



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



GRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA

2016-2017

TRABAJO FINAL DE GRADO

INSTALACIÓN ELÉCTRICA PARA
GENERACIÓN CON SISTEMAS HÍBRIDOS DE
PV DE 3MW Y GRUPOS ELECTRÓGENOS EN
BARAHONA (REPÚBLICA DOMINICANA)

ALUMNO: ANTONIO J. MOYA SIMARRO

TUTOR: FRANCISCO RODRÍGUEZ BENITO

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

VALENCIA, SEPTIEMBRE DE 2017

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a todas esas personas que han permanecido a mi lado durante este difícil período de aprendizaje.

A mis padres, que me han ayudado mucho y han permanecido a mi lado durante todos los malos y buenos momentos estos 4 años.

A mis amigos, que me han hecho más ameno y agradable todo este período, en especial a Borja y Xavi.

A Ana, por estar en este último tramo siempre que lo he necesitado y ayudarme a pasar los malos momentos.

Agradecer también a la empresa Biotec por permitirme hacer uso de sus instalaciones y sus herramientas, así como prestarme este proyecto para mi trabajo.

A Antonio Bueno y Ramón Maestre, compañeros en Biotec, por ayudarme y guiarme en este proceso, así como prestarme todos sus conocimientos para resolver los problemas que me han ido surgiendo durante el trabajo.

Contenido

1.	Objetivo del proyecto.....	1
2.	Energías renovables	2
2.1.	Desarrollo sostenible.....	2
3.	Introducción a la energía solar.....	3
3.1.	Energía solar fotovoltaica.....	3
3.2.	Terminología	5
3.3.	Futuro de la energía solar fotovoltaica	6
3.4.	Tipología de instalaciones solares fotovoltaicas.....	7
3.4.1.	Instalaciones aisladas	7
3.4.2.	Instalaciones conectadas a red	8
3.4.3.	Sistemas híbridos	9
3.5.	Tipos de paneles solares	9
3.6.	Descripción de los componentes	10
3.6.1.	Célula fotoeléctrica	10
3.6.2.	Módulos solares	10
3.6.3.	Generador fotovoltaico.....	12
3.6.4.	Inversor fotovoltaico	12
3.7.	Grupos electrógenos	15
3.8.	Baterías.....	16
3.9.	Controlador	17
3.10.	Cableado y elementos de conexión	18
3.10.1.	Cableado de los ramales	18
3.10.2.	Conducción principal de corriente continua	19
3.10.3.	Conducción de corriente alterna.....	19
4.	Memoria descriptiva	20
4.1.	Objeto del proyecto	20
4.2.	Situación y emplazamiento de la actividad.....	20
4.2.1.	Descripción de la instalación	20
4.2.2.	Terrenos y edificaciones.....	21
4.3.	Proceso de la actividad.....	21
4.3.1.	Contaminación generada y seguridad industrial.....	21
4.3.2.	Descripción del proceso de fabricación	22
4.4.	Normativa aplicable	22
4.5.	Descripción técnica de la instalación	23

4.5.1.	Generador fotovoltaico	23
4.5.2.	Acondicionamiento de potencia. Inversores.....	25
4.5.3.	Cajas CC de interconexión de <i>strings</i>	27
4.5.4.	Cuadros de protección AC Box	27
4.5.5.	Características del campo fotovoltaico	28
4.5.6.	Grupos electrógenos	28
4.5.7.	Estación meteorológica.....	30
4.5.8.	Monitorización	31
4.5.9.	Estructura soporte.....	32
4.5.10.	Cableado.....	34
4.5.11.	Protecciones.....	36
4.5.12.	Contador.....	38
4.5.13.	Sistema de tierras.....	39
4.5.14.	Cuadro resumen de la instalación.....	39
4.5.15.	Obra civil.....	40
4.6.	Funcionamiento y procesos de la instalación	42
4.7.	Inocuidad de la actividad	43
5.	Cálculos justificativos	45
5.1.	Dimensionado del generador fotovoltaico	45
5.2.	Análisis de producción anual.....	49
5.3.	Secciones de cableado	52
5.3.1.	Tramo CC	52
5.3.2.	Tramo AC.....	58
5.4.	Cálculo de estructura	67
5.4.1.	Disposición de las mesas	67
5.4.2.	Distancia mínima entre mesas	68
5.5.	Cálculo de protecciones	69
5.5.1.	Tramo CC	69
5.5.2.	Tramo AC.....	72
5.6.	Balance energético y medioambiental.....	77
6.	Pliego de condiciones.....	87
6.1.	Pliego de condiciones generales	87
6.2.	Especificaciones de materiales, equipos y ejecución.....	87
6.2.1.	Sistemas generadores fotovoltaicos	88
6.2.2.	Estructura soporte.....	88

