23 €	8.321,16 €	-2.496,35 €	5.824,81 €	5.333,95 €	5.333,95 €	-80.369,42 €
3	-	99,0%	1.019.999,90	0,12	124.366,22 €	-24.873,24 €	-19.784,33 €	-46.871,13 €	32.837,51 €	-24.225,23 €	8.612,28 €	-2.593,66 €	6.028,60 €	5.292,94 €	5.292,94 €	-75.086,58 €
4	-	98,5%	1.014.848,38	0,12	124.728,01 €	-24.945,60 €	-17.675,13 €	-48.980,33 €	33.128,95 €	-24.225,23 €	8.901,72 €	-2.670,51 €	6.231,20 €	5.225,24 €	5.225,24 €	-69.861,34 €
5	-	98,0%	1.009.696,87	0,12	125.087,84 €	-25.017,53 €	-15.471,02 €	-51.184,45 €	33.414,84 €	-24.225,23 €	9.189,41 €	-2.756,82 €	6.432,59 €	5.161,84 €	5.161,84 €	-64.699,50 €
6	-	97,5%	1.004.545,35	0,12	125.445,03 €	-25.089,01 €	-13.167,72 €	-53.487,75 €	33.700,56 €	-24.225,23 €	9.475,33 €	-2.842,60 €	6.632,73 €	5.093,25 €	5.093,25 €	-59.606,26 €
7	-	97,0%	999.393,84	0,13	125.800,13 €	-25.160,03 €	-10.760,77 €	-55.894,70 €	33.984,84 €	-24.225,23 €	9.759,41 €	-2.927,82 €	6.831,59 €	5.020,05 €	5.020,05 €	-54.586,21 €
8	-	96,5%	994.242,32	0,13	126.152,89 €	-25.230,58 €	-8.245,51 €	-58.409,96 €	34.266,85 €	-24.225,23 €	10.041,62 €	-3.012,49 €	7.029,13 €	4.942,78 €	4.942,78 €	-49.643,43 €
9	-	96,0%	989.090,81	0,13	126.503,25 €	-25.300,65 €	-5.617,06 €	-61.038,41 €	34.547,13 €	-24.225,23 €	10.321,90 €	-3.096,57 €	7.225,33 €	4.861,96 €	4.861,96 €	-44.781,47 €
10	-	95,5%	983.939,29	0,13	126.851,13 €	-25.370,23 €	-2.870,33 €	-63.785,13 €	34.825,44 €	-24.225,23 €	10.600,21 €	-3.180,06 €	7.420,15 €	4.778,04 €	4.778,04 €	-40.003,43 €
11	-	95,0%	978.787,78	0,13	127.196,48 €	-25.439,30 €	-	-	101.757,19 €	-24.225,23 €	77.531,96 €	-23.259,59 €	54.272,37 €	33.442,57 €	33.442,57 €	-6.560,87 €
12	-	94,5%	973.636,27	0,13	127.539,24 €	-25.507,85 €	-	-	102.031,40 €	-24.225,23 €	77.806,17 €	-23.341,85 €	54.464,32 €	32.115,64 €	32.115,64 €	25.554,77 €
13	-	94,0%	968.484,75	0,13	127.877,40 €	-25.573,48 €	-	-	103.013,92 €	-24.225,23 €	78.788,69 €	-23.636,61 €	55.152,08 €	31.120,76 €	31.120,76 €	56.675,53 €
14	-	93,5%	963.333,24	0,13	130.003,70 €	-26.000,74 €	-	-	104.002,96 €	-24.225,23 €	79.777,73 €	-23.933,32 €	55.844,41 €	30.154,47 €	30.154,47 €	86.830,00 €
15	-	93,0%	958.181,72	0,14	131.248,12 €	-26.249,62 €	-	-	104.998,50 €	-24.225,23 €	80.773,27 €	-24.231,98 €	56.541,29 €	29.216,04 €	29.216,04 €	116.046,04 €
16	-	92,5%	953.030,21	0,14	132.500,63 €	-26.500,13 €	-	-	106.000,50 €	-24.225,23 €	81.775,27 €	-24.532,58 €	57.242,69 €	28.304,75 €	28.304,75 €	144.350,79 €
17	-	92,0%	947.878,69	0,14	133.761,17 €	-26.752,23 €	-	-	107.008,94 €	-24.225,23 €	82.783,71 €	-24.835,11 €	57.948,60 €	27.419,91 €	27.419,91 €	171.770,70 €
18	-	91,5%	942.727,18	0,14	135.029,72 €	-27.005,94 €	-	-	108.023,78 €	-24.225,23 €	83.798,55 €	-25.139,56 €	58.658,98 €	26.560,81 €	26.560,81 €	198.331,51 €
19	-	91,0%	937.575,66	0,15	136.306,23 €	-27.261,25 €	-	-	109.044,99 €	-24.225,23 €	84.819,76 €	-25.445,93 €	59.373,83 €	25.726,79 €	25.726,79 €	224.058,30 €
20	-	90,5%	932.424,15	0,15	137.590,66 €	-27.518,13 €	-	-	110.072,53 €	-24.225,23 €	85.847,30 €	-25.754,19 €	60.093,11 €	24.917,18 €	24.917,18 €	248.975,47 €
21	-	90,0%	927.272,63	0,15	138.882,95 €	-27.776,59 €	-	-	111.106,36 €	-24.225,23 €	86.881,13 €	-26.064,34 €	60.816,79 €	24.131,34 €	24.131,34 €	273.106,81 €
22	-	89,5%	922.121,12	0,15	140.183,05 €	-28.036,61 €	-	-	112.146,44 €	-24.225,23 €	87.921,21 €	-26.376,36 €	61.544,84 €	23.368,63 €	23.368,63 €	296.475,44 €
23	-	89,0%	916.969,60	0,15	141.490,90 €	-28.298,18 €	-	-	113.192,72 €	-24.225,23 €	88.967,49 €	-26.690,25 €	62.277,24 €	22.628,44 €	22.628,44 €	319.103,89 €
24	-	88,5%	911.818,09	0,16	142.806,45 €	-28.561,29 €	-	-	114.245,16 €	-24.225,23 €	90.019,93 €	-27.005,98 €	63.013,95 €	21.910,17 €	21.910,17 €	341.014,05 €
25	-	88,0%	906.666,57	0,16	144.129,62 €	-28.825,92 €	-	-	115.303,70 €	-24.225,23 €	91.078,47 €	-27.323,54 €	63.754,93 €	21.213,22 €	21.213,22 €	362.227,27 €

Tabla 36 Cálculo del flujo de caja

Por último, para concluir el análisis, tal y como se ha mencionado anteriormente, se realiza el cálculo del VAN y TIR.

El *valor actual neto* (VAN) se utiliza como criterio de inversión, ya que nos determina la ganancia que se obtiene con el proyecto a realizar.

Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t} \quad (23)$$

Donde,

F_t : Flujo de dinero de cada año

I_0 : Inversión inicial

i : Tipo de interés

t : Año

Dependiendo del valor obtenido, se puede presentar una de las siguientes situaciones:

- VAN > 0: por lo que la tasa elegida generará beneficios.
- VAN = 0 El proyecto no generará pérdidas, pero tampoco se obtendrá ningún beneficio de él.
- VAN < 0 El proyecto generará pérdidas por lo que habrá que rechazarlo.

La *tasa interna de retorno* (TIR) se define como la tasa de interés que determinada inversión ofrece, es decir, determina el porcentaje de pérdidas o beneficio que tendrá el proyecto. Y Se calcula mediante la ecuación 22, sustituyendo el término i por el TIR.

Utilizando dichas ecuaciones en los resultados obtenidos en la *tabla 34* se obtiene:

Año	Inversión	Flujo de caja acumulado	VAN	TIR	21,58
		€			
1	-121.126,15 €	- 85.703,38 €	-85.703,38	-55.257,08	
2	- €	- 80.369,42 €	-80.369,42	-51.316,57	
3	- €	- 75.086,58 €	-75.086,58	-47.962,11	
4	- €	- 69.861,34 €	-69.861,34	-45.110,34	
5	- €	- 64.699,50 €	-64.699,50	-42.688,96	
6	- €	- 59.606,26 €	-59.606,26	-40.635,40	
7	- €	- 54.586,21 €	-54.586,21	-38.895,72	
8	- €	- 49.643,43 €	-49.643,43	-37.423,45	
9	- €	- 44.781,47 €	-44.781,47	-36.178,71	
10	- €	- 40.003,43 €	-40.003,43	-35.127,31	
11	- €	- 6.560,87 €	-6.560,87	-28.802,18	
12	- €	25.554,77 €	25.554,77	-23.581,36	
13	- €	56.675,53 €	56.675,53	-19.233,01	
14	- €	86.830,00 €	86.830,00	-15.611,60	
15	- €	116.046,04 €	116.046,04	-12.595,83	
16	- €	144.350,79 €	144.350,79	-10.084,58	
17	- €	171.770,70 €	171.770,70	-7.993,62	
18	- €	198.331,51 €	198.331,51	-6.252,71	
19	- €	224.058,30 €	224.058,30	-4.803,37	
20	- €	248.975,47 €	248.975,47	-3.596,85	
21	- €	273.106,81 €	273.106,81	-2.592,53	
22	- €	296.475,44 €	296.475,44	-1.756,60	
23	- €	319.103,89 €	319.103,89	-1.060,86	
24	- €	341.014,05 €	341.014,05	-481,84	
25	- €	362.227,27 €	362.227,27	-0,00	

Tabla 37 Cálculo del VAN y TIR

Como se puede apreciar en la *tabla 37* el periodo de recuperación de la inversión se realiza en el duodécimo año. Y, además los valores de VAN y TIR resultantes:

- VAN 362.227,27€
- TIR 21,58%

El valor del VAN es mayor que cero, es decir, el proyecto nos generará unos beneficios que ascienden a 362.227,27€. Y, además, el tipo de interés (TIR) del proyecto, 21,5% aproximadamente, es muy superior al tipo de interés que se conseguiría con el valor medio que pueda ofrecer cualquier banco. Estos datos se traducen en que el sistema es económicamente rentable y por tanto, viable.

IV CONCLUSIONES

El principal objetivo de este TFG era dimensionar un sistema fotovoltaico en La EDAR de Lagares (Vigo) y analizar la rentabilidad del mismo. En un primer vistazo la localización de la planta puede llevar a cuestionarse la viabilidad del proyecto, ya que la radiación solar que se obtiene en dicha área está muy por debajo de las que se podrían tener en el sur de la península. Aun así, se ha diseñado un sistema conectado a red de 2.053 paneles solares, generando una energía en torno al 1 millón de kWh anuales.

Dicha energía no llega al 1,5% del consumido total de la planta. Sin embargo, las magnitudes en las que se mueven las plantas depuradoras de agua, de las características de la de Lagares, son considerablemente grandes. Incluso siendo tan pequeña la generación de energía el ahorro que se consigue gracias a ella es significativo.

