

ANEJO 29
ESTUDIO DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SOLAR

1. INTRODUCCIÓN

Tras la redacción de un estudio de viabilidad para un parque fotovoltaico, en la parcela ocupada por la actual EDAR, para alimentar la totalidad de la nueva planta depuradora y donde se estimó que el espacio disponible no era suficiente para alimentar dicha planta en su totalidad, se redactada el presente Anejo para estimar la viabilidad de emplear energía solar para alimentar parcialmente la nueva estación depuradora.

La energía solar es en la actualidad uno de los métodos más limpios de producción de energía conocidos. Los paneles constituyen uno de los métodos más simples que se pueden usar para convertir la energía del sol en energía eléctrica aprovechable, sin que esta transformación produzca subproductos peligrosos para el medio ambiente. Parten de una fuente de energía que se va a considerar inacabable, la emitida por el Sol.

Para estudiar la viabilidad de esta instalación se ha partido, por un lado, de los consumos estimados de los equipos diseñados y recogidos dentro del Proyecto de Construcción de la Estación depuradora de Aguas Residuales de Mercagranada. Y por otro lado, se ha considerado el precio del Kilowatiohora de energía consumida, suponiendo los precios de mercado medio en el momento de la redacción de este estudio.

2. NORMATIVA APLICABLE

Para la redacción del presente documento se ha tenido en cuenta la siguiente normativa:

- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT).

Recientemente se ha modificado la legislación energética de España, por medio del RDL 15/2018. En dicha ley se establecen las siguientes formas de generación eléctrica para autoconsumo:

- a) Modalidades de suministro con autoconsumo sin excedentes. Cuando los dispositivos físicos instalados impidan la inyección alguna de energía excedentaria a la red de transporte o distribución. En este caso existirá un único tipo de sujeto de los previstos en el artículo 6, que será el sujeto consumidor.
- b) Modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes. Cuando las instalaciones de generación puedan, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6, el sujeto consumidor y el productor.

Además se indica que las instalaciones de producción no superiores a 100 kW de potencia asociadas a modalidades de suministro con autoconsumo con excedentes estarán exentas de la obligación de inscripción en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. No obstante, las Comunidades Autónomas y las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla podrán dar de alta, de oficio, dichas instalaciones en sus respectivos registros administrativos de autoconsumo. Reglamentariamente se establecerá el procedimiento por el Gobierno el procedimiento para la remisión de dicha información al Ministerio para la Transición Ecológica para su incorporación en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica.

La energía autoconsumida de origen renovable, cogeneración o residuos estará exenta de todo tipo de cargos y peajes. En el caso en que se produzca transferencia de energía a través de la red de distribución en instalaciones próximas a efectos de autoconsumo se podrán establecer las cantidades que resulten de aplicación por el uso de dicha red de distribución. Los excedentes de las instalaciones de generación asociadas al autoconsumo estarán sometidos al mismo tratamiento que la energía producida por el resto de las instalaciones de producción, al igual que los déficits de energía que los autoconsumidores adquieran a través de la red de transporte o distribución estarán sometidos al mismo tratamiento que los del resto de consumidores.

3. JUSTIFICACIÓN TEÓRICA

La energía contenida en los rayos solares se puede establecer a partir de la ecuación de Plank:

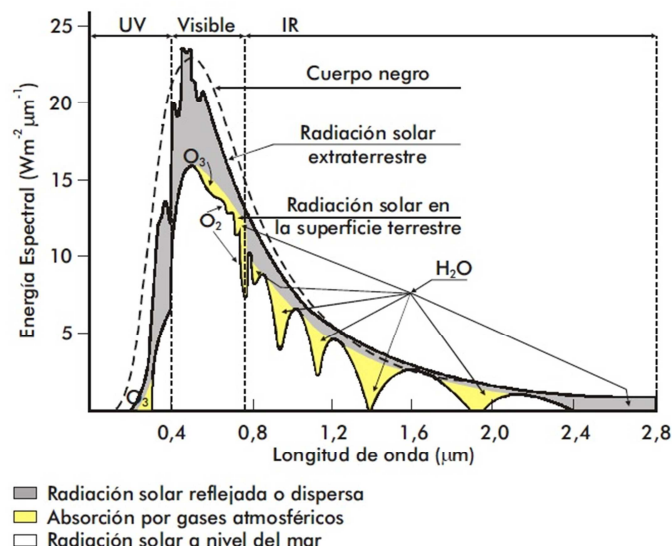
$$E = h \cdot \nu$$

donde,

- E es la energía disponible en la radiación solar.
- h es la constante de Plank ($6,625 \cdot 10^{-43} J$).
- ν es la frecuencia con la que oscilan los fotones o frecuencia de las ondas de luz.

De la fórmula se obtiene que hay espectros de frecuencia con gran cantidad de energía, como los rayos gamma, y otro menor energéticos como la los infrarojos. De igual forma existen frecuencias que no llegan a atravesar las capas altas de la atmósfera y otras que llegan a atravesar los tejidos blandos de los seres vivos, como rayos X.

La energía solar que llega a la parte alta de la atmósfera es una mezcla de radiaciones de diferentes longitudes de onda. Estos constituyen el espectro solar terrestre.



De la energía que llega a la esfera terrestre la atmósfera absorbe una gran parte. Para medir la energía que llega a esta capa exterior de la atmósfera se establece la **constante solar**. Se trata de la energía que recibiría la superficie terrestre si no tuviera atmósfera.

La constante solar es por tanto, la energía que incide sobre $1 m^2$ de la parte exterior de la atmósfera. Su valor es $1.353 W/m^2$ y varía en un más menos 3% a lo largo del año debido a la elipticidad de la órbita terrestre.

Esta energía que incide sobre la atmósfera sufre 3 fenómenos: reflexión, difusión y absorción. En unas condiciones óptimas, día perfectamente claro y rayos solares perpendiculares a la superficie, menos de las 3/4 de la energía incidente llegaría a la atmósfera. Así en las citadas condiciones óptimas la energía aprovechable es de $1.000 W/m^2$ aproximadamente. Sin embargo, entran en juego otros factores como nubosidad, oblicuidad de los rayos según latitud, altura... de forma que la energía real aprovechable es menor.

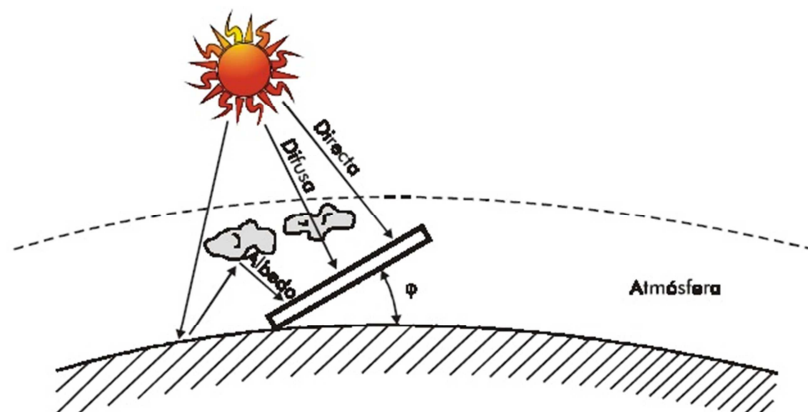
La energía que incide en la atmósfera llega a la superficie terrestre de dos forma: radiación directa y radiación difusa. Y parte de esta es reflejada de nuevo hacia el espacio. Siendo albedo, el porcentaje que es reflejado.

La proporción entre las componentes y el albedo, dependen de múltiples factores: condiciones meteorológicas, inclinación de la superficie, elementos colindantes, presencia de superficies reflectantes. A su vez, parte del albedo es nuevamente reflejado por la atmósfera hacia la superficie terrestre.

Debido al ángulo formado entre el plano del ecuador y el plano de la rotación terrestre, el Sol en su cenit no incide con el mismo ángulo sobre la superficie terrestre a lo largo del año. Y al no emplear paneles direccionales, la inclinación de los paneles seguirán las siguientes recomendaciones:

- Utilización principalmente en invierno: inclinación 20° mayor que la latitud.
- Utilización principalmente en primavera y verano: 10° menos que la latitud.
- Utilización uniforme a lo largo de año: 10° mayor que la latitud.

Pequeñas variaciones respecto a los ángulos óptimos no afectan drásticamente al rendimiento energético del sistema captador.



A parte de estos condicionantes que depende del lugar de implantación, la energía solar utilizable varía a lo largo del día, como es obvio. Las condiciones óptimas de operación de los paneles implican la presencia de luz solar plena y paneles orientados hacia el sol.

Debido al tamaño, finalidad y lugar de implantación del parque en estudio se descarta el empleo de paneles direccionales. Se emplearán paneles fijos, por lo que los mismos se encontrarán orientados hacia el sur, tal y como se detallará más adelante.

En latitudes medias, como las de España, la orientación óptima como se ha dicho es hacia el sur. Sin embargo, lo que se deja de generar por estar desviados hacia el este o el oeste es un 0,2% por cada grado de desviación respecto al sur (en un entorno de más menos 25º respecto al sur).

Del mismo modo, la desviación respecto a la inclinación óptima para la utilización todo el año, supone un 0,08% por cada grado.

Además es recomendable una inclinación igual o superior a 15º, para permitir algo de autolimpieza debido a la lluvia y para impedir la acumulación de nieve en preferible una inclinación superior a 45º en aquellos lugares con frecuentes nevadas. Aunque este no es el caso.

Así, asumiendo una pérdida aceptable de hasta un 5 - 10 % respecto del óptimo por orientación, se obtiene un abanico de orientaciones posibles que van a permitir adaptar los paneles fotovoltaicos a las instalaciones de marquesinas de un parquin en superficie.

Horas de pico solar.