6.2.3. Inversor/inversores	89
6.2.4. Cableado.....	91
6.2.5. Protecciones.....	94
6.2.6. Canalizaciones	94
6.2.7. Puesta a tierra	95
6.2.8. Armónicos y compatibilidad electromagnética	95
6.3. Certificados y documentación.....	95
6.4. Condiciones facultativas.....	96
6.4.1. Dirección de las obras	96
6.4.2. Libro de órdenes	97
6.5. Condiciones económicas y legales	97
6.5.1. Abono de la obra	97
6.5.2. Precios	98
6.5.3. Revisión de precios.....	98
6.5.4. Contrato	98
6.5.5. Responsabilidades.....	99
6.5.6. Recepción de las obras y garantía	99
6.6. Mantenimiento de la instalación	100
6.6.1. Plan de mantenimiento preventivo	100
6.6.2. Plan de mantenimiento correctivo	102
7. Presupuesto	103
7.1. Mediciones.....	103
7.2. Instalación eléctrica	103
7.3. Obra civil	112
7.4. Resumen de presupuesto	118
7.5. Rentabilidad.....	119
8. Bibliografía	120
9. ANEXOS	122
9.1. ANEXO 1. Ficha técnica de los elementos	122
9.1.1. Módulo fotovoltaico.....	122
9.1.2. Inversor fotovoltaico	124
9.1.3. Grupos electrógenos	126
9.1.4. Cuadro CC (DC Box)	128
9.2. ANEXO 2. Datos PVSyst y cálculos de producción.....	130
9.3. ANEXO 3. Cálculo de secciones de cableado.....	139

9.3.1.	Cálculo secciones String – Cuadro CC.....	139
9.3.2.	Cálculo secciones Cuadro CC – Inversor.....	140
9.3.3.	Cálculo de secciones Inversor – Cuadro AC.....	141
9.3.4.	Cálculo de secciones AC –CGBT.....	141
9.4	ANEXO 4. Planos.....	142
9.4.1.	Plano situación	142
9.4.2.	Plano distribución en planta	142
9.4.3.	Perfil estructura y placas	142
9.4.4.	Plano distribución <i>strings</i>	142
9.4.5.	Plano secciones <i>strings</i>	142
9.4.6.	Plano distribución de zanjas.....	142
9.4.7.	Plano detalle de zanjas.....	142
9.4.8.	Plano sistema de tierras	142
9.4.9.	Plano caseta inversores.....	142
9.4.10.	Esquema unifilar.....	142

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Mapa mundial de la radiación solar.....	3
Ilustración 2. Clasificación de las energías renovables.....	4
Ilustración 3. Formas de radiación.....	6
Ilustración 4. Evolución cronológica de las energías.....	7
Ilustración 5. Módulo fotovoltaico convencional.....	11
Ilustración 6. Ejemplo de generador fotovoltaico.....	12
Ilustración 7. Señales de inversores onda pura y modificada.....	13
Ilustración 8. Ejemplo de grupo electrógeno convencional.....	15
Ilustración 9. Batería de Ion-Litio convencional.....	17
Ilustración 10. Ejemplo de controlador convencional.....	17
Ilustración 11. Conector MC4.....	19
Ilustración 12. Estación meteorológica.....	31
Ilustración 13. Estructura soporte.....	33
Ilustración 14. Distancia mínima entre filas de placas.....	68
Ilustración 15. Coeficiente k para sombras.....	69