Además, se ha visto en este TFG que el espacio disponible en las plantas es considerablemente grande y, además, un espacio desaprovechado. Por lo que, la utilización del mismo podría ser una oportunidad de inversión.

Por último, se ha podido comprobar mediante el VAN y TIR, que la instalación de un sistema fotovoltaico en una planta depuradora de aguas residuales (EDAR) es claramente un potencial foco en el avance de la transición energética y descarbonización del sector eléctrico.

V BIBLIOGRAFIA

1. IDAE. (s.f.) de <https://www.idae.es/>
2. Mazón, Javier. Apuntes de la asignatura “Generación Solar” del Máster en Integración de las Energías Renovables en el Sistema Eléctrico.
3. PVsyst, (s.f.) <https://www.pvsyst.com>.
4. ABB; *Manual de Hardware Inversores centrales PVS800-57 (100 a 1000 kW)*
5. ABB;(s.f.) de <http://www.abb.es/>.
6. Albasolar (2019) Catalogo Albasolar, Tarifas 2019.
7. OMIE <https://www.omie.com/>.
8. Método Francés (2019) de <http://yirepa.es/respuesta-metodo-frances.html>.
9. Mendez Muñoz, J. (2011). *Energía solar fotovoltaica (7ª ed.)* FC Editorial.
10. Labouret, (2008) “Energía solar fotovoltaica. manual práctico”.
11. Fernández Salgado, J. (2008). “Guía completa de la energía solar fotovoltaica y termoeléctrica”. Madrid: A. Madrid Vicente.
12. Perpiñán Lamigueiro, O., Colmenar Santos, A., & Castro Gil, M. (2012). *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. Mairena del Aljarafe, Sevilla: Progensa.
13. Lorenzo, E. (2014). *Electricidad solar fotovoltaica*. Mairena de Aljarafe (Sevilla): Progensa.

VI ANEXOS

En el presente apartado se adjunta la documentación complementaria para realización del mismo.

1. Normativa
2. Consumo de energía de la EDAR de Lagares
3. Datos de radiación solar en Vigo
4. Ficha técnica del módulo fotovoltaico
5. Ficha técnica del inversor
6. Ficha técnica de las *String Box*
7. Performance Ratio

NORMATIVA APLICABLE

En el presente anexo se detallan los principales decretos que tiene repercusión directa o indirecta en los sistemas de generación fotovoltaica con conexión a red.

- Orden ETU/615/2017, de 27 de junio, por la que se determina el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico, los parámetros retributivos correspondientes, y demás aspectos que serán de aplicación para el cupo de 3.000 MW de potencia instalada, convocado al amparo del Real Decreto 650/2017, de 16 de junio.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Orden ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 2351/2004, de 23 de diciembre, por el que se modifica el procedimiento de resolución de restricciones técnicas y otras normas reglamentarias del mercado eléctrico.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
 - Corrección de errores del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Corrección de errores del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Normas UNE CTN 206/SC 82 - *Sistemas de energía solar fotovoltaica*
 - UNE-EN 62852:2015/AC:2019-02: Conectores para aplicaciones de corriente continua en sistemas fotovoltaicos. Requisitos de seguridad y ensayos.
 - UNE-EN 62108:2019: Módulos y sistemas fotovoltaicos de concentración (CPV). Cualificación del diseño y homologación.
 - UNE-EN IEC 61730-1:2019: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.
 - UNE-EN IEC 61730-2:2019: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 2: Requisitos para ensayos.
 - UNE-IEC/TS 62941:2018: Módulos fotovoltaicos (FV) para uso terrestre. Guía para el aumento de la fiabilidad en la cualificación del diseño y homologación.
 - UNE-EN 50461:2007: Células solares. Información de la documentación técnica y datos del producto para células solares de silicio cristalino.
 - UNE-EN 50530:2011: Rendimiento global de los inversores fotovoltaicos.
 - UNE-EN 61727:1996: Sistemas fotovoltaicos (FV). Características de la interfaz de conexión a la red eléctrica
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo
- Acuerdo de París, COP21, 12/12/2015: que sustituye el Protocolo de Kioto.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.

E.D.A.R LAGARES VIGO								
CONCEPTO	Nº EQUIPOS FUNCIONANDO	POT. UNITARIA MOTOR (kW)	POT. ABSORBIDA UNITARIA (Kw)	POT. ABSORBIDA RED (kW)	TIEMPO (h/d)	ENERGÍA CONSUMIDA (kW.h/d)	SIMULT.	POTENCIA A CONTRATAR (kW)
Pozo de gruesos y elevación de agua bruta								
Compuertas de aislamiento pozo de gruesos	4	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	0
Puente grúa mantenimiento 3200 kg	1	3,5	2,8	3,26	3	9,77	1	3,26
Cuchara anfibia	1	4	3,2	3,9	3	11,71	1	3,9
Bombas de vaciado de pozos gruesos	1	11	7,5	8,93	1	8,93	1	8,93
Compuertas de aislamiento rejas de predesbaste	10	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	0
Rejas de pre-desbaste	2	1,5	1,2	1,6	8	25,6	1	3,2
Tornillo transportador	3	1,5	1,2	1,6	8	38,4	1	4,8
Tonillo compactador	1	2,2	1,76	2,15	8	17,17	1	2,15
Compuertas aislamiento pozo de bombeo	2	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	0
Bombas de elevación de agua bruta	3	160	143,32	151,66	15,4	7.006,56	1	454,97
Compuertas vaciados	2	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	0
Pozo de gruesos y elevación de agua bruta		185,9	162,74	175,64		7.118,13		481,2
Desbaste								
Compuertas de aislamiento	16	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	0
Tamices automáticos	3	1,5	1,2	1,6	8	38,4	1	4,8
Tornillo transportador	2	1,5	1,2	1,6	8	25,6	1	3,2
Tornillo transportador compactador	1	2,2	1,76	2,15	8	17,17	1	2,15
Puente grúa mantenimiento tamices	1	1,8	1,44	1,74	0	Eventual	1	0
Desbaste		7,55	6,04	7,72		81,17		10,15

ANEXO II

CONSUMO DE ENERGÍA DE LA EDAR DE LAGARES

Desarenado desengrase								
Compuertas de aislamiento	7	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	0
Traslación puente desarenador	7	0,25	0,2	0,29	24	48,7	1	2,03
Elevación rasquetas	7	0,18	0,14	0,26	3	5,4	1	1,8
Bombas de extracción de arenas (en puente)	7	1,5	1,2	1,6	24	268,8	1	11,2
Bombas de arenas a clasificadores	2	15	13	15,48	21	650	1	30,95
Clasificador de arenas	2	1,1	0,88	1,17	21	49,28	1	2,35
Soplantes de desengrase	4	11	8,21	9,22	24	885,36	1	36,89
Aeroflot	28	2,2	1,76	2,15	24	1.442,34	1	60,1
Bombas de grasas	2	5,5	4	4,88	6	58,54	1	9,76
Polipastos mantenimiento desarenadores	1	0,75	0,6	0,78	0	Eventual	1	0
Puente grúa sala de soplantes	1	1,18	0,94	1,17	0	Eventual	1	0
Desarenado desengrase		39,21	31,38	37,63		3.408,41		155,07
Decantación primaria								
Agitadores cámaras de mezcla	12	7,5	6	7,32	24	2.107,32	1	87,8
Agitadores cámaras de floculación	6	15	12	14,29	24	2.057,14	1	85,71
Motorreductores rasquetas	6	0,75	0,6	0,87	24	125,22	1	5,22
Bombas de flotantes	6	4	3	3,66	4	87,8	1	21,95
Bombas de recirculación de fangos	6	11	8,32	9,9	0	0	1	59,4
Bombas de extracción de fangos	6	5,5	4,16	5,07	9,3	282,95	1	30,42
Polipastos en decantación primaria	2	2,2	1,76	2,09	0	Eventual	1	0
Polipastos en decantación primaria	2	0,55	0,44	0,62	0	Eventual	1	0
Polipastos en decantación primaria	1	0,75	0,6	0,75	0	Eventual	1	0
Decantación primaria		47,25	36,87	44,56		4.660,43		290,51

Dosificación de reactivos dec. Lamelar (primario y terciario)								
Bombas dosificadoras de coagulante	3	0,55	0,44	0,64	24	45,91	1	1,91
Grupos preparación polielectrolito	1	1,5	1,2	1,6	24	38,4	1	1,6
Bombas dosificadoras de polielectrolito	3	0,75	0,5	0,72	24	52,17	1	2,17
Polipasto en sala de reactivos	1	1,8	1,44	1,74	1	1,74	1	1,74
Dosificación de reactivos dec. Lamelar (primario y terciario)		4,6	3,58	4,7		138,23		7,43
Elevación de agua decantada								
Bombas de elevación a tratamiento biológico	4	200	204,55	216,46	12,76	11.047,97	1	865,83
Bombas de elevación excedente de caudal actual	4	130	112,32	118,86	0	0	1	475,43
Bombas de elevación excedente de caudal futuro		130	104	110,05	0	0	1	0
Elevación de agua decantada		460	420,87	445,37		11.047,97		1341,26
Tratamiento biológico mediante biofiltración								
Bombas de recirculación	8	110	106,92	114,97	24	22.073,81	1	919,74
Soplantes de proceso	3	300	254,8	265,42	24	19.110,35	1	796,26
Soplantes de lavado	4	315	255,8	266,46	6,15	6.554,88	1	1065,83
Bombas de agua de lavado	4	100	81,76	87,91	12,3	4.325,16	1	351,64
Agitadores depósito de aguas sucias de lavado	4	5	4	4,88	24	468,29	1	19,51
Bombas de recuperación de agua de lavado	2	100	99,68	107,19	26,45	5.669,13	1	214,37
Bombas de vaciado de galería de biofiltros	1	7,5	5,5	6,71	0	Eventual	1	0
Puente grúa sala de maquinas	1	4,4	3,52	4,06	0	Eventual	1	0
Polipastos en galerías de biofiltros	3	2,2	1,76	2,12	0	Eventual	1	0
Puente grúa sala de bombas agua filtrada	1	4,4	3,52	4,06	0	Eventual	1	0
Puente grúa aguas sucias de lavado	1	3,5	2,8	3,27	0	Eventual	1	0
Tratamiento biológico mediante biofiltración		1.267,00	1.075,86	1.133,51		58.201,60		3367,36