Es un parámetro fundamental para el dimensionamiento de sistemas fotovoltaicos. Corresponde al número de horas en las que cada metro cuadrado de superficie captadora, obtiene de modo constante 1.000 w de energía. Los módulos fotovoltaicos se caracterizan bajo una condiciones determinadas que son tomadas como referencia y que se denominan **Condiciones Estándar de Medida**.

Estas condiciones son:

- 1 kW/m^2 de radiación solar.
- 25 °C de temperatura de las células fotovoltaicas.
- Incidencia normal.

Para establecer la energía que un panel fotovoltaico es capaz de generar diariamente, hay que conocer cuántas horas diarias existen con esas condiciones estándar. Este concepto es el de **Horas Pico Solar**.

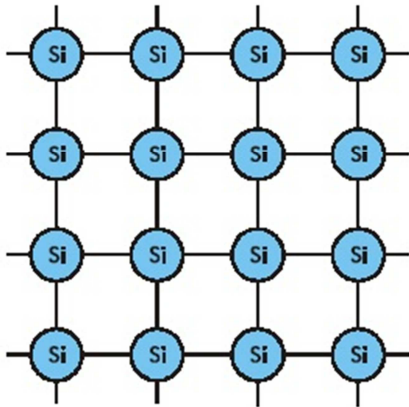
La máxima potencia generada por cada módulo fotovoltaico en estas condiciones es la denominada **Potencia Nominal**.

Así la potencia generada a lo largo de un día se obtendrá a partir de multiplicar a potencia nominal de cada módulo por el número de horas pico. Y a su vez, el número de horas pico del lugar se establecerá dividiendo toda la energía incidida ese día entre 1.000 W/m^2 .

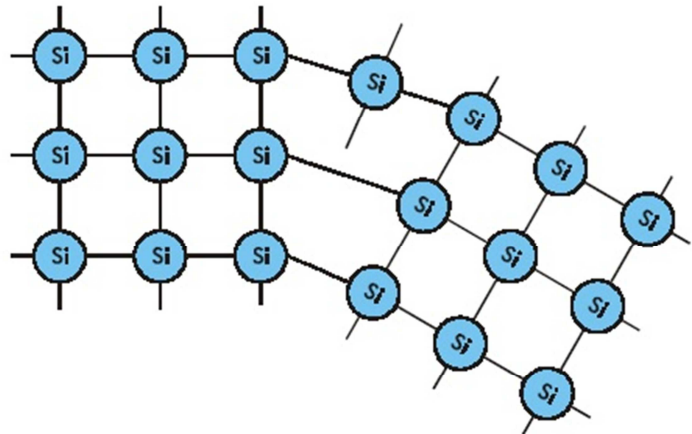
En España el número de horas pico oscila entre 3 y 6, entre norte y sur y entre verano e invierno.

4. TIPOS DE CELDAS

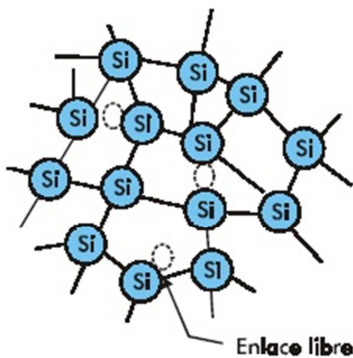
Las celdas solares de silicio pueden constituirse de cristales monocristalinos, policristalinos o silicio amorfo. La diferencia entre ellas radica en la forma en la que están dispuestos los átomos de silicio en la estructura cristalina.



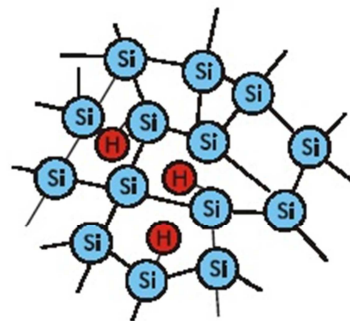
Estructura del Silicio monocristalino



Estructura del Silicio policristalino





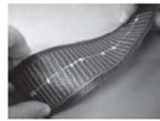
Silicio amorfo



Silicio amorfo hidrogenado

Se llama **eficiencia**, al porcentaje de luz solar que es transformado en electricidad. Los cristales mono y policristalinos, tienen una eficiencia superior a los amorfos, Aunque también lo es su precio.

En la siguiente tabla se resumen las principales características de los distintos tipos de estructura cristalina de las células.

CÉLULAS		RENDIMIENTO LABORATORIO	RENDIMIENTO DIRECTO	CARACTERÍSTICAS	FABRICACIÓN
	Monocrystalino	24 %	15-18 %	Es típico los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralsky).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con fósforo.
	Policristalino	19-20 %	12-14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Existen además otro tipo de células, de **Arsenio de Galio**. Se trata de un semiconductor idóneo para la fabricación de células solares, las cuales están formadas por múltiples películas delgadas, las cuales, a su vez, están cada una constituida por un semiconductor diferente. Son altamente eficientes, pero de alto coste. Su uso se establece en aplicaciones especiales como satélites, por lo que no se tendrán en cuenta en este estudio.

5. COMPONENTES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Paneles solares

Los módulos o paneles solares son los elementos fundamentales del sistema solar fotovoltaico, aunque no los únicos.

Las células solares son extremadamente frágiles, eléctricamente no aislados y carecen de soporte mecánico, por eso una vez fabricados se ensamblan de forma que queden constituyendo una estructura única, rígida y hermética: el **panel fotovoltaico**.

Dentro del panel las células fotovoltaicas pueden conectarse en serie o en paralelo. Lo habitual es conectar en serie las células necesarias para alcanzar la tensión deseada y luego conectando en paralelo varias de estas asociaciones para alcanzar el nivel de intensidad deseado.

Los paneles solares están formados por los siguientes elementos: cubierta frontal, material encapsulante, células o celdas solares y sus conexiones eléctricas. Además la hay con mecanismos de seguimiento y sensores, pero no se han considerado en el siguiente estudio por su alto coste y espacio necesario para su instalación.

La **cubierta frontal** sirve para proteger las células contra las inclemencias del tiempo o contra impactos y suelen ser de vidrio templado de 3-4 mm de espesor y al que se le ha dado una textura que minimiza la reflexión de la luz y favorece la transmisión hacia el semiconductor. Alcanzan transmisiones de hasta el 91%. También los hay de materiales orgánicos y plásticos.

El **material encapsulante** se encuentra entre el vidrio y las células. Como material se suele utilizar un copolímetro denominado EVA (etileno-vinil-acetato). Se trata de un material con un índice de refracción similar al del vidrio y actúa de protección impidiendo la entrada de humedad y polvo. Y además presenta cierta plasticidad que le permite absorber la energía de golpes y dilataciones.

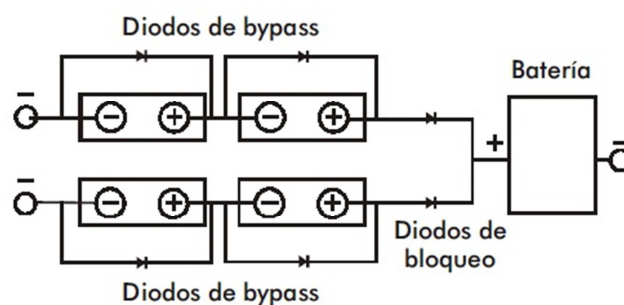
La **cubierta posterior** sirve de protección y cerramiento del módulo, impidiendo también la entrada de humedad. Suele estar formado por varias capas. Al menos una suele ser de aislante eléctrico que al ser opacas reflejan la luz que ha conseguido atravesar las células, devolviéndola hacia las mismas para su aprovechamiento. Otras capas estructurales pueden ser metálicas, plásticas...

El **marco** metálico es la parte que dota de rigidez al conjunto del panel y permite se puedan montar formando estructuras. Suelen ser de aluminio anodizado, acero inoxidable o similar. El marco suele llevar acoplado una toma de tierra tal y como se especifica en REBT.

En la parte posterior suele encontrarse la **caja de conexiones eléctricas**. Esta debe ser accesible y estanca, con un grado de protección adecuado dado que se encuentra a la intemperie. En las borneras de la caja se conectan los conductores que vinculan el módulo al sistema.

Dentro de las cajas de conexiones suelen encontrarse unos diodos de by-pass que protegen individualmente a cada panel de posibles daños ocasionados por sombras parciales, impidiendo que las células sombreadas actúen como receptores.

Existen además unos diodos de bloqueo que impiden que se disipe la electricidad en los módulos en caso de avería. Evitando por ejemplo que el parque de batería se descargue a través del panel cuando este está sombreado.



Baterías

Las **batería o acumuladores** sirven para acumular los paneles que las baterías generan diariamente y así poder usarse en horas donde la energía consumida es superior a la generada.

Debido a la alta potencia consumida por la instalación de depuración y al escaso espacio disponible para el montaje de paneles, la potencia consumida será mayor a la producida, incluso en horas punta. Por lo que el parque de acumuladores tendrá una función de regulación más que de almacenamiento eléctrico.

Al parque de acumuladores se le exigirá:

- Aceptar todas las corrientes de carga que suministren los paneles.
- Mantenimiento nulo o mínimo.
- Fácil instalación y transporte.
- Baja autodescarga.
- Rendimiento elevado.
- Larga vida.

Los tipos de batería más utilizados con de plomo-ácido, acumuladores de gel, níquel-cadmio, ión-litio. Cada una de ellas presenta su ventajas e inconvenientes. Por precio de adquisición y tipo de función prioritaria que va a desarrollar el parque de acumuladores, estos serán de tipo Pb-ácido.

Las especificaciones eléctricas de los acumuladores son:

- Tensión: medida en voltios
- Capacidad nominal: medida en amperios hora (Ah)
- Profundidad de descarga: expresa en tanto por ciento la relación entre la capacidad nominal de la batería y lo que es capaz de descargarse en condiciones de utilización.