1. Objetivo del proyecto

En el presente proyecto se pretende realizar el diseño y dimensionamiento de una planta solar fotovoltaica, hibridada con grupos electrógenos diésel, de 3MWp. Esta debe dar un suministro mínimo y continuo de 1,7MW a una cantera de cemento y una fábrica de bloques de hormigón. En este proyecto se realizarán las estimaciones e iteraciones necesarias para determinar el dimensionado de la planta de forma que podamos optimizar al máximo el rendimiento de la instalación.

En esta instalación se empleará la planta solar fotovoltaica como prioridad a la hora de alimentar a las cargas, mientras que los grupos electrógenos tienen dos funciones. Por un lado, la de generar la señal de red que el inversor copiará y mandará a su salida y, por otro, la de apoyo a la planta solar cuando esta no sea capaz de entregar los 1,7 MW que se demanda.

La idea principal del proyecto es que durante las horas solares (9-16 h) los grupos electrógenos funcionen lo mínimo posible para poder mejorar la amortización de la instalación.

Para ello, se realizarán una serie de estudios variando la potencia de la planta hasta dar con la más óptima, modificando la orientación de los paneles a la que más se ajuste a nuestras necesidades, variando el número y la potencia de los grupos electrógenos... Se efectuarán los cálculos pertinentes para la realización del proyecto teniendo en cuenta las diferentes normativas, definiendo la tipología de la instalación más adecuada y las características de la misma.

La planta será propiedad de la empresa instaladora durante los primeros 12 años, durante este periodo venderá la energía producida a 0,24 \$/kWh al cliente. Pasados esos 12 años, la instalación pasará a ser propiedad del cliente.

2. Energías renovables

Se define como energía renovable a toda aquella forma de energía que se obtiene o se genera a partir del uso de recursos naturales y renovables. Se podría decir que se trata de energías que se van regenerando y, por lo tanto, serían ilimitadas. El uso de energías renovables produce menos daño al planeta.

2.1. Desarrollo sostenible

El concepto de desarrollo sostenible está abierto a diversas interpretaciones, aunque nos quedamos con dos ideas básicas: la necesidad de utilizar los recursos naturales de los que dispone el planeta de manera racional, teniendo en cuenta la limitación de alguno de ellos y, por otra, el impacto que tiene el ser humano en el medioambiente.

Esto resulta en un concepto muy a tener en cuenta en el plano energético, ya que el 80% de la energía demandada a nivel mundial proviene de combustibles fósiles, tales como el petróleo, gas natural o carbón, siendo fuentes de energía limitadas y con un alto coeficiente de contaminación.

Como consecuencia de la situación actual del planeta en cuanto a contaminación, se llevaron a cabo una serie de acuerdos mediante el protocolo de Kyoto (Febrero 2005), mediante el cual, los países firmantes (todos los industrializados a excepción de EE.UU., Austria, Mónaco y Liechtenstein) se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 5,2% entre 2008 y 2012.

Tales acuerdos llevados a cabo en Kyoto han propiciado el auge de las denominadas energías renovables, fuentes de energía capaces de auto regenerarse y virtualmente inagotables, entre las que destacan la biomasa, la solar, la eólica, la hidráulica y la geotérmica.

3. Introducción a la energía solar

La energía solar es una fuente de energía renovable definida como «aquella que llega a la Tierra en forma de radiación electromagnética procedente del Sol, donde ha sido generada por un proceso de fusión nuclear».

Hoy en día, de esta energía se puede aprovechar tanto el calor, como la luz del Sol, mediante diversos tipos de captadores, pudiendo convertir la energía solar en energía eléctrica o térmica.