Decantadores terciarios								
Compuertas de entrada y bypass de decantadores	5	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	3,19
Compuertas de salida de decantadores	2	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	1,28
Agitadores cámaras de mezcla	6	7,5	6	7,32	24	1.053,66	1	43,9
Agitadores cámaras de floculación	3	15	12	14,29	24	1.028,57	1	42,86
Motorreductores rasquetas	3	0,75	0,6	0,87	24	62,61	1	2,61
Bombas de flotantes	3	4	3	3,66	4	43,9	1	10,98
Bombas de recirculación de fangos	3	11	8,32	9,9	24	712,8	1	29,7
Bombas de extracción de fangos	3	5,5	4,16	5,07	3,1	47,16	1	15,21
Polipastos en decantación terciaria	1	0,55	0,44	0,62	0	Eventual	1	0
Polipastos en decantación terciaria	1	0,75	0,6	0,75	0	Eventual	1	0
Decantadores terciarios		46,15	35,99	43,75		2.948,70		149,72
Desinfección ultravioleta								
Compuertas de aislamiento canales	5	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	0
Compuertas de bypass	2	0,55	0,44	0,64	0	Eventual	1	0
Nº lámparas ultravioleta	864	0,41	0,4	0,4	24	8.335,87	1	347,33
Puente grúa 2000 kg	1	1,8	1,44	1,74	0	0	1	0
Desinfección ultravioleta		3,31	2,72	3,42		8.335,87		347,33
Desengrase								
Tamiz flotantes	2	0,75	0,64	0,92	12	22,17	1	1,85
Tornillo transportador- compactador	1	1,5	1,28	1,7	12	20,4	1	1,7
Separador de grasas	2	0,37	0,31	0,46	12	10,94	1	0,91
Desengrase		2,62	2,23	3,08		53,51		4,46
Espesamiento de fangos								
Aireador depósito de fangos de lluvias	2	16	12,8	15,24	24	731,43	1	30,48

ANEXO II

CONSUMO DE ENERGÍA DE LA EDAR DE LAGARES

Bombas de fangos primarios a espesamiento	2	9	7,2	8,57	16	274,29	1	17,14
Tamizado de fangos	2	0,75	0,6	0,87	16	27,83	1	1,74
Tornillo transportador	1	0,75	0,6	0,87	16	13,91	1	0,87
Grupo preparación polielectrolito	2	1,1	0,88	1,17	24	56,32	1	2,35
Bombas dosificadoras polielectrolito	4	1,5	1,2	1,6	16	102,4	1	6,4
Bombas de alimentación a centrifugas de espesamiento	4	11	8,8	10,48	16,5	691,43	1	41,9
Centrifugadoras motor principal	4	110	88	99,6	16,5	6.573,85	1	398,42
Centrifugadoras motor secundario	4	22	17,6	21,05	16,5	1.389,47	1	84,21
Espesamiento de fangos		172,1	137,68	159,45		9.860,93		583,51
Depósito de mezcla de fangos								
Agitador depósito de fangos	2	5,5	4,4	5,37	24	257,56	1	10,73
Bombeo de fangos a digestión - v.f.	4	11	8,8	10,48	7,51	314,7	1	41,9
Depósito de mezcla de fangos		16,5	13,2	15,84		572,27		52,64
Digestión de fangos								
Bombas recirculación de fangos	4	11	8,8	10,48	24	1.005,71	1	41,9
Bombas agua caliente	4	2,2	1,76	2,15	24	206,05	1	8,59
Supresor caldera	2	4	3,2	3,9	24	187,32	1	7,8
Quemador caldera	2	2,2	1,76	2,15	24	103,02	1	4,29
Soplante gasómetro	3	0,75	0,6	0,87	24	62,61	1	2,61
Compresores de gas agitación	4	55	44	47,31	24	4.541,94	1	189,25
Bomba desatascamiento	1	5,5	4,4	5,37	24	128,78	1	5,37
Encendido antorcha	1	0,15	0,12	0,21	24	5,14	1	0,21
Extractor sala supresores	1	0,37	0,3	0,43	12	5,15	1	0,43
Extractor sala cuadros	2	0,75	0,6	0,87	12	20,87	1	1,74

ANEXO II

CONSUMO DE ENERGÍA DE LA EDAR DE LAGARES

	Digestión de fangos	85,92	68,74	77,63		6.266,59		262,19
Depósito de fangos digeridos								
Agitadores depósito fangos digeridos	2	7,5	6	7,32	24	351,22	1	14,63
Bombeo de fangos a deshidratación	3	7,5	6	7,32	9,3	204,15	1	21,95
Depósito de fangos digeridos		15	12	14,63		555,37		36,59
Deshidratación de fangos								
Grupo preparación polielectrolito	2	1,5	1,2	1,6	24	76,8	1	3,2
Bombas dosificadoras polielectrolito	3	1,5	1,2	1,6	9,3	44,64	1	4,8
Centrifugadoras motor principal	3	75	60	67,91	13	2.648,56	1	203,74
Centrifugadoras motor secundario (recuperador)	3	15	12	14,29	13	557,14	1	42,86
Central hidráulica tolva descarga	1	7,5	6	7,32	24	175,61	1	7,32
Bomba de fangos deshidratados a silos emergencia	3	45	36	43,06	11,8	1.524,40	1	129,19
Compuerta motorizada silo fangos	3	0,37	0,3	0,43	1	1,29	1	1,29
Tornillo reversible - descarga fangos	1	2,5	2	2,44	5,9	14,39	1	2,44
Tornillo - retorno fangos a tolva	2	5,5	4,4	5,37	5,9	63,32	1	10,73
Bomba de fangos deshidratados a secado	2	18,5	14,8	18,55	16,55	613,88	1	37,09
Polipasto sala centrifugas	1	4	3,2	3,9	1	Eventual	1	0
Deshidratación de fangos		176,37	141,1	166,46		5.720,03		442,65
Secado térmico								
Bomba de alimentación	2	7,5	6	7,32	22	321,95	1	14,63
Evaporador estator	2	132	60	63,49	22	2.793,65	1	126,98
Evaporador	2	0,55	0,4	0,58	22	25,51	1	1,16
Chopper vf	2	22	10	11,96	22	526,32	1	23,92
Distribuidor al secador de cinta vf	2	1,5	1	1,33	22	58,67	1	2,67
Swing distribución a banda contactor	2	0,37	0,3	0,43	22	18,88	1	0,86

ANEXO II

CONSUMO DE ENERGÍA DE LA EDAR DE LAGARES

Banda secado superior vf	2	0,12	0,1	0,18	22	7,94	1	0,36
Banda secado inferior vf	2	0,12	0,1	0,18	22	7,94	1	0,36
Banda secado enfriamiento vf	2	0,12	0,1	0,18	22	7,94	1	0,36
Ventilador aire vf	2	110	88,2	99,83	22	4.392,53	1	199,66
Ventilador enfriador vf	2	11	9	11,28	22	496,24	1	22,56
Ventilador aspiración aire contactor	2	0,75	0,5	0,72	22	31,88	1	1,45
Ventilador aspiración aire contactor	2	3	2,8	3,41	22	150,24	1	6,83
Bomba de recirculación de condensados arranque suave	2	15	14	16,67	22	733,33	1	33,33
Bomba de condensados contactor	2	1,1	0,9	1,2	22	52,8	1	2,4
Caldera	2	4	3,2	3,9	22	171,71	1	7,8
Bomba circuito primario	2	37	29,6	33,64	22	1.480,00	1	67,27
Bomba circuito secundario (1ª etapa)	2	1,1	0,88	1,17	22	51,63	1	2,35
Bomba circuito secundario (2ª etapa)	2	15	12	14,29	22	628,57	1	28,57
Bomba secundario recalentamiento	2	5,5	4,4	5,37	22	236,1	1	10,73
Puente grúa	2	5,5	4,4	5,37	0	Eventual	1	0
Tornillo transportador a elevador	3	2,2	1,76	2,15	22	141,66	1	6,44
Elevador a silo	1	5,5	4,4	5,37	22	118,05	1	5,37
Tornillo reversible a silo	1	5,5	4,4	5,37	22	118,05	1	5,37
Extractor silo	2	5,5	4,4	5,37	22	236,1	1	10,73
Filtros silo	2	3	2,4	2,93	22	128,78	1	5,85
Tajadera silo de fangos	2	0,55	0,44	0,64	1	1,28	1	1,28
Sistema inertización con nitrógeno	1	30	24	27,27	22	600	1	27,27
Manga telescópica	2	1,1	0,88	1,17	2	4,69	1	2,35
		Secado térmico	432,08	294,94	338,12		13.542,42	618,92

ANEXO II

CONSUMO DE ENERGÍA DE LA EDAR DE LAGARES

Recuperación de energía								
Motogeneradores	3	-609	-609	-609	22	-40.194,00	1	-1.827,00
Válvula 3 vías gases escape	3	0,37	0,3	0,43	22	28,31	1	1,29
Secador biogás	3	15	12	14,29	22	942,86	1	42,86
Bombas de refrigeración principal	3	7,5	6	7,32	22	482,93	1	21,95
Bombas de refrigeración auxiliar	3	2,2	1,76	2,15	22	141,66	1	6,44
Aerorefrigerador alta (3 vent. X 2,50 kW))	3	7,5	6	7,32	22	482,93	1	21,95
Aerorefrigerador baja (2 vent. X 3,8 kW))	3	7,2	5,76	7,02	22	463,61	1	21,07
Deshumectación biogás	1	10	8	9,52	22	209,52	1	9,52
Polipastos motogeneradores	3	5,5	4,4	5,37	0	Eventual	1	0
Recuperación de energía		-553,73	-564,78	-555,59		-37.442,18		-1701,92
Tratamiento sobrenadantes								
Agitadores depósito de laminación	2	5,5	4,4	5,37	24	257,56	1	10,73
Bombas de laminación	2	30	24	27,27	0,45	24,55	1	54,55
Soplantes de aireación	2	315	236,61	259,44	11,25	5.837,50	1	518,89
Agitadores sbr	4	7,5	6	7,32	8,01	234,44	1	29,27
Bombas de extracción de fangos	2	5,5	3,4	4,15	0,6	4,98	1	8,29
Polipastos mantenimiento equipos	2	2,2	1,76	2,09	0	Eventual	1	0
Tratamiento sobrenadantes		365,7	276,17	305,63		6.359,03		621,73
Tratamiento de olores y ventilación -línea de agua								
Ventilador mural impulsión a uv (zona de soplantes)	2	1,5	0,75	1	24	48	1	2
Ventilador mural impulsión a sala de bombeo (zona de soplantes)	1	3	2,2	2,68	24	64,39	1	2,68