El parque de batería debe ser instalado en un lugar ventilado y protegido de llamas y condiciones climáticas extremas. Además se seguirán las siguientes indicaciones:

- Nunca emplear agua de grifo para ajustar la altura del electrolito.
- Una vez conectadas, proteger los bornes con vaselina.
- No utilizar las baterías para un propósito distinto que el de servir de acumuladores y/o reguladores del parque fotovoltaico.
- No emplear baterías de distinto tipo cuando no estén preparadas para ello.
- Las baterías debes estar protegidas para evitar cortocircuitarlas de forma accidental.
- Colocadas por encima del nivel de suelo.

Reguladores de carga

Teniendo en cuenta que la energía solar es variable y estacional, es de suma importancia disponer de un elemento que permita controlar la relación que establecen baterías y sistema generador, fotovoltaico en este caso.

El regulador o controlador de carga es el equipo que se encarga de gestionar el consumo directo de electricidad y la carga de los acumuladores.

Las prestaciones más habituales de los reguladores de carga que se usan en instalaciones solares autónomas son las siguientes:

- Protección contra sobrecarga del acumulador: es la función básica del controlador, evita que la batería se caliente y/o deteriore.
- Alarma por batería baja: son indicadores sonoros y/o lumínicos que indican que el acumulador está descargado.

- Desconexión por baja batería: desconectan el sistema de consumos para proteger las baterías.

Inversor

Son convertidores CC/CA. Debido a los elementos instalados en la EDAR proyectada, los elementos de consumo son de tipo corriente alterna, mientras que la generada en el parque es continua. Es necesario por tanto emplear inversores para adaptar la energía generada a la necesitada.

Existe gran variedad de inversores en el mercado, pero a grandes rasgos se pueden distinguir entre:

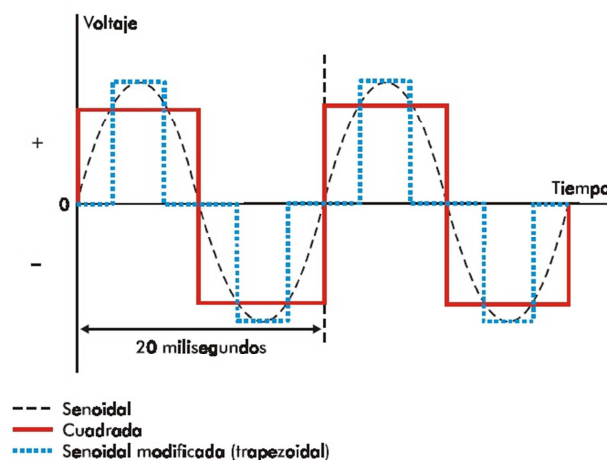
- Inversores de conmutación natural.
- Inversores de conmutación forzada. A su vez pueden ser de salida escalonada o de modulación de anchura de impulsos (PWM).

Los inversores de conmutación natural se aplican a sistemas conectados a la red eléctrica y mediante la conmutación se controla el flujo de energía en el sentido deseado. También son conocidos como inversores conmutados por la red. Actualmente están siendo sustituidos por los inversores de conmutación forzada de tipo PWM.

Los inversores de anchura de pulsos (o inversores de onda senoidal modificada) sintetizan la onda con una cantidad mayor de pulsos por ciclo que los de salida escalonada. Esto reduce en gran medida el contenido de armónicos. Con este tipo, PWM, se consiguen rendimientos por encima del 90%.

Algunos de los parámetros característicos de un inversor son:

- Tensiones nominales de entrada y salida del inversor.
- Potencia nominal de salida. Corresponde al régimen de funcionamiento continuo del circuito de salida. En ocasiones el arranque de motores supone un consumo superior al nominal, por ello también se habla de capacidad de sobrecarga.
- La eficacia, próxima al 85%. Es la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a su salida y la que consume. Esta no es constante y depende del régimen de carga al que está sometido.
- Capacidad de sobrecarga.
- Forma de la onda de la señal de salida.



En la selección del inversor se tendrá en cuenta:

- Deberá tener una eficiencia lo más alta posible. De lo contrario se deberá sobredimensionar el parque de paneles.
- Estar adecuadamente protegido frente a cortocircuitos y sobrecargas.
- Incorporará rearme y desconexión automáticos cuando no se esté empleando consumo de corriente alterna.
- Admitir demandas instantáneas de potencia de al menos el 200% de su potencia nominal.
- Cumplir los requisitos para las instalaciones de 220 V (CA) que se establecen en el REBT.

Cableado

Los voltaje producidos por el parque generador es relativamente bajo y las corrientes relativamente altas. Es por ello que las secciones empleadas son relativamente superiores a las instalaciones habituales de BT. Se establecerá la sección de los mismo atendiendo a lo dispuesto en el REBT.

Los conductores además presentan la particularidad de que se encuentran expuestos a las condiciones atmosféricas, esto rayos UV solares, heladas, calor... incluso al ataque de roedores. Deben presentar una protección adecuada a tal efecto.

Las conexiones se realizarán en cajas de conexiones estancas y con grado de protección IP adecuado.

Las intensidades máximas admisibles de regirán por lo dispuesto en la norma UNE 20460-5-523.

Protecciones

Los elementos que se utilicen como protección (fusibles, magnetotérmicos, interruptores generales y diodos) deben ser adecuados para los valores de tensión e intensidad de la instalación.

Cada aparato llevará su propio fusible e irá instalado en la línea de polaridad positiva.

Se instalará un magnetotérmico a la salida del acumulador y otro a la salida del inversor.



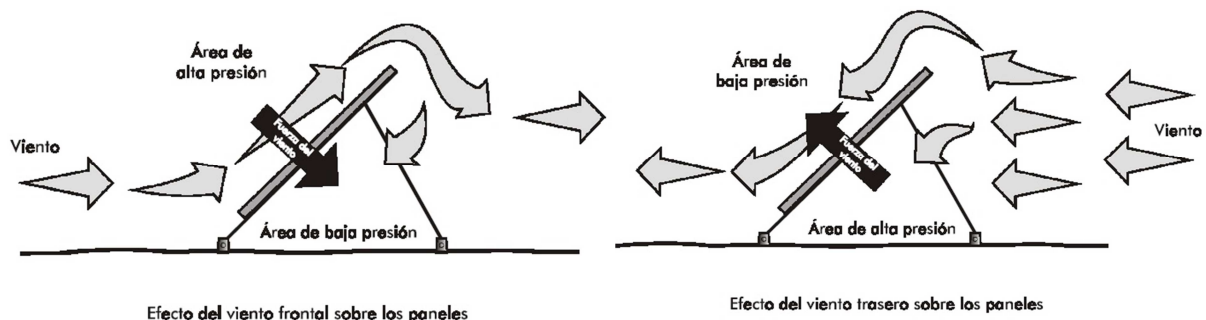
Los diodos, como ya se ha indicado, serán los encargados de impedir que la potencia generada de los módulos o del parque de baterías se disipe en otros módulos fotovoltaicos.

Soportes

El bastidor que sujeta el panel es tan importante como el propio panel, pues un fallo en este supone la paralización de la producción.

El peso de los paneles fotovoltaicos suele ser contenido, sin embargo las acciones del viento suponen una carga importante a tener en cuenta.

Para establecer los empujes del viento se empleará a formulación dispuesta en Código Técnico de la edificación. Considerando las dos direcciones principales de incidencia del viento.



Siguiendo las especificaciones recogidas en el REBT, las estructuras de soporte deben conectarse a tierra. En este caso las estructuras soporte se situarán en las propias marquesinas del aparcamiento.

Los soportes pueden ser:

- Fijos. Presentan una determinada orientación e inclinación que es fija.
- Ajustables. Permiten ajustar la inclinación de los paneles de una estación a otra.
- Automáticos. Realizan un ajuste en dirección e inclinación de forma automática.

Se ha optado por un soporte fijo para minimizar la necesidad de mantenimiento, además debido a la latitud a la que se encuentra Granada es posible orientar los paneles a una inclinación de latitud más 10º, es posible hacerlos funcionar durante todo el año sin provocar una pérdidas sustanciosas. No compensando de esta forma el coste de explotación de tener que orientar los paneles y el sobrecoste de los soportes orientables, con el aumento de producción estimado por el cambio de orientación.

6. CONEXIÓN DE LOS MÓDULOS

Las células individuales tienen valores de tensión de unos 0,5 V y una corriente de unos 2 A. Para obtener potencias utilizables se unen cierto número de ellas. Un panel o placa contiene entre 20 y 40 células. Y normalmente están diseñadas para trabajar con parques de baterías de 12 V o 24 V.

Un conjunto de módulos conectados entre sí, constituyen el **grupo generador**.

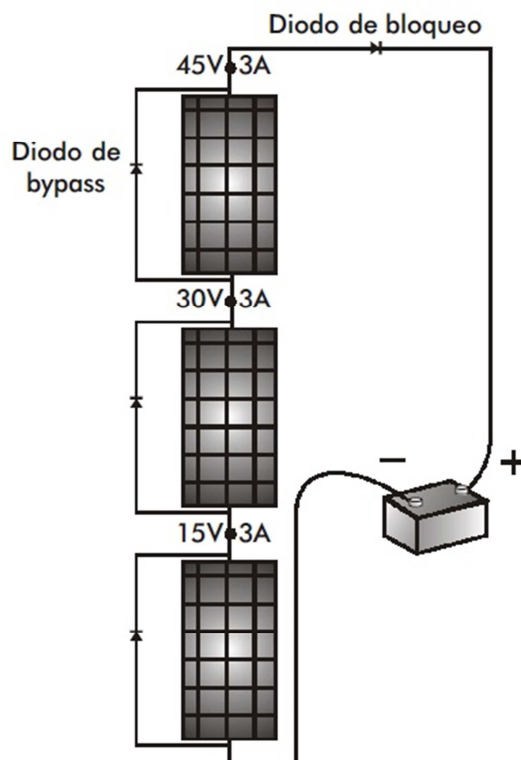
Esto se debe a que la industria de las baterías es previa a la industria fotovoltaica y elegir estas tensiones de salida resulta más práctico.