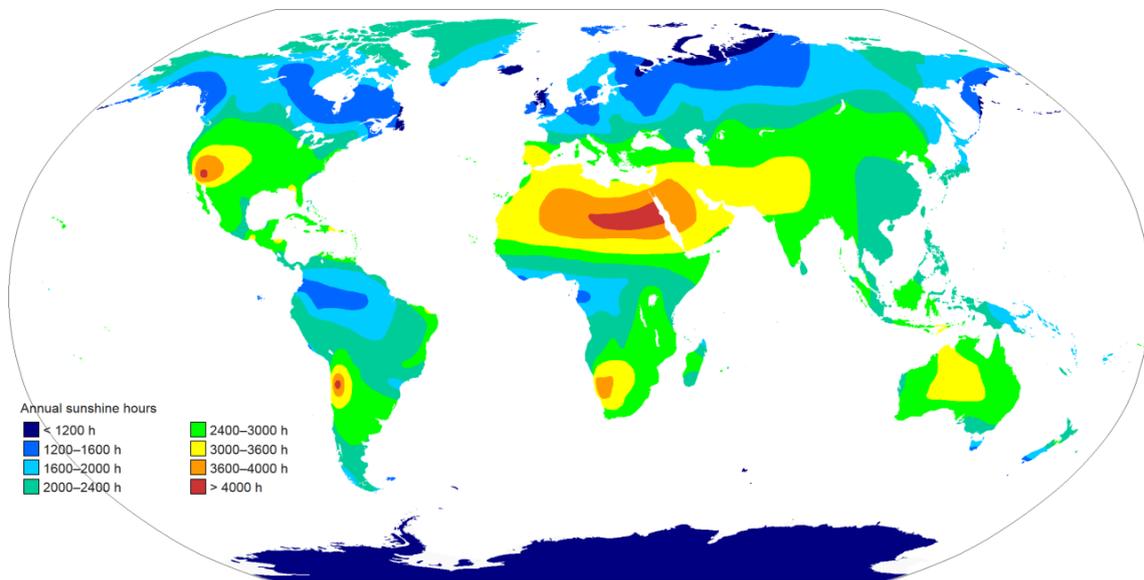


Ilustración 1. Mapa mundial de la radiación solar.

3.1. Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene directamente de los rayos del sol gracias a la foto-detección cuántica de un dispositivo. Esta permite producir electricidad para redes de distribución, abastecer viviendas aisladas y alimentar todo tipo de aparatos.

Los dispositivos mediante los que se capta la energía solar reciben el nombre de células fotovoltaicas, que presentan una lámina metálica semiconductor. Estas células pueden dividirse entre monocristalinas (un único cristal de silicio), policristalinas (compuestas por múltiples partículas cristalizadas) o amorfas (si el silicio no se ha cristalizado). La unión de varias de estas células forma el módulo fotovoltaico. Estos módulos producen corriente eléctrica continua.

Energía	Recurso (en tep por año)
Hidráulica	$1.7 \cdot 10^9$
Solar	$9.8 \cdot 10^{13}$
Eólica	$1.4 \cdot 10^{10}$
Biomasa	$2.8 \cdot 10^9$
Geotérmica	$2.3 \cdot 10^{16}$
Maremotriz	$1.9 \cdot 10^9$
Maremotérmica	$2.8 \cdot 10^{13}$
Olas	$1.7 \cdot 10^9$

Ilustración 2. Clasificación de las energías renovables.

La energía solar está garantizada para los próximos 6.000 millones de años. La energía desprendida por el Sol puede llegar a satisfacer todas nuestras necesidades si aprendemos cómo aprovechar la luz que continuamente llega a nuestro planeta procedente del mismo.

Durante un año, el Sol arroja sobre la Tierra cuatro mil veces más energía de la que vamos a consumir. Por eso es de recibo aprovechar al máximo esta fuente de energía gratuita, limpia e inagotable, que además puede librnos definitivamente de la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras o contaminantes, como pueden ser las centrales nucleares.