ANEXO II

CONSUMO DE ENERGÍA DE LA EDAR DE LAGARES

Ventilador mural impulsión a zona biofor segunda etapa (zona de soplantes)	4	7,5	5,08	6,19	24	594,26	1	24,76
Ventilador de tejado (zona de soplantes)	4	7,5	5,4	6,59	24	632,2	1	26,34
Ventilador tubular axial impulsión a pretratamiento (zona obra llegada)	1	11	8,8	10,48	24	251,43	1	10,48
Ventilador radial impulsión a flotación fangos	4	1,1	0,7	0,93	24	89,6	1	3,73
Ventilador radial impulsión a torres de desodorización	6	132	110	116,4	24	16.761,90	1	698,41
Bombas recirculación torres de lavado	9	90	70	75,27	24	16.258,06	1	677,42
Bombas dosificadoras de tiosulfato sódico	3	0,12	0,06	0,11	8	2,57	1	0,32
Bombas dosificadoras ácido sulfúrico	3	0,12	0,06	0,11	8	2,57	1	0,32
Bombas dosificadoras hipoclorito	3	0,12	0,06	0,11	8	2,57	1	0,32
Bombas dosificadoras sosa	3	0,12	0,06	0,11	8	2,57	1	0,32
Agitador vertical tiosulfato	1	0,75	0,5	0,72	24	17,39	1	0,72
Ventilador mural sala desodorización	4	0,75	0,5	0,72	24	69,57	1	2,9
Ventilador mural sala flotación	1	0,75	0,5	0,72	24	17,39	1	0,72
Tratamiento de olores y ventilación -línea de agua		256,33	204,67	222,14		34.814,48		1451,46
Tratamiento de olores y ventilación-línea de fangos								
Ventiladores desodorización línea de fangos	2	110	90	96,77	24	4.645,16	1	193,55
Bombas recirculación reactivos línea de fangos	6	37	30	34,09	24	4.909,09	1	204,55
Bombas dosificadoras de tiosulfato sódico	2	0,12	0,06	0,11	8	1,71	1	0,21
Bombas dosificadoras ácido sulfúrico	3	0,12	0,06	0,11	8	2,57	1	0,32
Bombas dosificadoras hipoclorito	3	0,12	0,06	0,11	8	2,57	1	0,32
Bombas dosificadoras sosa	3	0,12	0,06	0,11	8	2,57	1	0,32
Agitador vertical tiosulfato	1	0,75	0,5	0,72	24	17,39	1	0,72

ANEXO II

CONSUMO DE ENERGÍA DE LA EDAR DE LAGARES

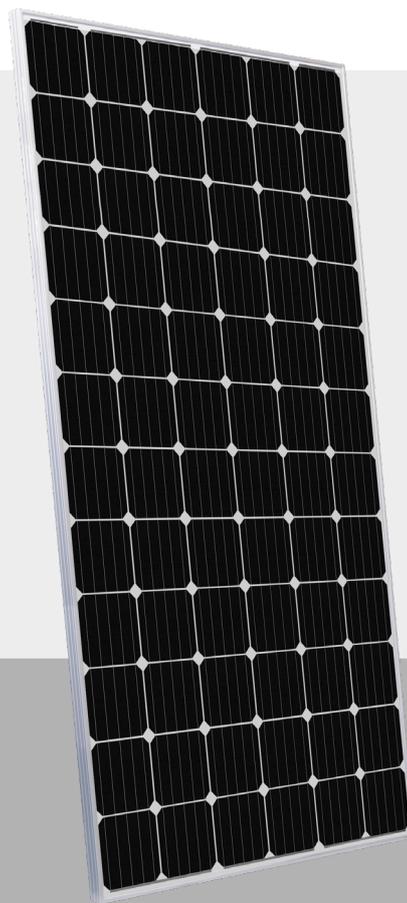
Ventilador mural entrada sala de motogeneradores	3	2,2	1,75	2,13	24	153,66	1	6,4
Ventilador techo salida sala motogeneradores	3	2,2	1,75	2,13	24	153,66	1	6,4
Ventilador techo sala calderas digestión	2	3	2,2	2,68	24	128,78	1	5,37
Ventilador techo sala desodorización	2	5,5	3,5	4,27	24	204,88	1	8,54
Ventilador mural sala deshidratación	2	0,75	0,5	0,72	24	34,78	1	1,45
Ventilador mural sala de desod. A cleargreen	1	0,75	0,5	0,72	24	17,39	1	0,72
Ventilador mural sala s. Térmico	2	3	2,2	2,68	24	128,78	1	5,37
Ventilador mural sala s. Térmico (chopper)	1	0,25	0,15	0,22	24	5,22	1	0,22
Ventilador techo sala calderas s. Térmico	5	3	2,2	2,68	24	321,95	1	13,41
Ventilador mural galería de fangos	2	0,15	0,09	0,16	24	7,71	1	0,32
Tratamiento de olores y ventilación-línea de fangos		169,03	135,58	150,43		10.737,88		448,2
Climatización-línea de agua								
Deshumidificador sala terciario+ uv	3	149	137,11	145,09	14	6.093,72	1	435,27
Deshumidificador sala biofor+ densadeg	0	119	110,75	117,2	12	0	1	0
Deshumidificador sala flotadores	1	95	87,22	93,79	12	1.125,45	1	93,79
Aerothermos desarenado	6	28,8	28,8	32,73	12	2.356,36	1	196,36
Aerothermos obra de llegada	3	29	28,8	32,73	12	1.178,18	1	98,18
Climatización-línea de agua		420,8	392,69	421,53		10.753,72		823,6
Tratamiento incondensables-línea de fangos								
Ventilador radial incondensables st	1	18,5	15	17,86	24	428,57	1	17,86
Bombas recirculación torres de lavado	2	4	3,5	4,27	24	204,88	1	8,54
Ventilador radial a torre carbón activo	2	7,5	6	7,32	24	351,22	1	14,63
Bombas dosificadoras ac. Sulfúrico	1	0,12	0,06	0,11	8	0,86	1	0,11
Bombas dosificadoras hipoclorito sódico	1	0,12	0,06	0,11	8	0,86	1	0,11
Bombas dosificadoras hidróxido sódico	1	0,12	0,06	0,11	8	0,86	1	0,11

Tratamiento incondensables-línea de fangos		30,36	24,68	29,76		987,24		41,35
Climatización-línea de fangos								
Aerothermos tamizado de fangos	1	19	18,9	21,48	12	257,73	1	21,48
Climatización-línea de fangos		19	18,9	21,48		257,73		21,48
Servicios auxiliares								
Bombas agua servicios	3	63	60,6	65,16	9,2	1.798,45	1	195,48
Lámparas uv	2	36	36	36	9,2	662,4	1	72
Bombas de achique	2	2,3	1,84	2,24	0	0	1	4,49
Compresores aire servicios línea de agua	2	5,5	4,4	5,37	8	85,85	1	10,73
Secador frigorífico línea de agua	2	2,2	1,76	2,15	8	34,34	1	4,29
Compresores aire servicios línea de fangos	2	5,5	4,4	5,37	8	85,85	1	10,73
Secador frigorífico línea de fangos	2	2,2	1,76	2,15	8	34,34	1	4,29
Servicios auxiliares		116,7	110,76	118,43		2.701,24		302,02
Alumbrado y varios								
Cuadros eléctricos	4	-	9	9	24	864	1	36
Alumbrado interior	1	-	40	40	12	480	1	40
Alumbrado exterior	1	-	10	10	12	120	1	10
Aire acondicionado	4	-	30	30	6	720	1	120
Alumbrado y varios		0	89	89		2.184,00		206

ANEXO III

DATOS DE RADIACIÓN SOLAR EN VIGO

PROMEDIO DIARIO (Wh/día/m ²)												
DÍA	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE
1	441,10	4.044,40	4.433,10	4.934,10	4.680,50	7.406,80	7.099,50	6.359,50	7.971,80	3.279,20	1.109,50	4.995,80
2	1.747,00	3.233,20	4.624,80	4.866,10	5.184,20	7.861,80	6.802,00	6.229,10	7.417,70	4.471,30	1.904,90	2.372,20
3	5.128,50	2.293,10	5.422,30	5.314,60	7.841,20	8.066,60	5.456,90	5.679,60	7.894,70	2.235,60	5.884,90	3.097,60
4	4.026,60	982,90	457,80	8.370,80	3.169,30	8.390,60	8.135,60	7.974,60	5.688,60	2.042,70	2.713,00	1.249,40
5	2.635,20	4.488,00	5.590,70	6.892,60	2.635,40	5.891,90	7.913,30	7.019,50	6.411,50	2.338,30	2.930,00	3.217,80
6	690,20	4.981,50	4.432,00	2.473,70	3.433,70	2.702,30	5.731,50	6.449,90	6.013,70	2.625,00	2.164,70	2.906,70
7	3.953,00	3.355,30	4.918,10	2.335,80	5.004,60	3.673,50	6.410,00	6.458,30	4.763,10	5.159,60	2.119,20	812,00
8	1.708,70	3.350,70	3.994,70	3.608,50	4.631,10	7.353,70	7.257,80	7.660,30	7.409,60	6.354,00	1.301,00	2.990,80
9	1.635,00	3.445,80	2.951,50	7.341,50	3.251,70	6.863,60	6.880,40	6.015,40	7.690,50	6.857,90	5.175,80	4.998,00
10	1.584,40	4.437,40	4.416,30	7.553,50	7.854,80	7.681,10	7.784,60	7.863,10	3.087,40	7.197,90	5.751,00	1.862,70
11	4.787,50	4.036,30	2.324,50	3.743,10	7.867,10	7.472,10	7.924,50	6.392,20	3.956,60	6.192,60	3.796,40	647,40
12	3.495,90	4.500,80	7.560,70	2.935,70	7.258,30	7.584,60	7.228,80	5.644,70	5.351,30	3.656,90	4.123,60	3.930,70
13	4.147,00	1.603,50	6.996,10	7.559,40	7.988,20	7.866,80	7.091,50	7.706,30	6.735,50	6.062,10	3.167,70	4.104,40
14	1.878,80	2.201,10	2.630,90	7.295,30	7.538,10	7.998,40	7.128,80	7.384,60	4.886,40	4.382,80	3.470,50	4.731,30
15	2.239,70	3.325,50	6.942,10	6.246,30	4.641,20	5.620,20	7.681,90	7.528,80	8.198,70	4.262,80	4.736,40	901,10
16	4.865,10	5.880,10	6.754,40	7.516,40	6.886,40	6.639,30	7.544,50	7.579,50	5.199,80	5.589,30	5.629,90	876,00
17	1.519,90	3.881,50	6.465,40	7.703,20	7.208,20	7.940,10	6.834,10	7.473,70	5.783,30	4.242,90	2.785,70	592,70
18	5.128,20	3.410,30	6.789,20	7.683,40	7.157,20	6.589,40	8.039,20	6.991,50	4.683,70	4.321,60	5.203,80	405,40
19	5.212,20	6.919,60	7.344,90	2.926,40	6.496,20	7.548,60	7.658,20	6.706,90	5.387,20	4.750,70	919,00	4.665,00
20	4.583,10	6.703,20	5.967,40	6.383,00	6.565,30	7.613,70	6.763,40	7.967,70	6.886,60	5.938,40	4.615,70	3.267,70
21	3.583,90	5.821,00	5.980,40	3.213,10	6.656,10	4.538,30	7.355,10	7.148,60	7.872,70	1.255,40	2.812,50	3.415,30
22	613,00	4.688,10	6.415,80	3.565,70	7.493,60	5.059,30	2.553,20	7.478,60	3.142,30	4.573,30	2.923,60	4.612,30
23	5.316,10	3.309,90	5.982,00	7.690,90	3.255,50	6.456,90	7.817,00	4.404,80	2.150,00	5.299,00	3.621,20	3.242,40
24	5.606,40	1.763,90	4.215,00	6.531,70	7.783,70	4.499,80	4.339,10	2.744,60	7.352,50	5.054,30	2.373,50	4.800,30
25	5.585,90	5.425,10	6.576,90	7.730,90	7.723,80	7.517,20	4.745,30	6.983,40	7.215,50	4.125,70	2.100,70	3.024,20
26	5.403,50	4.678,00	3.438,00	6.323,40	3.201,80	7.779,50	6.548,70	6.438,40	5.631,40	2.257,30	5.025,10	399,60
27	1.739,90	2.093,50	2.082,30	6.015,20	4.321,20	6.214,50	6.525,50	7.815,30	5.121,40	5.677,30	5.355,50	4.956,50
28	2.821,40	1.873,20	3.978,90	5.211,50	6.945,30	2.769,10	6.556,10	5.387,80	6.539,20	1.149,10	4.612,40	3.447,60
29	4.149,90	--	2.924,40	6.122,70	7.806,20	7.305,90	7.589,30	3.682,30	5.596,70	2.318,70	4.604,60	2.988,40
30	592,30	--	4.000,30	4.826,70	6.837,20	5.267,90	7.530,80	6.573,90	4.123,10	1.803,90	1.879,20	2.730,30
31	1.495,60	--	5.040,00	--	4.269,40	--	4.773,50	6.463,00	--	1.072,10	--	1.043,80