Los módulos siguen las reglas básicas de la electricidad, de forma que se pueden conectar en serie o en paralelo.

Conexión en Serie.

Se conecta el borne positivo de un panel con el negativo del siguiente. Los bornes finales del grupo generador estará formado por el positivo del último módulo conectado y el terminal negativo del primero.

Si falla uno de los paneles puede hacer que el grupo completo deje de funcionar. Para evitarlo los diodos de bloqueo puentean ese módulo. Es habitual conectar módulos en serie hasta conseguir tensiones de 24 ó 48 V en instalaciones autónomas de electrificación y tensiones de hasta 96 a 144 V en instalaciones conectadas a red o de alimentación directa de bombes.



Conexión en Paralelo.

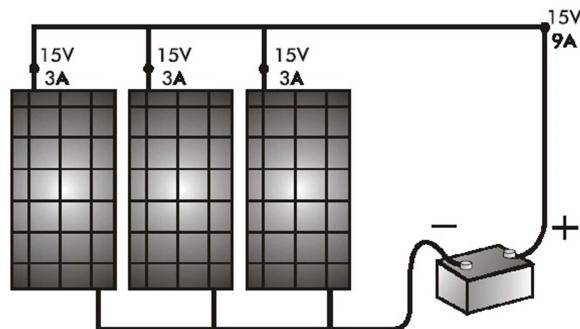
Consiste en conectar por un lado todos los terminales positivos de los paneles y por el otro todos los negativos. La tensión coincidirá con la producida por un solo módulo, pero la intensidad será la suma de todas ellas.

Normalmente se hacen conexiones en paralelo para conseguir tensiones de 20 ó 25 A. en instalaciones autónomas de electrificación y/o bombeo.

Hay que indicar que un aumento de intensidad produce un aumento en las pérdidas por el efecto de Joule (calentamiento de conductores) de forma cuadrada.

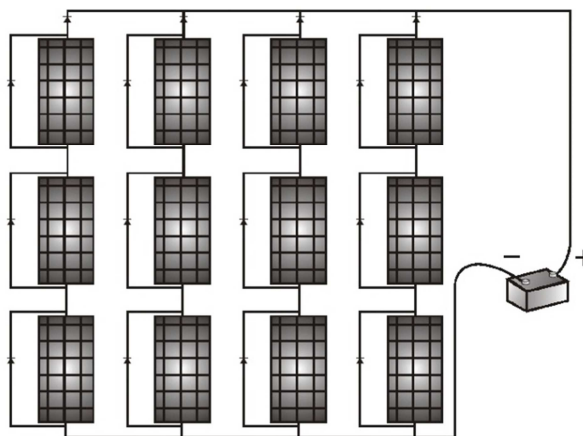
$$P = R \cdot I^2$$

Esto obliga a utilizar conductores de mayor sección.



Conexión en Mixta.

Es la más habitual para satisfacer las necesidades de tensión e intensidad de la instalación. Los módulos se combinan en agrupaciones serie-paralelo.



Encontrar la configuración perfecta no resulta sencillo. Y por supuesto no tiene una respuesta clara. Puede enfocarse desde distintos puntos de vista:

- Por un lado, desde un punto de vista energético, se puede perseguir minimizar las pérdidas. Esto es aumentando la tensión para reducir la intensidad. Con este criterio se puede establecer una tensión de 48 V. Pero de esta forma se encarece el parque de batería y los elementos de regulación.
- Desde el punto de vista económico de la instalación, se trabajaría en 12 V. lo que abarata el parque de baterías.

Como hay que escoger entre rendimiento y economía, se trabajará en grupos limitados a 50 A y tensiones de hasta 48 V. Ya que a partir de ese valor las condiciones de diseño varían y un aumento de voltaje debería estar justificado debido a los peligros que conlleva. Además entra en juego la cercanía entre los paneles y los puntos de consumo.

7. CARACTERÍSTICAS DE LOS PANELES

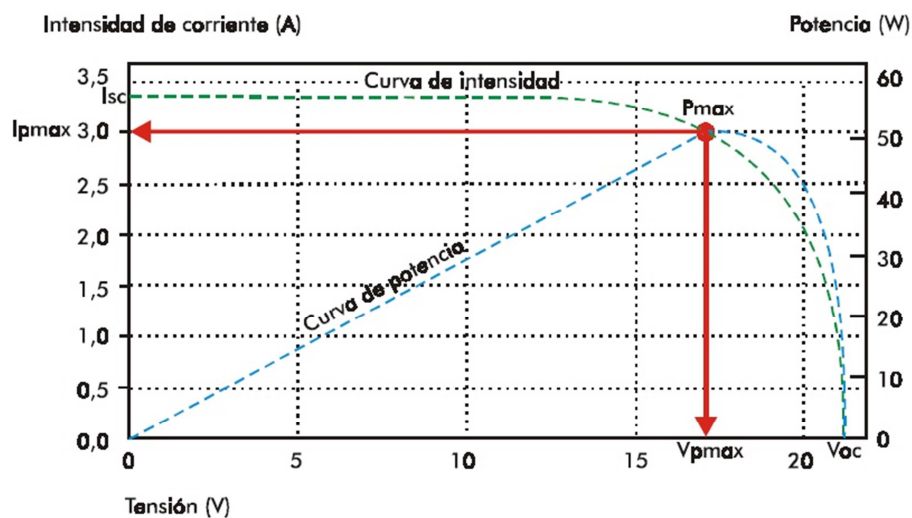
Los parámetros que definen el comportamiento fotovoltaico del módulo son los siguientes:

- **Intensidad de cortocircuito** (I_{cc} o I_{sc}): es la corriente entre los bornes del panel cuando estos se cortocircuitan. Es igual a la de una de sus células multiplicada por el número de células en paralelo del panel.
- **Tensión nominal** (V_n): es el valor de la tensión a la cual trabaja el panel.
- **Tensión a circuito abierto** (V_{ca} o V_{oc}): es el máximo voltaje que se mediría en los bornes del panel si se dejan los bornes en circuito abierto. El valor suele ser mayor que el voltaje nominal del módulo.
- **Intensidad de potencia máxima** (I_{pmax}): es el valor de la intensidad que puede proporcionar el panel cuando trabaja a su máxima capacidad.
- **Tensión de potencia máxima** (V_{pmax}): idem que el caso anterior pero la tensión.
- **Potencia máxima** (PM): también se conoce como potencia de pico del módulo o panel. Es la máxima que es capaz de proporcionar trabajando en condiciones óptimas.

$$P_M = I_{Pmax} \cdot V_{pmax}$$

Curva V-I

Todo generador tiene una curva típica para la potencia de salida en función de la corriente de carga. La curva V-I de un panel relaciona los valores de tensión e intensidad para diferentes cargas. Si se conecta una cierta carga a un panel, el punto de trabajo vendrá determinado por la corriente I y la tensión V existentes en el circuito.



Las citadas características del panel están definidas para las condiciones estándar de media (CEM: 1 kw/m²; 25 °C; AM 1,5).

Curva V-I en función de la irradiancia

El comportamiento de un panel varía además con la **irradiancia solar**. La corriente que proporciona un módulo va a depender de la energía solar recibida.

La intensidad aumenta con la radiación, permaneciendo la tensión más o menos constante.

Curva V-I en función de la temperatura

La tensión generada se reduce con el aumento de la temperatura, permaneciendo la intensidad de forma más o menos invariante. Altas temperaturas reducen la tensión en el módulo de 0,04 a 0,1 V. por cada grado centígrado que sube la temperatura. Es por ello que los paneles deben instalarse sobre estructuras metálicas y no sobre superficies, de forma que se permita la ventilación posterior de los mismos.

Se buscará un espacio libre tras cada panel de al menos 10 cm.

8. CONSIDERACIONES RESPECTO A LA UBICACIÓN

Las ubicaciones más habituales de los paneles fotovoltaicos son:

- Sobre suelo
- En mástil
- En pared
- Sobre tejado

En este documento se han descartado las ubicaciones en pared y sobre mástil, pues debido al emplazamiento del parque generador y a la futura instalación de un aparcamiento de superficie, se ha establecido que la ubicación de los paneles será sobre suelo o sobre las marquesinas del aparcamiento en caso de que este se construya.

Suelo

Es la forma más habitual de montar estas instalaciones, debido a su robustez y sencillez.

El punto más crítico es la fuerza elevadora que puede provocar el viento cuanto sopla desde la parte trasera de los paneles. Aún así, a nivel suelo la velocidad del viento es menor debido al rozamiento del aire con el suelo y a la presencia de obstáculos.

En este caso, mediante una losa de hormigón, cuyo peso y rozamiento se opondrá a la acción del viento es suficiente para cimentar las estructuras portantes.

Sobre suelo es la forma más sencilla tanto de instalación como de mantenimiento, pues los paneles se encuentran perfectamente accesibles sin tener que recurrir a medio de elevación.

Tejado

Es la otra forma más habitual de instalación, sobre todo en zonas urbanizadas. Debido a la falta de espacio disponible es una buena forma de solucionar el problema de ubicación.

Al estar elevadas suelen presentar menos problemas con sombras. Sin embargo, su instalación se encuentra fuertemente condicionada a la propia estructura sobre la que se instalan, sobre todo en cuanto a su orientación.

En este caso y debido a la planificación existente de construcción de un parque de superficie, con sus correspondientes marquesinas y a la falta de espacio disponible en la parcela, será esta la solución adoptada.

Los paneles se situarán sobre las marquesinas. Deberá tenerse en cuenta que un aumento de temperatura reduce la eficiencia de los paneles, por ellos será necesario dar a la estructura de las marquesinas una terminación adecuada para evitar que refleje rayos solares sobre la cubierta posterior de los paneles.