3.2. Terminología

La radiación solar se valora en varias unidades físicas concretas:

- **Irradiancia**, se trata de la potencia de la radiación solar por unidad de superficie, su unidad es $[W/m^2]$.
- **Irradiación**, es la energía que incide por unidad de superficie en un tiempo.
Irradiación = Irradiancia · tiempo; por lo tanto sus unidades serán $[J/m^2]$ o $[kW·h]$ donde $1kW·h$ equivale a $3.6 MJ$.
- **Irradiancia espectral**, consiste en la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda $[W/(m^2·\mu m)]$.
- **Irradiancia directa**, se refiere a la radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar, su unidad de medida es $[W/m^2]$.
- **Irradiancia difusa**, radica en la radiación procedente de toda bóveda celeste excepto la procedente del disco solar y cuya unidad de medida es $[W/m^2]$.
- **Irradiancia reflejada**, en otras palabras, la radiación reflejada por el suelo (albedo), se mide en $[W/m^2]$.
- **Irradiancia global**, que se entiende como la suma de la irradiancia directa, difusa y reflejada. Es el total de la radiación que llega a un lugar en $[W/m^2]$.
- **Irradiancia circunsolar**, es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en $[W/m^2]$.
- **Radiación extraterrestre**, también conocida como la radiación que llega al exterior de la atmósfera terrestre $[W/m^2]$. Solo varía con la distancia entre la tierra y el Sol.

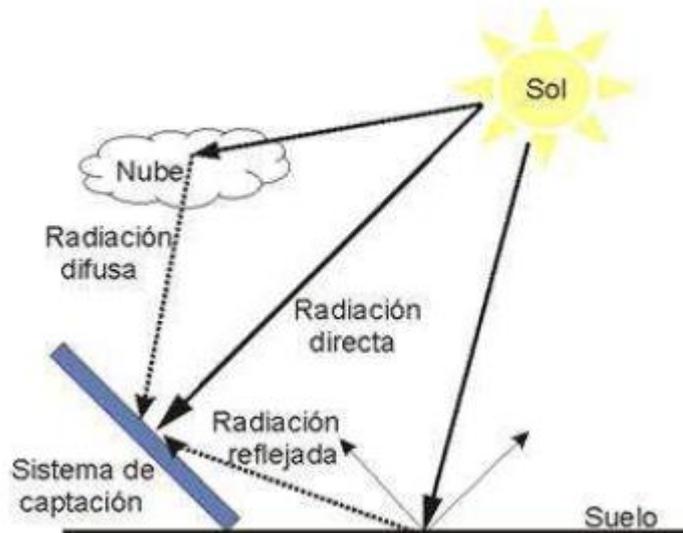


Ilustración 3. Formas de radiación.

Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido, se obtiene la energía en kWh/m², este valor dependerá de la región en la que nos encontremos.

3.3. Futuro de la energía solar fotovoltaica

Vistas las ventajas incomparables de este tipo de energía, tanto a nivel ecológico, como económico o puramente práctico, es de esperar que la energía solar fotovoltaica sea una de las grandes energías del futuro. Cabe esperar que su aporte en la producción de energía eléctrica mundial aumente considerablemente en los próximos años.