TECNOLOGÍA PERC*
Passivated Emitter and Rear Cell



30 AÑOS GARANTÍA LINEAL PRODUCCIÓN
ANNI GARANZIA LINEARE PRODUZIONE

20 AÑOS GARANTÍA PRODUCTO
ANNI GARANZIA PRODOTTO

HIGH POWER LINE

SG360M

 MÓDULO MADE IN ITALY

El diseño moderno, gracias al color negro de las celdas y la larga duración de vida son sólo algunos de los puntos de fuerza de los módulos monocristalinos PEIMAR. Se producen utilizando procesos productivos innovadores y técnicas de ingeniería avanzadas, ofreciendo a los clientes la máxima productividad y elevadas prestaciones (más del 20% de eficiencia). Ello permite generar mayores cantidades de energía, transformándolos en los paneles ideales para todos los contextos en los que el espacio es limitado o con condiciones ambientales difíciles.

*Gracias al empleo de celdas con tecnología **PERC** los módulos PEIMAR pueden alcanzar niveles de eficiencia todavía más elevados, puesto que se facilita el aprisionamiento de la luz en proximidad de la superficie posterior, optimizando así la captación de electrones.



TOLERANCIA POSITIVA SOBRE LA POTENCIA



REACCIÓN AL FUEGO: CLASE I



VIDRIO ANTIRREFLEJO



RESISTENCIA AL GRANIZO

CELDAS

72
MONO



CANTIDAD:
72 CELDAS
TIPO:
MONO 5BB
TECNOLOGÍA PERC ⚡
TAMAÑO:
156x156 mm / 6x6"

MARCO



LÁMINA POSTERIOR



JUNCTION BOX



CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC*)

	SG360M
Potencia de pico (Pmax)	360 W
Tolerancia de potencia	0/+5 W
Tensión a Pmax (Vmp)	38 V
Corriente a Pmax (Imp)	9.48 A
Tensión de circuito abierto (Voc)	46.6 V
Corriente de corto circuito (Isc)	10.09 A
Tensión máxima de sistema	1500 V
Máximo valor nominal del fusible	15 A
Eficiencia Módulo	18.54%

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Celdas	72 (6x12) monocristalinas PERC
Tamaño Celdas	156x156 mm / 6x6"
Cubierta Frontal	3.2 mm / 0.12" grosor. vidrio templado
Cápsula	TPT (Tedlar-PET-Tedlar)
Cubierta Posterior	EVA (Etileno Vinil Acetato)
Marco	Aleación de aluminio anodizado doble grosor
Acabados Marco	Plata
Acabados Lámina posterior	Blanco
Diodos	3 Diodos de Bypass
Junction Box	certificado IP67
Conectores	MC4 o conectores compatibles
Longitud Cables	900 mm / 35.4"
Sección Cables	4.0 mm ² / 0.006 in ²
Tamaños	1957x992x40 mm / 77x39x1.57"
Peso	22.5 kg / 49.6 lbs
Carga Máx	Certificado para 5400 Pa

CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA

NOCT**	45±2 °C
Coeeficiente temperatura de la potencia máxima	-0.40 %/°C
Coeeficiente temperatura de la tensión de circuito abierto	-0.32 %/°C
Coeeficiente temperatura de la corriente de corto circuito	0.047 %/°C
Temperatura de funcionamiento	-40 °C ~ +85°C

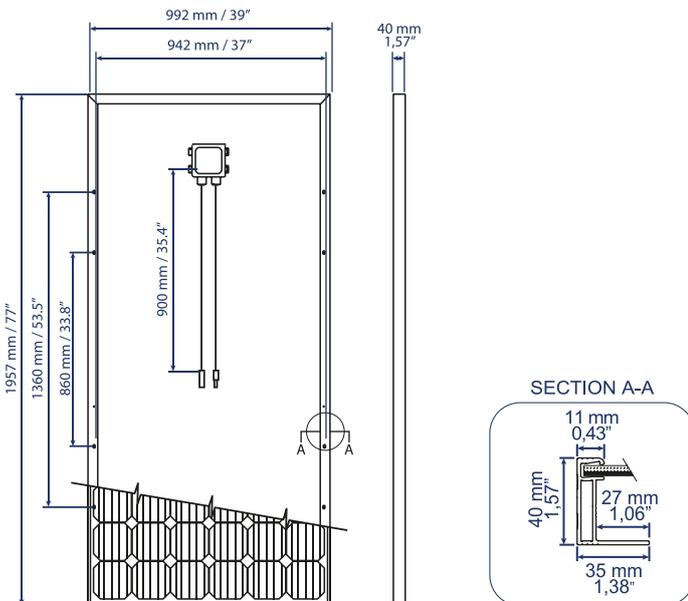
EMBALAJE***

Tamaño Palé	2000x1200x1200 mm / 79x47x47"
Paneles por Palé	27
Peso	622 kg / 1371 lbs

CERTIFICACIONES

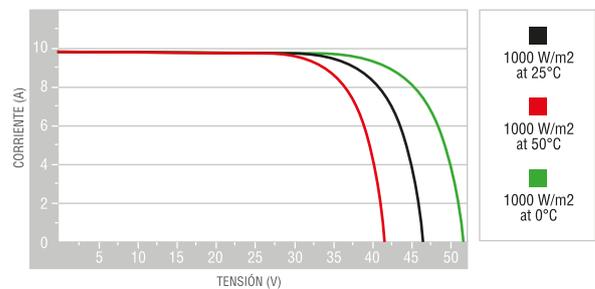
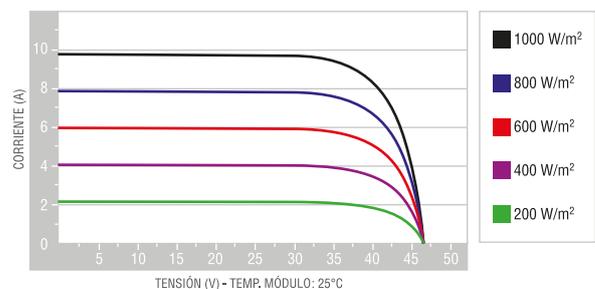
Resistencia al fuego	Clase de reacción al fuego: 1 (UNI 9177)
----------------------	--

TAMAÑO



CARACTERÍSTICAS CORRIENTE/VOLTAJE

Valores referidos al panel: SG360M



*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m², Module Temperature 25°C, Air Mass 1.5

**NOCT: Nominal Operation Cell Temperature Sun 800W/m²; Air 20°C; Wind speed 1m/s

*** Los palé pueden ser sobrepuestos máximo por dos

Se especifica que los datos técnicos, las informaciones y representaciones consignadas en el presente documento mantienen un valor meramente indicativo. PEIMAR se reserva la facultad de modificar en cualquier momento y sin preaviso, los datos, los diseños y las informaciones consignadas en el presente documento.

ES_VERS 1_08/2018

PEIMAR
ITALIAN PHOTOVOLTAIC MODULES

Via Creta 72, 25124 Brescia, ITALY • www.peimar.com • info@peimar.com

INVERSORES SOLARES

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



01

01 Inversor central
ABB, PVS800

Plataforma de inversor líder del mercado

Los inversores solares ABB han sido desarrollados sobre la base de décadas de experiencia en la industria y una probada plataforma tecnológica. La experiencia práctica incomparable de nuestra empresa, líder tecnológico y del mercado mundial en convertidores de CA y CC de velocidad variable, es el sello de la nueva gama de inversores solares.

Los inversores, basados en la exitosa plataforma de convertidores industriales de ABB – los convertidores industriales más utilizados en el mercado – son la forma más eficiente y rentable de convertir la corriente continua generada por los módulos solares en corriente alterna de alta calidad, sin generación de CO₂ y lista para ser inyectada en la red.

Los inversores solares centrales ABB elevan la fiabilidad, eficiencia y facilidad de instalación hasta un nuevo nivel. Estos inversores están dirigidos a integradores de sistemas y usuarios finales que precisen inversores solares de alto rendimiento para plantas de energía fotovoltaica de gran superficie. Los inversores están optimizados para centrales eléctricas rentables de varios megavatios.

Inversores solares de ABB

Los inversores centrales ABB son idóneos para grandes instalaciones fotovoltaicas pero también son adecuadas para centrales eléctricas de gran tamaño instaladas en edificios comerciales o industriales. Gracias a su alto rendimiento, componentes contrastados, un diseño compacto y modular y una serie de servicios durante todo el ciclo de vida del producto, los inversores centrales ABB garantizan una amortización rápida de la inversión.

Principales características

- Alta eficiencia
- Diseño modular y compacto
- Amplia protección de los lados de CC y CA
- Total funcionalidad de soporte de red
- Instalación rápida y sencilla
- Gama completa de opciones para la transmisión de datos de tipo industrial, incluida la monitorización remota
- Servicio durante el ciclo de vida del producto a través de la amplia red de servicio global de ABB

—
02

Maximiza rendimiento sin perder un vatio

—
02 Una vista desde la estación PVS800-IS del inversor ABB, que aloja dos inversores centrales PVS800.