Además el panel no descansará directamente sobre el techo de la marquesina, dejará un hueco de ventilación que permita mantener la temperatura de los paneles dentro de los regímenes adecuados de funcionamiento.

9. CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

Los datos de consumo se han obtenido de los consumos teóricos de los equipos proyectados en la Estación Depuradora de Aguas Residuales de Mercagranada.

Para cada mes se ha estimado un consumo medio diario, para lo cual se ha realizado un inventario de instalaciones eléctricas conectadas y una estimación de horas de funcionamiento. Al ser necesario un inversor para el funcionamiento de bombas, se ha tenido en cuenta el rendimiento del mismo.

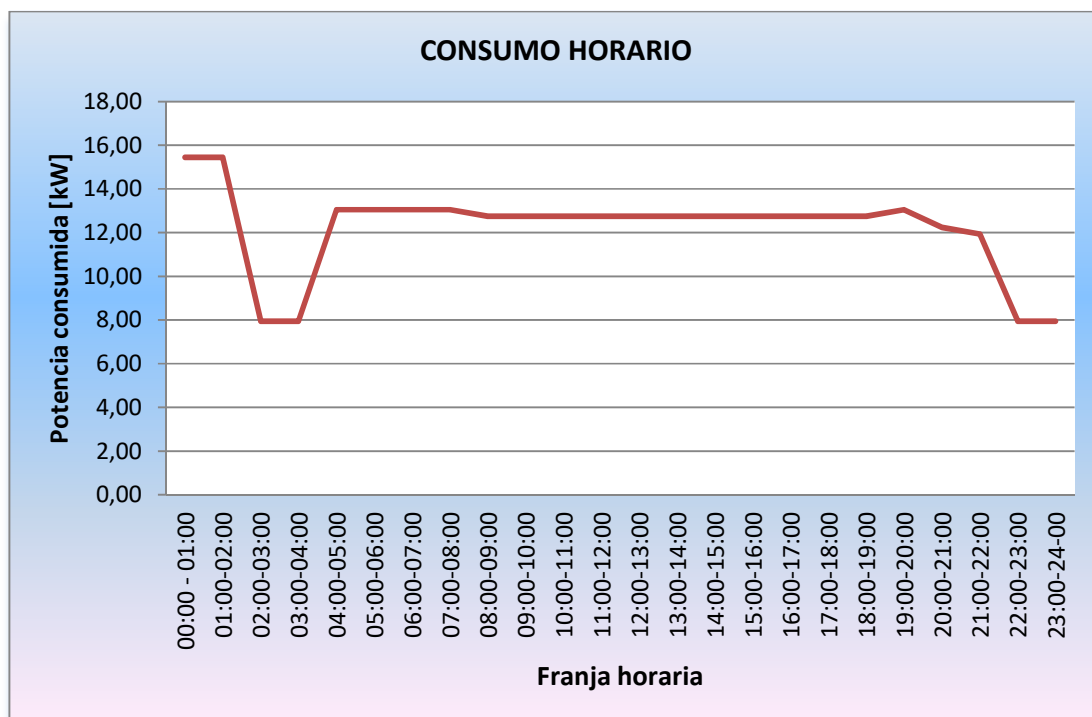
INSTALACIÓN	EQUIPO	TIPO	UD.	POTENCIA	H.FUNC.	CONSUMO
				NOMINAL	DIARIAS	DIARIO
				[kW]	[h/día]	[kW/día]
POZO DE REGULACIÓN						
	Bombas	motor	1+1	1,1	16	17,6
	Agitador	motor	1	2,9	24	69,6
	Polipasto	motor	1	0,5	*	
REACTOR BIOLÓGICO						
	Compresor	motor	1	4	18	72
	Bombas recirculación	motor	2	0,55	24	26,4
	Agitador	motor	2	0,37	24	17,8
TRATAMIENTO DE FANGOS						
	Planta Poli	motor	1	2,9	24	69,6
	Bombas	motor	2	1	2	4
	Centrifugadora	motor	1	5,5	2	11
ILUMINACIÓN						

	Exterior	LED	6	0,05	12	3,6
	Interior	LED	12	0,025	2	0,6
TOTAL						292,2

Como se indica, no todas los motores funcionan las 24 horas del día, ni lo hacen de forma simultánea. En la siguiente tabla se indica el consumo horario a lo largo de 24 horas de un día medio de funcionamiento. Se ha considerado un día de invierno, cuando la iluminación exterior funciona 24 horas al día.

EQUIPO	UD.	POTENCIA NOMINAL	00:00 - 01:00	01:00-02:00	02:00-03:00	03:00-04:00	04:00-05:00	05:00-06:00	06:00-07:00	07:00-08:00	08:00-09:00	09:00-10:00	10:00-11:00	11:00-12:00	12:00-13:00	13:00-14:00	14:00-15:00	15:00-16:00	16:00-17:00	17:00-18:00	18:00-19:00	19:00-20:00	20:00-21:00	21:00-22:00	22:00-23:00	23:00-24:00	
			[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]	[kW]
POZO DE REGULACIÓN																											
Bombas	1+1	1,1					1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Agitador	1	2,9	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
Polipasto	1	0,5																									
REACTOR BIOLÓGICO																											
Compresor	1	4					4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Bombas recirculac	2	0,55	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Agitador	1	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74	0,74
TRATAMIENTO DE FANGOS																											
Planta Poli	1	2,9	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90	2,90
Bombas	2	1	2,00	2,00																							
Centrifugadora	1	5,5	5,5	5,5																							
ILUMINACIÓN																											
Exterior	6	0,05	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30	0,30																0,30	0,30
Interior	12	0,025																							0,3	0,3	
CONSUMO TOTAL			15,44	15,44	7,94	7,94	13,04	13,04	13,04	13,04	12,74	12,74	12,74	12,74	12,74	12,74	12,74	12,74	12,74	12,74	12,74	13,04	12,24	11,94	7,94	7,94	
CONSUMO TOTAL CORREGIDO			19,30	19,30	9,93	9,93	16,30	16,30	16,30	16,30	15,93	15,93	15,93	15,93	15,93	15,93	15,93	15,93	15,93	15,93	15,93	16,30	15,30	14,93	9,93	9,93	

De forma gráfica dicho consumo energético a lo largo del día será el que se recoge en la siguiente gráfica:



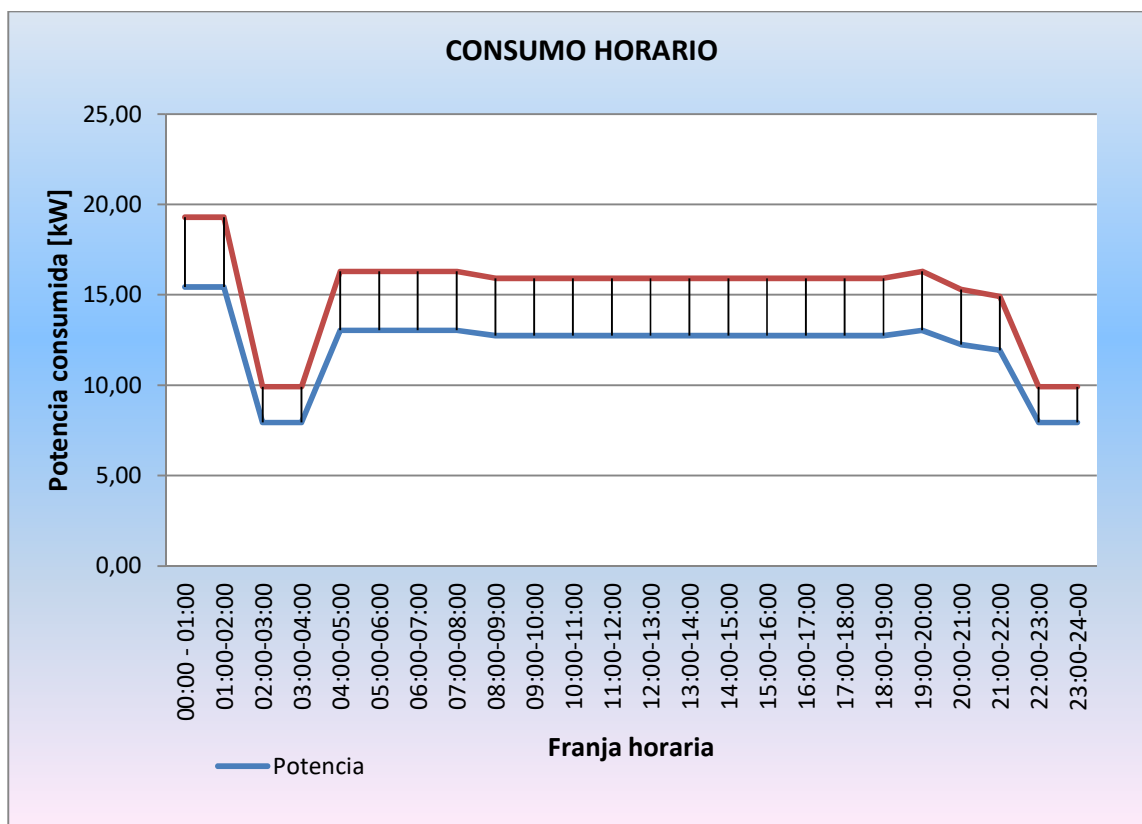
Debido a que la principal demanda energética de la instalación de depuración corresponde a bombes del propio proceso de depuración y a que estos son prácticamente invariantes a lo largo del año, debido a la red separativa, se ha considerado un único día de consumo tipo para todo el año.

La iluminación se ha establecido para un día medio a lo largo del año, con un fase de encendido del alumbrado exterior de 12 horas. En invierno será mayor y en verano menor, sin embargo debido a la adopción de iluminación de tipo LED, la potencia instalada es muy reducida, resultando prácticamente despreciable en comparación con el resto de consumos.

La iluminación supone un porcentaje de entre el 1,4% y el 1,1% del consumo horario total de la instalación.