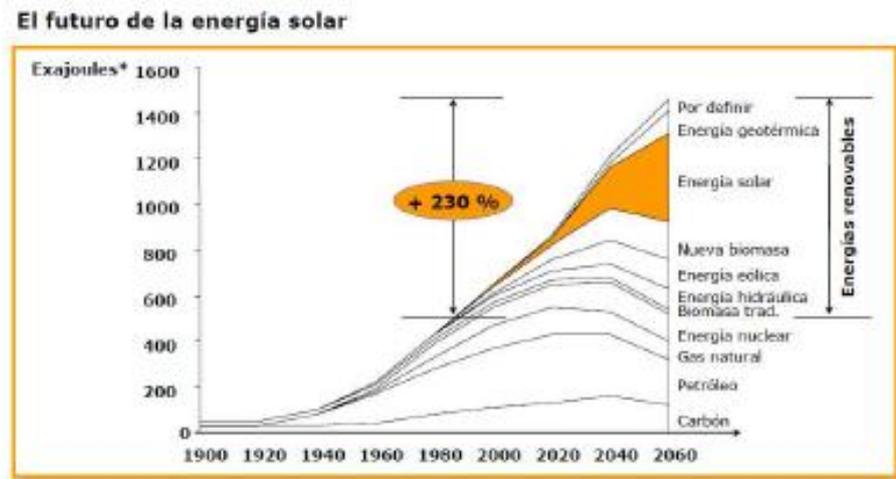


Ilustración 4. Evolución cronológica de las energías.

3.4. Tipología de instalaciones solares fotovoltaicas

Cuando se plantea la instalación de generadores de energía solar fotovoltaica, fundamentalmente se atiende a dos razones principales:

- La necesidad de proporcionar energía eléctrica a una zona aislada o de difícil acceso para la red de distribución.
- La posibilidad de inyectar energía eléctrica a la red de distribución.

En función de estos criterios, se pueden encontrar tres tipologías básicas de instalaciones fotovoltaicas: instalaciones aisladas, instalaciones conectadas a la red e instalaciones híbridas.

3.4.1. Instalaciones aisladas

Este tipo de instalaciones son muy adecuadas para aquellas zonas geográficas donde no llega la red eléctrica o conectarse a la red de distribución no es viable técnica o económicamente. Tales hacen posible la electrificación de las cargas de forma autónoma, simplemente aprovechando la energía del Sol.

En dichas instalaciones se conecta adicionalmente una serie de baterías, en función de los días de autonomía que vayamos a necesitar en cada caso, que se encargan de acumular la energía sobrante durante el día para poder suministrar la energía necesaria durante la noche, ya que no se tendría energía solar en esas horas.

3.4.2. Instalaciones conectadas a red

Los sistemas de conexión a la red eléctrica son los que han experimentado mayor desarrollo en los últimos años, gracias a los incentivos establecidos por la legislación vigente, que permite vender la totalidad de la producción de la instalación solar a la empresa distribuidora de electricidad, a un precio por kWh fijado, superior al kWh consumido. De este modo, la instalación se convierte en una pequeña central productora acogida al régimen especial, vendiendo la energía entregada a un precio subvencionado, acortando sensiblemente los plazos de amortización y de obtención de beneficios.

Estos sistemas se caracterizan por su simplicidad constructiva, la generación de energía eléctrica silenciosa y no contaminante, una gran fiabilidad, larga duración y poco mantenimiento.

El funcionamiento de este tipo de instalaciones es muy simple. El generador fotovoltaico transforma la energía solar incidente en los módulos de corriente continua, que es convertida por el inversor en corriente alterna de la misma tensión y frecuencia que la red eléctrica.

Para contabilizar la energía eléctrica inyectada a la red de la empresa de distribución se utiliza un contador de energía intercalado entre la red de baja tensión y el inversor. También es necesario instalar un contador de entrada de energía para contabilizar el posible consumo de la instalación, o bien se puede utilizar un único contador bidireccional para realizar ambas funciones.

El mantenimiento de estas instalaciones es mínimo, y consiste básicamente en la limpieza periódica de los módulos y en la comprobación de las conexiones eléctricas y el buen funcionamiento del inversor, estimándose su vida útil en más de 30 años.

En este tipo de instalaciones también encontramos el autoconsumo, que consiste en una instalación conectada a red en la que la energía producida se utiliza para alimentar a las cargas del propietario de la instalación, en el caso de no producir la suficiente energía para el consumo de todas las cargas, se produciría un consumo de la energía de la red de distribución.

Cabe destacar que en este tipo de instalaciones está prohibido verter energía a la red, para evitar que esto se produzca, se utiliza un relé de vertido cero, que regula el punto de funcionamiento de la planta solar fotovoltaica para que se ajuste a los consumos que se están produciendo en cada momento.