Máxima energía e ingresos por inyección a la red

Los inversores centrales ABB hacen gala de un alto rendimiento. Con un control optimizado y preciso del sistema y un algoritmo de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT), se asegura que los módulos solares entreguen la máxima cantidad de energía a la red eléctrica. Esto hace que los usuarios finales obtengan los máximos ingresos posibles por la inyección subvencionada a red.

Componentes ABB contrastados

Los inversores están provistos de componentes ABB contrastados, con un expediente intachable por su excelente rendimiento en aplicaciones exigentes y entornos duros. Estos inversores, dotados de una amplia protección eléctrica y mecánica, se han diseñado para proporcionar una vida útil prolongada y fiable durante un mínimo de 20 años.

Diseño compacto y modular

Los inversores se han diseñado pensando en una instalación rápida y sencilla. El diseño industrial y la plataforma modular ofrecen una amplia gama de opciones, como la monitorización remota, la conexión del bus de campo y los armarios de CC modulares y flexibles. El armario de CC integrado ahorra espacio y dinero. Los tiempos de entrega de los inversores, fabricados a medida y configurados conforme a las necesidades de los usuarios, son reducidos.

Conectividad efectiva a la red de distribución

Los inversores centrales ABB forman parte de una gama de inversores solares sin transformador que permite a los integradores de sistemas diseñar la planta fotovoltaica usando una óptima combinación de inversores de distintos tamaños y la conexión adecuada a la red. Los inversores se conectan a la red de distribución de media tensión (MV) bien centralmente bien de forma distribuida, dependiendo de la posición de la conexión a la red y del tamaño y la forma de la planta.

Características avanzadas de soporte de red

El software del inversor central ABB incluye todas las características de monitorización y soporte de red más recientes, como la limitación de potencia activa, los huecos de tensión (LVRT) con alimentación de corriente y el control de potencia reactiva. Se puede limitar la salida de potencia reactiva y activa usando una fuente externa. La potencia activa también se puede limitar automáticamente como una función de frecuencia de red.

Todas las características de soporte de red son parametrizables, lo que permite un ajuste sencillo según los requisitos de servicios locales. Además, los inversores centrales ABB son capaces de soportar la estabilidad de la red de noche, proporcionando potencia reactiva con la entrada de CC desconectada.

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



Alto rendimiento total

- Alta eficiencia
- Bajo consumo de potencia auxiliar
- Seguimiento del punto de potencia máxima eficiente
- Larga y fiable vida útil de, al menos, 20 años

Funcionalidad de soporte de red completa

- Compensación de potencia reactiva también durante la noche
- Limitación de potencia activa
- Huecos de tensión con alimentación de corriente

Compatibilidad de código de red

- Amplio cumplimiento del código de red del país en cuestión
- Capacidad de adaptación a varios requisitos de servicio locales

Soporte y servicio durante el ciclo de vida

- Amplia red de servicio global de ABB
- Ampliaciones de garantía
- Contratos de servicio
- Servicio técnico durante la vida útil del producto

Diseño modular industrial

- Diseño de producto compacto y de fácil mantenimiento
- Instalación rápida y sencilla
- Armario de entrada de CC flexible e integrado

Amplia protección

- Amplia protección de los lados de CC y CA con filtros, protección contra sobretensiones y fusibles integrados
- Seguridad y fiabilidad aumentadas con contactores en los lados de CC y CA
- Alta protección contra sobretensiones

Tecnología contrastada

- Desarrollado sobre la base de plataforma ABB, líder tecnológico del mercado mundial en convertidores de CA y CC de velocidad variable

Amplias opciones de comunicación

- Gama completa de opciones de comunicación de datos industriales
- Protocolo de Ethernet/Internet
- Monitorización remota

Inversores centrales ABB

PVS800 – 500 a 1000 kW



Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Entrada (CC)				
Rango de tensión CC, mpp (U_{CC})	450 a 825 V	525 a 825 V	525 a 825 V	600 a 850 V
Tensión CC máx. ($U_{CC,max}$)	1100 V	1100 V	1100 V	1100 V
Intensidad CC máx. ($I_{CC,max}$) ¹⁾	1145 A	1230 A	1710 A	1710 A
Número de entradas CC protegidas	4 a 15 (+/-)	4 a 15 (+/-)	8 a 20 (+/-)	8 a 20 (+/-)
Salida (CA)				
Potencia de salida CA nominal ($P_{CA,nom}$) ¹⁾	500 kW	630 kW	875 kW	1000 kW
Potencia de salida máx. ²⁾	600 kW	700 kW	1050 kW	1200 kW
Potencia a $\cos\varphi = 0.95$ ¹⁾	475 kW	600 kW	830 kW	950 kW
Intensidad nominal CA ($I_{CA,nom}$)	965 A	1040 A	1445 A	1445 A
Tensión nominal ($U_{CA,nom}$) ³⁾	300 V	350 V	350 V	400 V
Frecuencia de salida (f_{CA})	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
Distorsión armónica de la intensidad ⁴⁾	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Estructura de la red ⁵⁾	TN e IT	TN e IT	TN e IT	TN e IT
Rendimiento				
Rendimiento máx. ⁶⁾	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
Euro-eta ⁶⁾	98.2%	98.4%	98.5%	98.6%
Consumo de energía				
Consumo propio en funcionamiento	490 W	490 W	650 W	650 W
Consumo en modo de espera	65 W	65 W	65 W	65 W
Tensión auxiliar externa ⁷⁾	230 V, 50 Hz			
Dimensiones y peso				
Anchura/Altura/Profundidad, mm	2630/2130/708	2630/2130/708	3630/2130/708	3630/2130/708
Peso aprox. ⁸⁾	1800 kg	1800 kg	2320 kg	2320 kg

¹⁾ 630 kW a 45 C. 500, 875 y 1000 kW a 50C.

²⁾ A 25C. Para más detalles consulte el manual del usuario.

³⁾ +/- 10%

⁴⁾ A potencia nominal

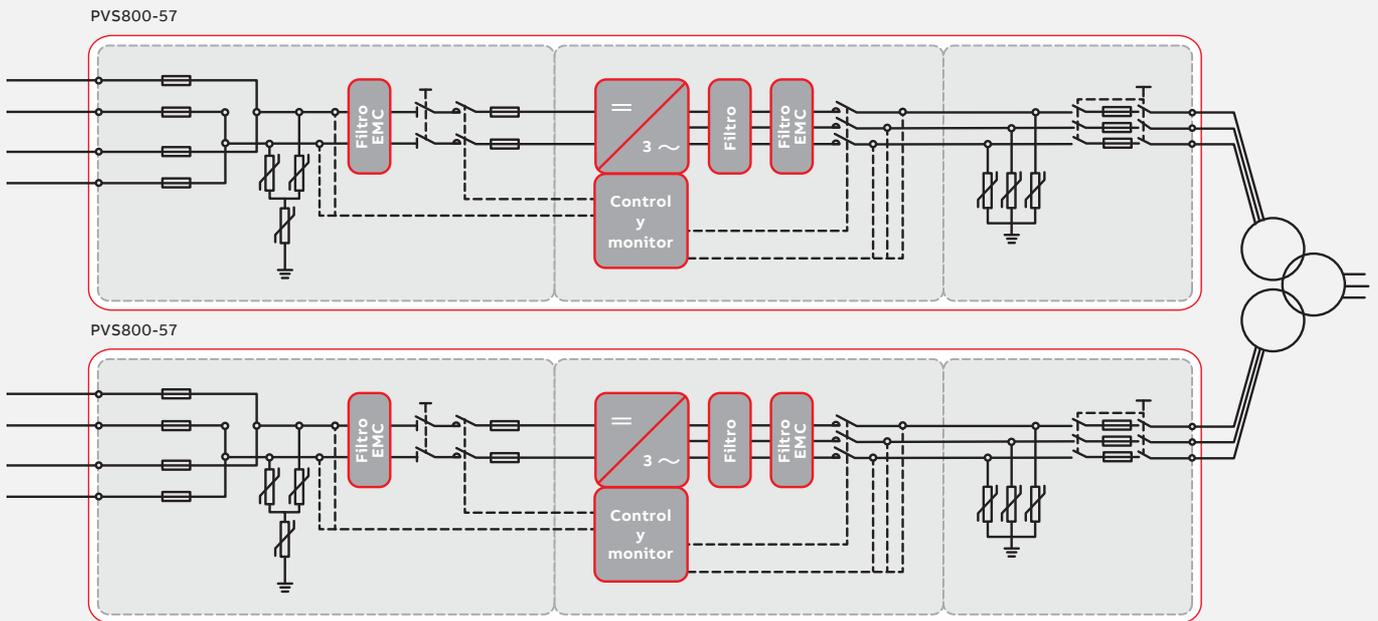
⁵⁾ En el lado del inversor es necesaria red tipo IT

⁶⁾ Rendimiento sin consumo auxiliar a mín U_{CC}

⁷⁾ Opcional a 115 V y 60 Hz

⁸⁾ Para el caso del mínimo número de entradas de CC posibles. Para más detalles consulte el manual del usuario.

Diseño y conexión a la red del inversor central ABB



Datos técnicos y tipos

Código de tipo	PVS800-57-0500kW-A	PVS800-57-0630kW-B	PVS800-57-0875kW-B	PVS800-57-1000kW-C
Límites ambientales				
Categoría de protección	IP42	IP42	IP42	IP42
Rango de temperatura ambiente (potencia nom.) ⁹⁾	-15 a +50 °C	-15 a +45 °C	-15 a +50 °C	-15 a +50 °C
Temperatura ambiente máxima ¹⁰⁾	+55 °C	+55 °C	+55 °C	+55 °C
Humedad relativa (sin condensación)	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%	15 a 95%
Altitud máxima sobre el nivel del mar ¹¹⁾	4000 m	4000 m	4000 m	4000 m
Nivel máximo de ruido ¹²⁾	75 dBA	75 dBA	75 dBA	75 dBA
Máximo flujo de aire de la sección del inversor	5000 m ³ /h	5000 m ³ /h	7950 m ³ /h	7950 m ³ /h
Protección				
Monitorización contra defecto a tierra ¹³⁾	Sí	Sí	Sí	Sí
Monitorización de red	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección anti-isla	Sí	Sí	Sí	Sí
Polaridad inversa de CC	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra cortocircuito y sobreintensidad de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
Protección contra sobretensión y sobretemperatura de CC y CA	Sí	Sí	Sí	Sí
Interfaz de usuario y comunicaciones				
Interfaz local de usuario	Panel de control local ABB			
Entradas/Salidas analógicas	1/2	1/2	1/2	1/2
Entradas Digitales/Relé de salida	3/1	3/1	3/1	3/1
Conectividad de bus de campo	Modbus, PROFIBUS, EtherNet			
Cumplimiento de normativas del producto				
Seguridad y CEM	Conformidad CE de acuerdo con las Directivas de Baja Tensión y de CEM			
Certificaciones y aprobaciones ¹⁴⁾	VDE, CEI, UNE, RD, EDF, P.O. 12.3, BDEW, GOST, AS, ZA			
Soporte de red y funciones de red	Compensación de la potencia reactiva ¹⁵⁾ , Reducción de potencia, LVRT, HVRT, Protección anti-isla			

⁹⁾ No se permite escarcha. Puede requerirse calefacción del armario.