Además existe la particularidad de que la planta no recibe efluente los 24 días de la semana, por lo que en determinados períodos el uso de las bombas puede verse muy reducido. También existe la posibilidad de que por mantenimiento la instalación llegue a detenerse, por lo que la instalación de generación debe prever funcionar con consumo cero.

Por otro lado, teniendo en cuenta el rendimiento de los inversores que se han de emplear, la potencia deberá ser corregida para estimar cuánta debe ser generada. Se ha supuesto un rendimiento de los inversores del 80% para trabajar del lado de la seguridad.



10. EVALUACIÓN DEL APORTE SOLAR

Para establecer la energía aportada es necesario conocer la radiación solar incidente por m^2 de panel orientado hacia el sur y con un ángulo de inclinación β respecto de la horizontal.

La radiación horizontal R_0 para Granada es la que se indica en la siguiente tabla:

RADIACIÓN SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL PARA GRANADA (R_0)												
[kW/m ² día]												
GRANADA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
	2,2	3	4,2	5,1	6,1	6,9	7,4	6,6	5,2	3,6	2,7	2

Para superficies inclinadas y con una determinada elevación, los valores de la tabla deben corregirse mediante la expresión:

$$R_{\beta} = R_0 \cdot k_{\beta}$$

donde,

- β es el ángulo de inclinación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal.
- R_0 es el valor medio mensual de la radiación diaria sobre una superficie horizontal expresado en [kW/m² día].
- R_{β} es el valor medio mensual de la radiación diaria sobre el panel fotovoltaico con una inclinación β expresado en [kW/m² día].
- k_{β} es el coeficiente corrector en función del ángulo de inclinación β .

Para evaluar la energía que cada panel puede producir diariamente, hay que establecer cuantas horas diarias con una radiación de 1.000 W/m² equivalen a la radiación total diaria. Esto es las Horas Solares Pico (HPS).

$$HPS_{\beta} = \frac{R_{\beta}}{I_{\beta(CEM)}}$$

donde,

- HPS_{β} son las horas solares pico para una inclinación β
- R_{β} es la radiación media diaria para una inclinación β
- $I_{\beta(CEM)}$ es la potencia de radiación incidente en kW/m² para las condiciones estándar de medida

11. DISEÑO DEL SISTEMA

11.1. ORIENTACIÓN DE LOS PANELES

El parque fotovoltaico se encuentra en el término municipal de Granada, en concreto en las instalaciones de Mercagranada, junto a la carretera N-432. Las coordenadas de la situación son 37,203145°N y 3,662317°W.

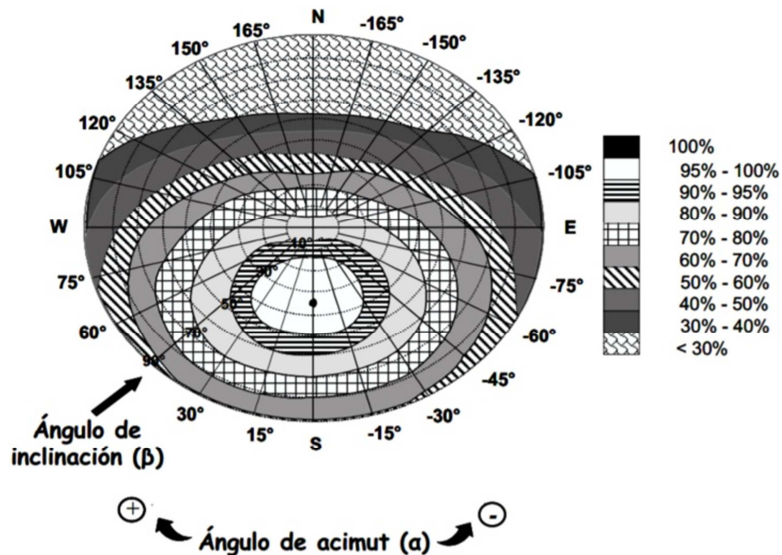
Siguiendo lo indicado en puntos anteriores la orientación óptima de los paneles será:

- $\beta = 47^{\circ}$ Inclinación de 47 grados
- $\alpha = 0^{\circ}$ Dirección sur.

Sin embargo existe el condicionante de que los paneles se van a situar sobre las marquesinas de un aparcamiento en superficie. La orientación de las marquesinas vendrá determinada por la orientación de la propia parcela y de los viales existentes.

La distribución de la parcela obliga a situar las marquesinas de forma que su dimensión mayor no es perpendicular a la dirección sur, si no que se encuentra desviada 28° hacia el este.

Para estimar la pérdida de rendimiento ocasionada por esta desviación se ha recurrido a lo dispuesto en el Código Técnico de la Edificación, en su HE-5.



En concepto de orientación, el CTE limita las pérdidas a un 10%. En el caso de la localización de Granada, con una latitud es de 37º y considerando un desvío respecto al Sur de 28º hacia el oeste y una inclinación de 47º, las pérdidas por este concepto serán:

$$P(\%) = 100 \cdot [1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2]$$

siendo,

- ϕ latitud del lugar
- β inclinación de los paneles
- α desviación respecto al sur

Por tanto:

$$P = 7,544\%$$

Se establece por tanto que esa desviación respecto al sur es aceptable, pues las pérdidas ocasionada se encuentran dentro de las tolerables y la instalación y mantenimiento de los paneles se simplifica notablemente. Además se optimiza el espacio ocupado, permitiendo la instalación de más paneles sin problemas de sombreado.

La orientación de los paneles será por tanto:

- $\beta = 47^\circ$ Inclinación de 47 grados
- $\alpha = 28^\circ$ W.

En estas condiciones $k_\beta = 0,92456$

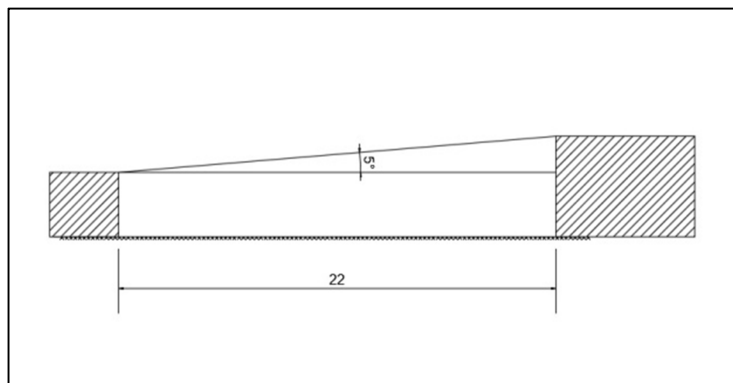
11.2. SOMBRAS

El emplazamiento estudiado consiste en la parcela donde se instalará la nueva depuradora, para ello se ha considerado el espacio que queda libre en la zona ajardinada y en las cubiertas de las casetas, la existente sobre el pozo de regulación y la de nueva ejecución.

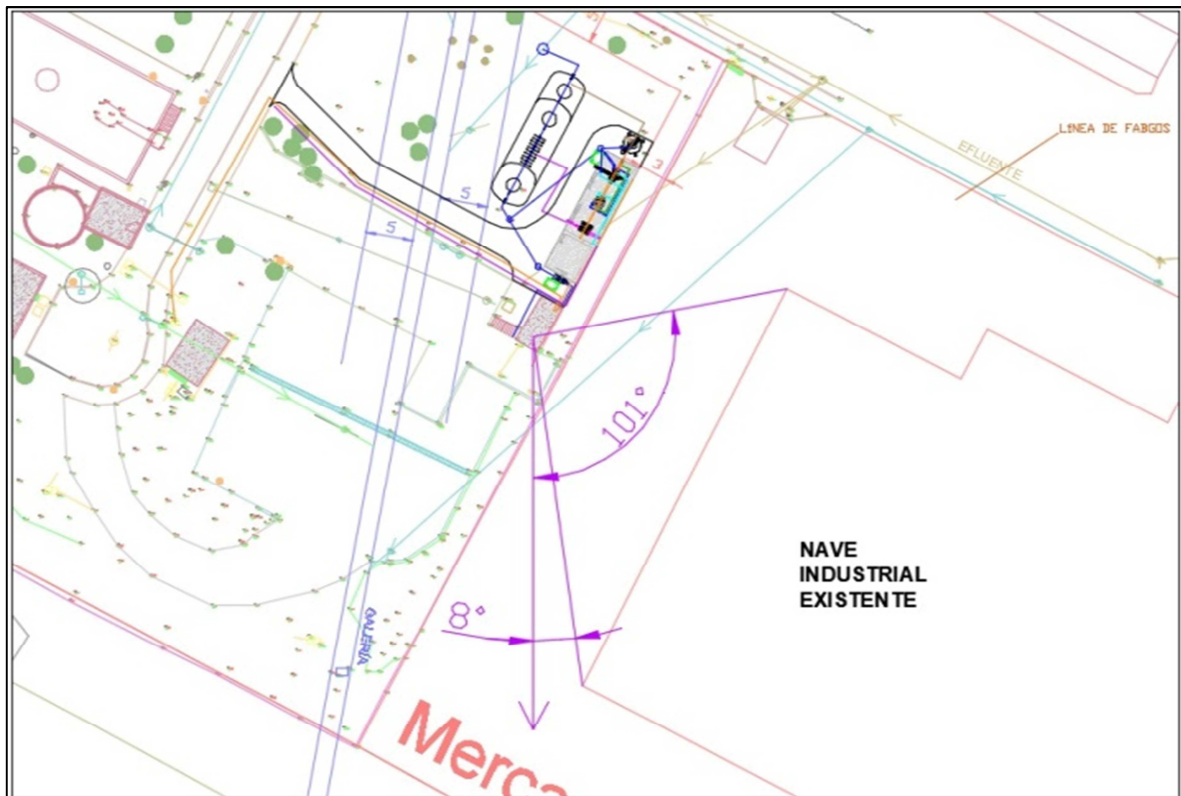
En este sentido, parte del arbolado existente (de especies no protegidas) deberá ser retirado antes de la como parte de la ejecución de la obras.