3.4.3. Sistemas híbridos

Una hibridación solar es un sistema de producción de energía, que funciona mediante la combinación de energía solar con la obtenida de una central térmica tradicional, de biomasa, energía eólica o de combustibles fósiles.

Con este sistema se puede aumentar la potencia en momentos de mayor demanda y, por lo tanto, es menos dependiente de las fluctuaciones en la radiación solar.

Los sistemas híbridos más comunes son los que combinan la energía solar fotovoltaica con grupos electrógenos de diésel.

Además esta instalación se puede complementar con baterías que se utilizan como *back-up* o pulmón de la instalación para cuando se produzcan picos de consumo o la producción solar disminuya.

3.5. Tipos de paneles solares

Existen diferentes tipos de paneles solares fotovoltaicos:

- Monocristalinos, fabricados a base de lingotes puros de silicio. Ofrecen un máximo rendimiento.
- Policristalinos, fabricados a partir de la refundición de piezas de silicio. Son mucho menos costosos que los monocristalinos y ofrecen un rendimiento óptimo.
- Amorfos, fabricados a partir de la disposición de capas delgadas sobre vidrio. El rendimiento es menos que el silicio cristalino. Se usa para aplicaciones de pequeña potencia.

3.6. Descripción de los componentes

3.6.1. Célula fotoeléctrica

Una célula fotoeléctrica o fotovoltaica es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico. Compuestas de un material que presenta el efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

La eficiencia de conversión obtenida por las células disponibles en el mercado, se encuentra en un 11-12%, pero según la tecnología utilizada empleada puede variar desde un 6% para las células de silicio amorfo hasta un 14-19% de las células de silicio monocristalino.

También existen células multicapa, normalmente de Arseniuro de Galio, que alcanzan eficiencias del 30%. Superando el 42% en un laboratorio con nuevos paneles.

La vida útil media a máximo rendimiento se sitúa en torno a los 25 años, periodo a partir del cual la potencia entregada va disminuyendo.

A la asociación de diversas células fotoeléctricas se le conoce como panel fotovoltaico. El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es continua, por lo que si necesitamos corriente alterna en nuestros receptores o bien necesitamos aumentar la tensión, se deberá añadir un inversor y/o un convertidor de potencia.

3.6.2. Módulos solares

Los módulos fotovoltaicos están formados por la asociación de un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la radiación que incide sobre ellos. El parámetro principal que define a cada módulo es la potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas que son:

- Radiación de 1000 W/m^2
- Temperatura de célula de 25°C (no temperatura ambiente).

La asociación de células solares puede ser en serie o en paralelo, de ello dependerán los niveles de tensión e intensidad del módulo ya que, al conectarlas en serie, se suman las tensiones de las células y, al conectar en paralelo, se suman las intensidades. El tipo de asociación que se implante determinará el comportamiento del módulo.

Una vez las células están conectadas en serie o paralelo se encapsulan para protegerlas de las condiciones climáticas como lluvia, polvo, nieve, granizo...

En la parte frontal se utilizan normalmente vidrios específicos con la mayor transparencia posible para que la radiación solar incida correctamente. Por la parte posterior, normalmente se utiliza un polímero opaco.

En la parte trasera del panel también encontramos la caja de conexiones y diodos de protección (*bypass*), estos tienen como objeto evitar los efectos que se producen por los puntos calientes y sombreados, que pueden afectar negativamente al rendimiento del panel.