¹⁰⁾ Reducción de potencia por encima de los 40 °C/45 °C

¹¹⁾ Reducción de potencia por encima de los 1000 m

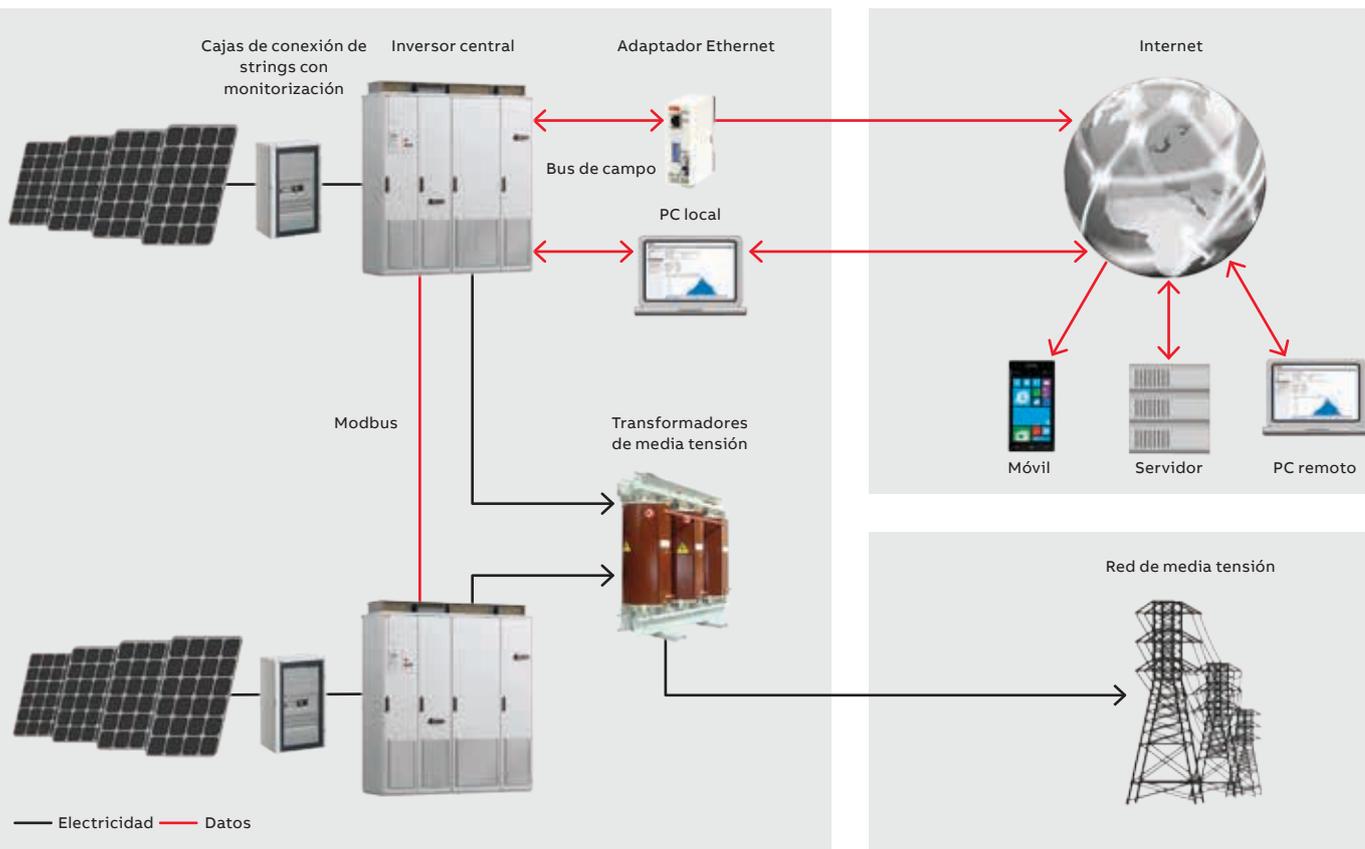
¹²⁾ A potencia parcial típicamente <70 dBA

¹³⁾ Opcional

¹⁴⁾ Para más información, por favor, contactar con ABB

¹⁵⁾ También durante la noche

Esquema de transmisión de datos del inversor central ABB



Opciones

- Solución flexible para la extensión de entradas de CC mediante armarios integrados
- Calefacción de los armarios
- Ampliaciones de E/S
- Conexión a tierra del polo positivo o negativo del generador de CC
- Conexiones Fieldbus y Ethernet
- Medida de intensidad de cada entrada de CC
- Ampliaciones de garantía
- Contrato de Servicio de mantenimiento

Accesorios

- Cajas de conexión de strings con monitorización
- Soluciones para la monitorización remota

Asistencia y servicio

ABB presta asistencia a sus clientes con una red de servicio dedicada en más de 60 países y ofrece una amplia gama de servicios para el ciclo completo de vida del producto, desde la instalación y la puesta en marcha al mantenimiento preventivo, los recambios, reparaciones y reciclaje.

Para obtener más información póngase en contacto con su representante ABB local o visite la web:

www.abb.com/solarinverters
www.abb.es

Nos reservamos el derecho de realizar cambios técnicos o modificar el contenido de este documento sin previo aviso. En relación a las solicitudes de compra, prevalecen los detalles acordados. ABB no acepta ninguna responsabilidad por cualquier error potencial o posible falta de información de este documento.

Nos reservamos los derechos de este documento, los temas que incluye y las ilustraciones que contiene. Cualquier reproducción, comunicación a terceras partes o utilización del contenido total o parcial está prohibida sin consentimiento previo por escrito de ABB. Copyright© 2017 ABB Todos los derechos reservados



CPS CB08-O



High Reliability

- PV specialized HV lightning surge protector is selected
- PV specialized DC circuit breaker is selected
- PV specialized DC fuse protector is selected
- Reverse charging-proof diode is selected to prevent reverse polarity connection

Broad Adaptability

- IP65 protection level (water-proof, dust-proof, rust-proof and sun-proof)
- Strict high/low temperature test, suitable for a wide range of regions
- Optimized system routing and simple installation

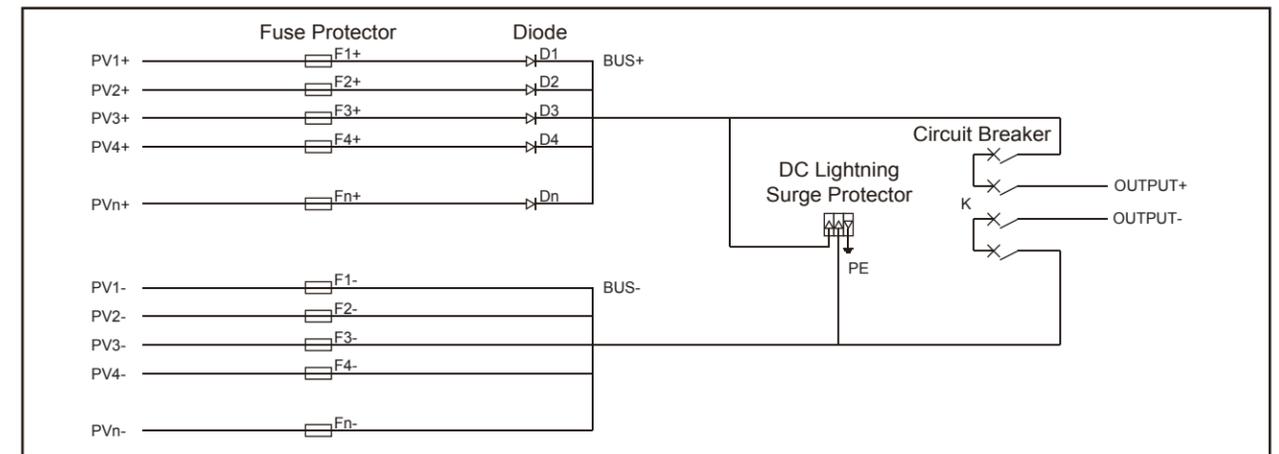
Flexible Configuration

- 8 and 16 strings of DC input are 2 standard configuration and customization is available
- Applicable for single crystal silicon and film PV modules; Modification of DC fuse protector is available
- High DC input voltage reaches up to 1000Vdc

CPS CB16-O



Schematic Diagram



Technical Data

	CPS CB08-O	CPS CB16-O
Electric Data		
Max. DC Voltage	1000Vdc	
Max. Input Current	8 × 10A	16 × 10A
Max. Input Strings [※]	8	16
Input Current for Fuse Protector [#]	8 × 12A	16 × 12A
Max. Output Current	80A	160A
Surge Protection		
Experimental Level	II	
In (8/20μs)	20kA	
I _{max} (8/20μs)	40kA	
U _p	3.8kV	
Max. Operation Voltage	1000V	
Number of Poles	3P	
Design Features	Plug type modules for convenient replacement without power cut; Indication window for working status display; Remote telesignalisation is optional	
System		
Protection Degree	IP65	
Installation Method	Wall mounting	
Operating Temperature	-25°C - +55°C	
Altitude	4000m	
Humidity	0-95%, non-condensing	
Mechanical Data		
W×H×D (mm)	550 × 450 × 180	680 × 500 × 180
Weight (kg)	21	29

※ Generally, 4, 6, 8, 10, 12 and 16 strings of DC input are available to meet the need of customers.

5A input current of fuse protector is available according to customers' need.

PV Combiner Box CB08-O/CB16-O

For medium and large PV systems, DC combination equipment is essential and can be used to simplify the cable connection between PV panels and inverters in order to raise the reliability of the PV system and make the maintenance of system more convenient. CPS PV combiner box provides customers with a safe, concise and also economic PV system product in standard industrial design according to the CGC/GF002:2010 national regulations of PV combiner box's technical specifications.

Users may put the PV panels with the same type together in series as PV arrays within the allowable DC voltage range for the inverter and then connect several arrays to the combiner box for DC convergence. Before inputting DC to the inverter, the surge protector and breaker in the combiner box ensures the safety of PV system.



CAJAS DE CONEXIÓN CCD



Información general

Las cajas combinadoras Conermex CCD permiten la unión de 2 o más cadenas de paneles solares de manera conveniente, facilitando el trabajo de instalación y ahorrando costos en tubería y cableado.