El sombreado vendrá dado por la edificación de una nave industrial en la margen este de la parcela y el arbolado del punto limpio que se mantiene.

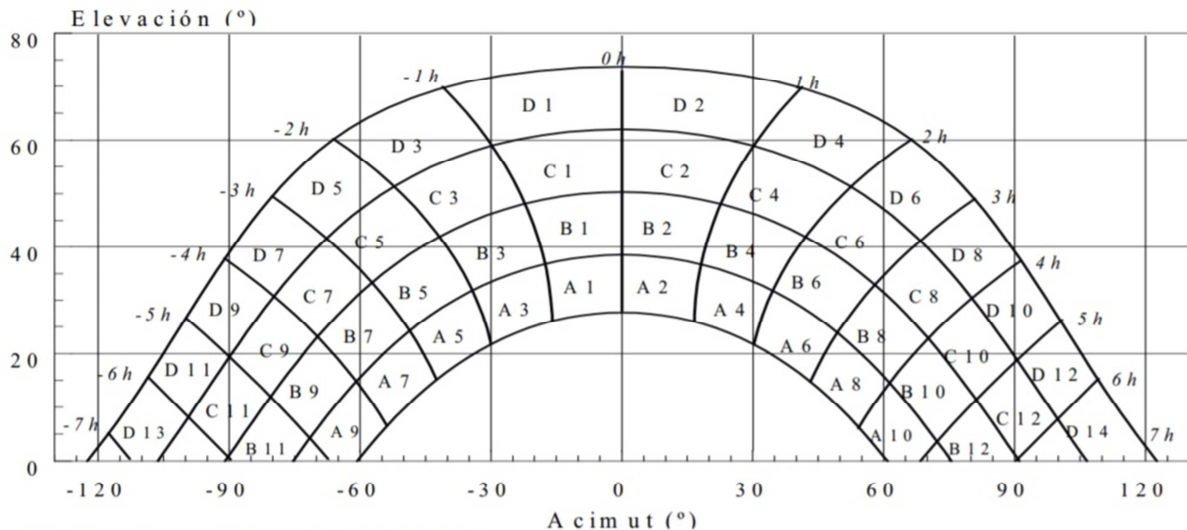
La separación y distanciamiento del obstáculo respecto de los paneles en caso de situarse sobre las cubiertas, son las indicadas en la siguiente imagen.



La elevación del obstáculo es de 5° . De igual forma el acimut del obstáculo para los paneles más afectados será una franja comprendida desde los -8° hasta los -101° .



La banda de trayectoria solar recogida en el CTE HE-5 es la siguiente. Como se puede observar, para un azimut más favorable de -8° , el sombreado no ocasiona pérdidas. Y para el azimut más desfavorable, 53° , el sombreado cae en la zona D13 del siguiente diagrama.



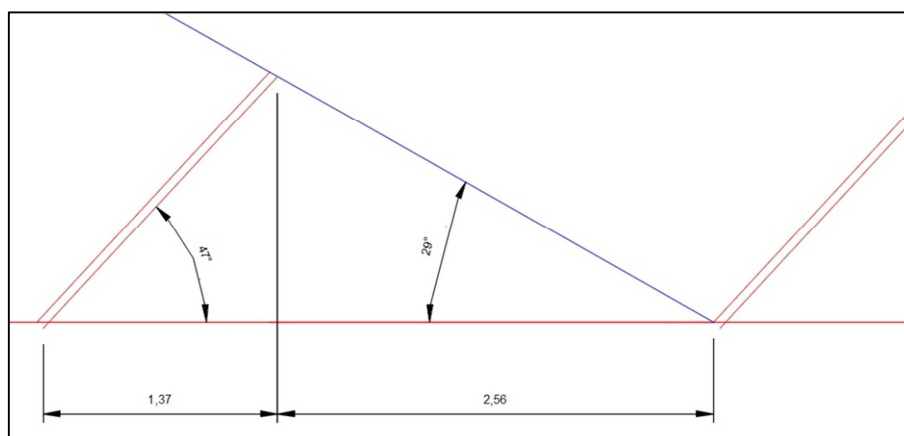
(1) los grados de ambas escalas son sexagesimales

Haciendo el mismo estudio para el lugar más favorable de la parcela y debido a las dimensiones de esta, no se estima reducción de productividad por sombreado.

Atendiendo a lo dispuesto en el Anexo II del HE-5, las pérdidas provocadas por sombreados para los paneles mejor situados será del 0%, mientras que para los paneles peor situados, las pérdidas estarán comprendidas entre 0,71 y 1,33 %.

Se adopta por tanto un valor medio de **1%** de pérdidas debido a efectos de sombreado que se encuentra dentro de los límites establecidos en el CTE HE-5.

Para evitar sombreados ocasionados por los propios paneles, la separación de los paneles será la siguiente:



11.3. HORAS PICO SOLARES

Tal y como se ha indicado:

$$R_{\beta} = R_0 \cdot k_{\beta} \text{ y } HPS_{\beta} = \frac{R_{\beta}}{I_{\beta(CEM)}}$$

donde,

- β es el ángulo de inclinación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal.
- R_0 es el valor medio mensual de la radiación diaria sobre una superficie horizontal expresado en [kW/m² día].
- R_{β} es el valor medio mensual de la radiación diaria sobre el panel fotovoltaico con una inclinación β expresado en [kW/m² día].
- k_{β} es el coeficiente corrector en función del ángulo de inclinación β .
- HPS_{β} son las horas solares pico para una inclinación β
- R_{β} es la radiación media diaria para una inclinación β
- $I_{\beta(CEM)}$ es la potencia de radiación incidente en kW/m² para las condiciones estándar de medida

Por lo que se obtiene:

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
R_0	[kW/m ² día]	2,2	3	4,2	5,1	6,1	6,9	7,4	6,6	5,2	3,6	2,7	2
R_{β}	[kW/m ² día]	2,0	2,8	3,9	4,7	5,6	6,4	6,8	6,1	4,8	3,3	2,5	1,8
HPS_{β}	[h]	2,0	2,8	3,9	4,7	5,6	6,4	6,8	6,1	4,8	3,3	2,5	1,8

La radiación varía de un mes a otro, por tanto es aconsejable dimensionar para el mes más desfavorable. En este caso se debe dimensionar para el mes de diciembre.

11.4. POTENCIA DEL CAMPO GENERADOR

Para dimensionar la potencia instalada del parque generador, se recurre a la expresión:

$$Ed = P_g \cdot \eta_p \cdot \eta_s \cdot HPS_{\beta}$$

$$P_g = \frac{Ed}{\eta_p \cdot \eta_s \cdot HPS_{\beta}}$$

donde,

- Ed , energía media consumida en kWh/m² día

- P_g , potencia del parque generador en kW
- η_p , rendimiento del panel adimensional
- η_s , rendimiento por sombreado (99%) adimensional
- HPS_β , horas pico solares para el mes más desfavorable en horas

Teniendo en cuenta los consumos indicados en el punto correspondiente, 292,72 kW/día, y el rendimiento de los inversores estimados, la potencia instalada deberá ser para cada mes:

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
HPS	2,0	2,8	3,9	4,7	5,6	6,4	6,8	6,1	4,8	3,3	2,5	1,8
P [kW]	181,8	133,3	95,2	78,4	65,6	58,0	54,0	60,6	76,9	111,1	148,1	199,9

Como se observa para el mes más desfavorable, el parque generador debe contar con una potencia nominal de 199,9 kW si se quiere cubrir la demanda de la instalación de depuración.

El número de paneles para cubrir dicha potencia vendrá determinada por:

$$P_g = \text{Parte entera} \left(\frac{P_g}{P_{\text{panel}}} \right) + 1$$

Considerando los paneles de los más potentes disponibles en mercado, de 72 celdas y 300 W, el número de paneles necesarios será de 571 paneles.

No existe espacio en la parcela para suministrar energía eléctrica a partir de paneles fotovoltaicos a la totalidad de la planta.

Por tanto, se estudia la posibilidad de alimentar tan solo algunos de los equipos de la EDAR para aligerar el consumo eléctrico desde red. En este sentido se deben tener en consideración una serie de aspectos:

- Alumbrado.

Suponen puntos de consumo de baja potencia, fácilmente cubiertos por energía fotovoltaica, pero debido a las horas en las que se encuentran encendidas, requieren la instalación de un parque de baterías para el almacenamiento eléctrico.

- Equipos de funcionamiento semanal. Deshidratador centrífugo de fangos.

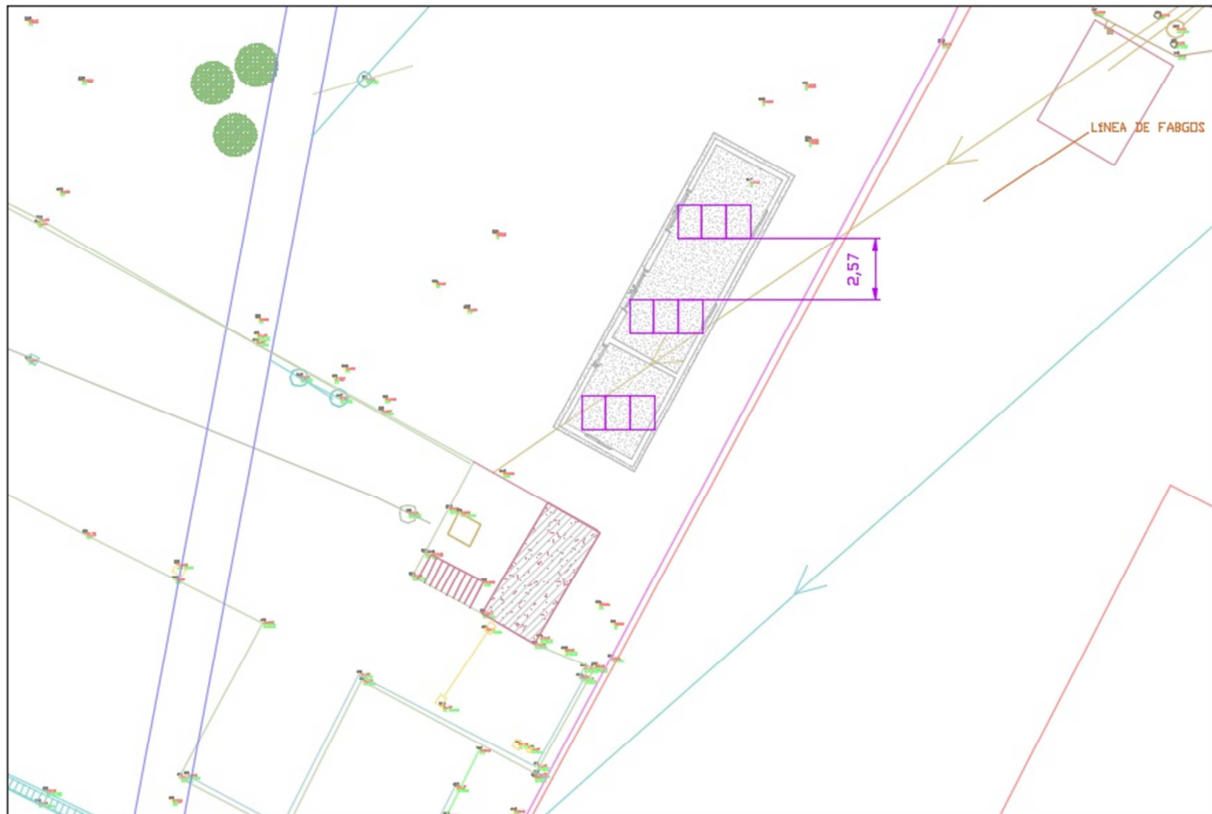
Este equipo, a pesar de su alta potencia 5,5 kW, tan solo funciona unas 2 horas a la semana, por lo que el consumo de energía es asumible por paneles fotovoltaicos, sin embargo nueva mente se requiere un parque de baterías que permita el almacenamiento eléctrico hasta las horas de consumo.

- Equipos de funcionamiento 20 - 24 hora.

Estos equipos son la mayoría y suponen un consumo cuasi constante a lo largo de del día y de la semana, por lo que su cobertura requiere proporcionar la potencia consumida durante las hora de producción de energía solar y la potencia consumida durante las noches. Lo que complica la instalación y explotación al ser necesaria una triple fuente de alimentación, directamente desde panel a través de inversor, desde parque de baterías a través de inversor y desde red eléctrica.

Por tanto, se considera que debido a la flexibilidad de uso que supone el deshidratador, pudiendo funcionar tan solo 2 horas semanales y permitiendo adaptar su empleo gracias a la capacidad de regulación del espesador, es este el equipo más viable para ser alimentado por energía fotovoltaica.

Para ello se han encajado un total de 9 paneles fotovoltaicos de 350W en el forjado de la nueva caseta, respetando la separación exigible para evitar sombreamientos entre paneles y orientados al sur.



11.5. CAPACIDAD DEL CAMPO DE BATERÍAS.

Para dimensionar el parque de baterías, se recurre a los consumos y producciones correspondientes al mes de Diciembre cuando las HSP son más reducidas.

Considerando los 9 paneles y las horas solares medias en diciembre, el campo de paneles produce un total de 39,3kWh/semana.

Considerando las potencias instaladas para el deshidratador centrífugo y la bomba de lodos, un consumo de 2 horas semanales y un rendimiento de inversores de 80%, la energía consumida semanalmente es de 37,5 kWh/semana.

Resulta un parque de baterías necesario con una capacidad de almacenamiento de 6.250 Ah suponiendo una profundidad de descarga del 50%.

Para seleccionar el parque de baterías más ventajoso se han estudiado los costes de adquisición de varias alternativas dependiendo de la capacidad de cada unidad y su precio. Se han comparados parques

de baterías formados por baterías de 115, 176, 288...Ah de tipo GEL por su mayor durabilidad y profundidad de descarga. Se ha descartado las baterías de plomo abiertas por su necesidad de mantenimiento y las de ion litio por su alto coste de adquisición y el riesgo que conllevan en caso de deterioro.

Resultando como la opción más ventajosa la inclusión de 22 baterías de 288Ah de capacidad cada una de tipo Ultracell UCG-288-12 o similar.

12. PRESUPUESTO

Presupuesto						
<i>Código</i>	<i>Nat</i>	<i>Ud</i>	<i>Resumen</i>	<i>CanPres</i>	<i>PrPres</i>	<i>ImpPres</i>
01	Capítulo		OBRA CIVIL			
E07	Partida		ESTRUCUTURA SUSTENTACIÓN	157,000	2,32	364,24
			01			364,24
02	Capítulo		INSTALACIONES			
E01	Partida		MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO	9,000	346,23	3.116,07
			Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 350 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 38,6 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 8,68 A, tensión en circuito abierto (Voc) 47 V, intensidad de cortocircuito (Isc) 9,22 A, eficiencia 17,1%, 72 células de 156x156 mm, vidrio exterior templado de 4 mm de espesor, capa adhesiva de etilvinilacetato (EVA), capa posterior de polifluoruro de vinilo, poliéster y polifluoruro de vinilo (TPT), marco de aluminio anodizado, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1954x982x45 mm, resistencia a la carga del viento 245 kg/m ² , resistencia a la carga de la nieve 551 kg/m ² , peso 29 kg, con caja de conexiones con diodos, cables y conectores. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico, sin incluir la estructura soporte. Totalmente montado, conexionado y probado.			
E02	Partida		INVERSOR FOTOVOLTAICO	1,000	3.358,29	3.358,29

		Inversor central trifásico para conexión a red, potencia máxima de entrada 27 kW, voltaje de entrada máximo 900 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW, potencia máxima de salida 27 kW, eficiencia máxima 96%, rango de voltaje de entrada de 540 a 635 Vcc, dimensiones 570x570x1170 mm, con inversor compacto sinusoidal PWM, procesador de señales digitales DSP, pantalla gráfica LCD, puertos RS-232 y RS-485. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación. Totalmente montado, conexionado y probado. Tipo FRONIUS Eco 27.0-3 27kW o similar.			
E03	Partida	BATERÍA PLOMO GEL 288 AH	22,000	401,60	8.835,20
		Suministro e instalación de batería de plomo tipo GEL de capacidad 288Ah 12V incluso conexionado y suelo sobre elevado.			
E06	Partida	CABLEADO	15,000	17,91	268,65
		02			15.578,21
03	Capítulo	MANTENIMIENTO			
E03	Partida	MANTENIMIENTO DECENAL PANEL	22,000	50,12	1.102,64
E04	Partida	MANTENIMIENTO DECENAL INVERSOR	1,000	342,78	342,78
		03			1.445,42
		PARQUESOLAR			17.387,87
		G.G.			2.260,42
		B.I.			1.043,27
		21,00% IVA			4.345,23
		PRESUPUESTO POR CONTRATA			25.036,79

13. VIABILIDAD ECONÓMICA

El parque fotovoltaico supone una inversión a largo plazo, sin embargo más allá de los 10 años el rendimiento de los paneles fotovoltaicos cae de forma notable, por lo que resulta complicado realizar previsiones más allá de este plazo.

Por ello, se ha realizado el estudio de viabilidad económica para este plazo. Se ha considerado la inversión como una Instalación Aislada de la Red de Suministro.

Se ha considerado una inversión inicial igual al presupuesto por contrata con IVA incluido. Dicho presupuesto incluye el coste de mantenimiento para los primeros 10 años.

Debido a la devaluación de los equipos y que se ha considerado que tras los 10 años de explotación, han llegado al final de su vida útil, se ha adoptado un valor residual nulo del parque fotovoltaico.

Para estimar el ahorro energético en términos económicos, se ha supuesto que la producción del parque fotovoltaico planteado cubre el consumo energético de los equipos de deshidratación y bomba de fangos.

En la siguiente tabla se recogen la producción energética para cada mes del año 1.

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN
Prod. Mes	[kWh]	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Precio kWh	[€]	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
P. Venta	[€]	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50
		JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Prod. Mes	[kWh]	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00	150,00
Precio kWh	[€]	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
P. Venta	[€]	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50	22,50
ANUAL							270,00

Sin tener en cuenta subvenciones a la instalación de energía renovables, el VAN y TIR de la instalación quedan como sigue, suponiendo un incremento en el precio del kWh de un 2% anual.

INVERSIÓN	- 25.036,79 €
FLUJO AÑO 1	270,00 €
FLUJO AÑO 2	275,40 €
FLUJO AÑO 3	280,91 €
FLUJO AÑO 4	286,53 €
FLUJO AÑO 5	292,26 €
FLUJO AÑO 6	298,10 €
FLUJO AÑO 7	304,06 €
FLUJO AÑO 8	310,15 €
FLUJO AÑO 9	316,35 €
FLUJO AÑO 10	322,67 €

TIR	-26,84%
VAN	- 21.987,14 €

Tasa descuento	0,015
----------------	-------

Por tanto no resulta viable la instalación de un parque generador de dicha potencia en la localización estudiada.

Los resultados aquí obtenidos resultan esperables debido a que los condicionantes que presentan los equipos los alejan de los óptimos para ser alimentados por energía fotovoltaica. Presentan grandes potencias, por lo que se encarece enormemente el coste de los inversores y además presentan consumos puntuales una vez en semana, por lo que se encarece el coste de adquisición del parque de baterías.

Se recomienda pues, que se persiga el ahorro energético de los equipos programando su uso en horario valle del coste energético.