Además sus protecciones contra descargas integradas, otorgan una mayor seguridad en eventos de descargas atmosféricas.

Las nuevas cajas combinadoras Conermex CCD son la evolución de nuestros modelos anteriores y cuentan con las siguientes ventajas:

- Compatibles con sistemas de hasta 1000 V.
- Compatible con cadenas de módulos solares de hasta 370 Wp.
- Protecciones contra descargas fácilmente reemplazables y montadas al interior del gabinete.
- 3 Versiones de producto: Para inversores con transformador, Para inversores sin transformador y para inversores con doble MPPT.
- Cajas más amplias para mayor comodidad de cableado

MODELO	CCD-2S- 1K	CCD-2S- TL	CCD-4S- 1K	CCD-4S- TL	CCD-4S- 2MPPT
Número de entradas (positivo y negativo)	2	2	4	4	4
Número de salidas (Positivo y negativo)	1	1	1	1	1+1 configurable
Calibre de cable admitido para la salida	16 - 4 AWG (1.5 - 25 mm ²)				
Para aplicaciones con inversores	Con transformador	Sin transformador	Con transformador	Sin transformador	TL - Doble MPPT
Voltaje máximo de sistema	1000 V				
Corriente máxima de sistema (por cadena)	15 A				
Grado de protección	Tipo NEMA 3R				
Clase de protección contra descargas	Tipo II				
Corriente máxima de descarga	30 kA				
Material del gabinete	Acero galvanizado con pintura epóxica				
Dimensiones (Alto x Largo x Ancho)	30x30x15 cm	30x30x15 cm	30x30x15 cm	30x30x15 cm	40x30x20 cm
Peso	5.2 kg	5.2 kg	5.5 kg	5.5 kg	7 kg

DC-CMB-UT10-16/DC-CMB-UT10-24/DC-CMB-UT10-32/
DC-CMB-UT15-16/DC-CMB-UT15-24/DC-CMB-UT15-32



Resistente

- Sólida carcasa de poliéster de fibra de vidrio reforzado
- Colocación en interiores y exteriores por el tipo de protección IP54

- Funcionamiento a temperaturas ambiente de -25°C a 60°C y hasta los 4000 m de altura sobre el nivel del mar

Sencillo

- Instalación sencilla por el diseño compacto y el peso reducido
- Interruptor-seccionador de potencia de CC integrado para la mayor seguridad

Versátil

- Para tensiones del generador fotovoltaico de 1000 V y 1500 V
- Agrupación y protección de 16, 24 o 32 strings para flexibilizar el diseño de la planta

SMA STRING-COMBINER

Para agrupar con seguridad todos los strings en el campo fotovoltaico

Gracias a sus dimensiones compactas, las cajas pueden instalarse tanto en interiores como en exteriores de forma rápida, segura y sencilla y, con su carcasa robusta, garantizan una larga vida útil y una seguridad fiable en el campo fotovoltaico. Los SMA String-Combiner con 24 o 32 entradas de string están equipados de serie con 24 o 32 entradas de string con dos salidas de cable por polo, e incluyen, al igual que el Combiner con 16 entradas de string, un área estanca de 17 a 38,5 milímetros. Pueden introducirse cables con secciones de 70 a 400 mm².

SMA STRING-COMBINER

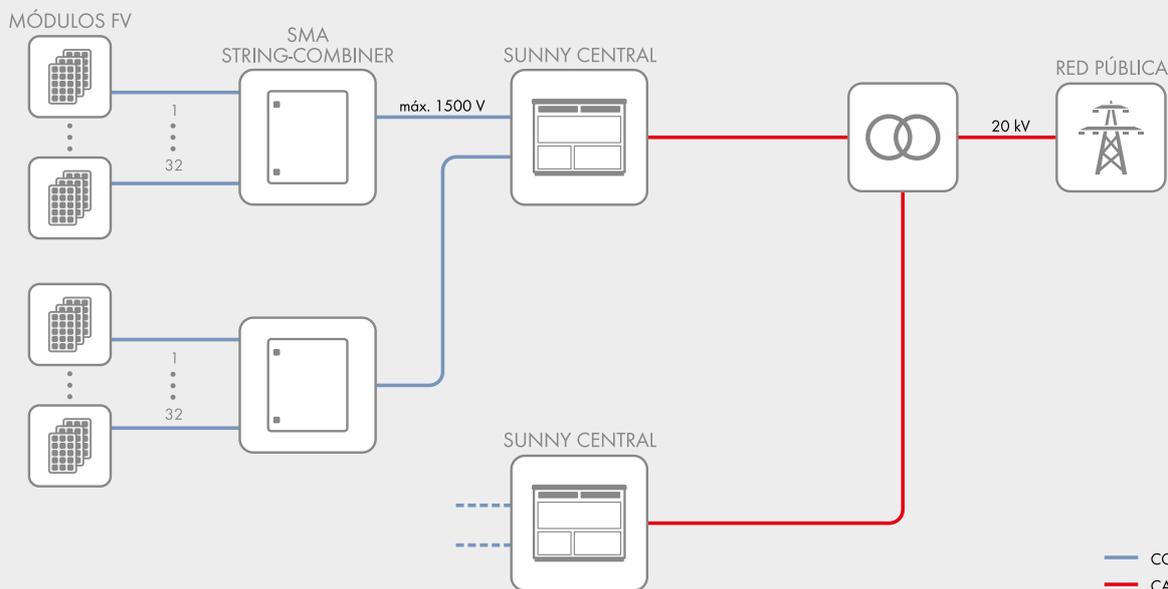
para un sistema de 1000 V_{CC}

Datos técnicos	DC-CMB-U10-16	DC-CMB-U10-24	DC-CMB-U10-32
Entrada (CC)			
Tensión asignada	1000 V	1000 V	1000 V
Derrateo por altura (tensión asignada)	2001 m a 3000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,0% por 100 m 3001 m a 4000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,2% por 100 m		
Número de entradas de string/Portafusibles por polo	16	24	32
Corriente asignada	13,75 A	12,5 A	12,5 A
Tipo de fusible*	10,3 x 38 - 1000 V CC - gPV		
Conexión de string	Conexión al portafusibles		
Área estanca del racor atornillado para cables	5 mm a 8 mm		
Salida (CC)			
Corriente asignada	220 A	300 A	360 A
Derrateo de temperatura (corriente asignada)	> 50 °C de temperatura de servicio = reducción del 1% por K		
Interruptor de CC (interruptor-seccionador)	250 A/1000 V	400 A/1000 V	400 A/1000 V
Descargador de sobretensión	Tipo 2, I _n = 15 kA; I _{máx.} = 40 kA		
Salida de CC	Barra colectora (terminal de anillo M12)		
Número de salidas de CC	1	1/2	1/2
Sección del conductor	Barra colectora 70 mm ² a 400 mm ²		
Zona de aislamiento de racores atornillados para cables	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm
Carcasa/Parámetros ambientales			
Tipo de protección según IEC 60529	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado
Material de la carcasa	Poliéster reforzado con fibra de vidrio/Resistente a la radiación UV		
Dimensiones (ancho/alto/fondo), incl. soporte mural y mazo de cables de string	550/650/260 mm (21,65/25,59/10,24 inch)		590/790/285 mm (23,23/31,10/11,22 inch)
Peso máx.	24,2 kg (53,5 lb)	27,4 kg (60,5 lb)	34 kg (75 lb)
Clase de protección (según IEC 61140)	II	II	II
Tipo de montaje	Montaje mural		
Temperatura ambiente durante el funcionamiento/durante el almacenamiento	-25 °C a +60 °C / -40 °C a +70 °C		
Humedad relativa del aire	0% a 95%, sin condensación		
Altitud máx. sobre el nivel del mar	4000 m	4000 m	4000 m
Estándares			
Conformidad	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* Necesario accesorio			

SMA STRING-COMBINER para un sistema de 1500 V_{CC}

Datos técnicos	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
Entrada (CC)			
Tensión asignada	1500 V	1500 V	1500 V
Derrateo por altura (tensión asignada)	2001 m ... 3000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,0% por 100 m 3001 m ... 4000 m sobre el nivel del mar = reducción del 1,2% por 100 m		
Número de entradas de string/Portafusibles por polo	16	24	32
Corriente asignada	17,2 A	13,75 A	10,31 A
Tipo de fusible*	10,3 x 85 - 1500 V CC - gPV		
Conexión de string	Conexión al portafusibles		
Área estanca del racor atornillado para cables	5 mm a 8 mm		
Salida (CC)			
Corriente asignada	275 A	330 A	330 A
Derrateo de temperatura (corriente asignada)	> 50 °C de temperatura de servicio = reducción del 1% por K		
Interruptor de CC (interruptor-seccionador)	400 A/1500 V	400 A/1500 V	400 A/1500 V
Descargador de sobretensión	Tipo 2, I _n = 15 kA; I _{máx.} = 40 kA		
Salida de CC	Barra colectora (terminal de anillo M12)		
Número de salidas de CC	1	1/2	1/2
Sección del conductor	Barra colectora 70 mm ² a 400 mm ²		
Zona de aislamiento de racores atornillados para cables	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm	17 mm a 38,5 mm
Carcasa/Parámetros ambientales			
Tipo de protección según IEC 60529	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado	IP 54/autoventilado
Material de la carcasa	Poliéster reforzado con fibra de vidrio/Resistente a la radiación UV		
Dimensiones (ancho/alto/fondo), incl. soporte mural y mazo de cables de string	550/650/260 mm (21,65/25,59/10,24 inch)		590/790/285 mm (23,23/31,10/11,22 inch)
Peso máx.	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Clase de protección (según IEC 61140)	II	II	II
Tipo de montaje	Montaje mural		
Temperatura ambiente durante el funcionamiento/durante el almacenamiento	-25 °C a +60 °C/-40 °C a +70 °C		
Humedad relativa del aire	0% a 95%, sin condensación		
Altitud máx. sobre el nivel del mar	4000 m	4000 m	4000 m
Estándares			
Conformidad	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* Necesario accesorio			

EJEMPLO DE PLANTA





	Tolerancia	Degradación	Mismatch	Dispersión	Suciedad	Inversor +PMP	Cableado	Disponibilidad	Acoplamiento	Temperatura	PR
Enero	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	93,83%	79,58%
Febrero	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	94,15%	79,85%
Marzo	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	94,99%	80,56%
Abril	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	95,39%	80,90%
Mayo	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	96,48%	81,82%
Junio	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	97,79%	82,93%
Julio	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	98,26%	83,34%
Agosto	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	98,41%	83,46%
Septiembre	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	97,62%	82,79%
Octubre	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	96,43%	81,78%
Noviembre	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	94,72%	80,33%
Diciembre	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	93,91%	79,65%
Media	97,00%	99,00%	97,00%	99,00%	98,00%	98,70%	98,50%	98,00%	98,50%	96,00%	81,42%