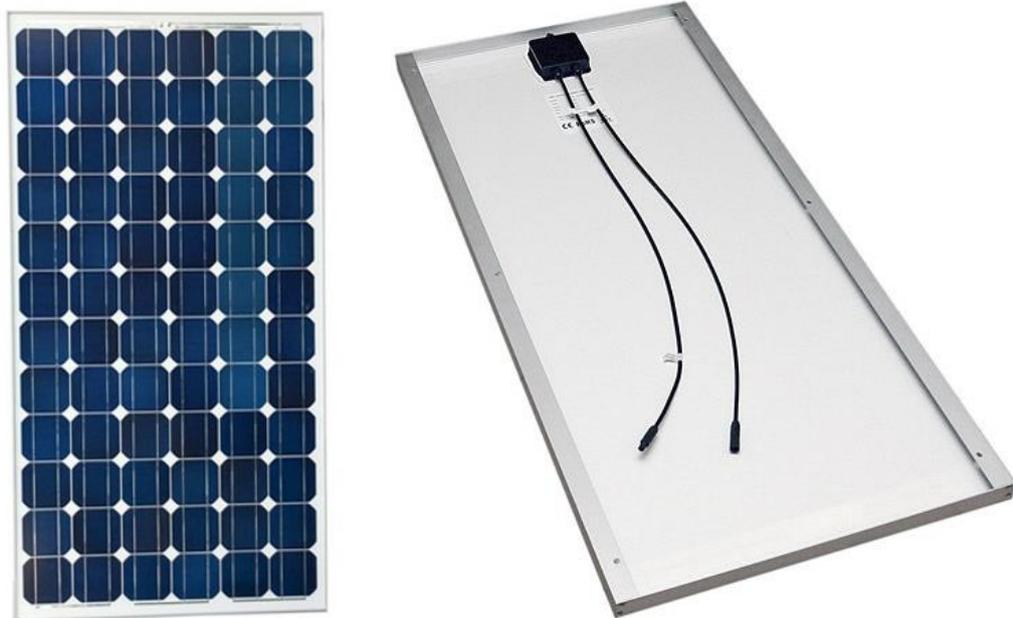


Ilustración 5. Módulo fotovoltaico convencional.

3.6.3. Generador fotovoltaico

Un generador fotovoltaico está compuesto por la asociación tanto en serie como en paralelo de diferentes módulos solares fotovoltaicos. Su función es captar la radiación procedente del sol y transformarla en corriente continua.

Cuando variamos el número de paneles solares en serie lo que estamos haciendo es variar la tensión del generador manteniendo constante la corriente que circula por el mismo, mientras que si variamos el número de paneles en paralelo o *strings*, la tensión se mantiene constante mientras que la intensidad es la que varía.

Es muy importante utilizar módulos iguales de la misma marca, modelo y, por supuesto, de la misma potencia, teniendo todos ellos la misma curva característica con el fin de reducir pérdidas causadas por la dispersión de los parámetros eléctricos. Además, todos los módulos solares de un mismo *string* estarán colocados con la misma orientación e inclinación.



Ilustración 6. Ejemplo de generador fotovoltaico.

3.6.4. Inversor fotovoltaico

Un inversor es un dispositivo electrónico de potencia cuya misión básica es convertir la corriente continua de la instalación fotovoltaica en corriente alterna para la alimentación de los receptores, ya que la mayoría de estos trabajan con corriente alterna.

En función de las características del inversor, se diseñará el generador fotovoltaico, ya que dependiendo del rango de tensión de entrada de corriente continua que tenga, se podrá conectar un determinado número de módulos en serie. De igual manera, sus características amperimétricas determinarán el número de líneas en paralelo que admitirá. Hoy en día, con la ayuda de la electrónica de potencia, dicha conversión se consigue con muy pocas pérdidas.

3.6.4.1. Inversores para sistemas aislados

Este tipo de inversores se utilizan para instalaciones en los que hay una ausencia de red de distribución. Existen dos grandes tipos de inversores aislados:

- Onda pura.
- Onda modificada.

Normalmente todos nuestros aparatos están diseñados para trabajar con onda pura, pero los fabricantes de inversores se dieron cuenta de que convertir la corriente continua en corriente alterna mediante onda modificada era mucho más barato que en onda pura. Sin embargo, en los inversores que convierten la corriente continua en alterna mediante onda modificada las cargas no funcionan de forma óptima en algunas cargas.

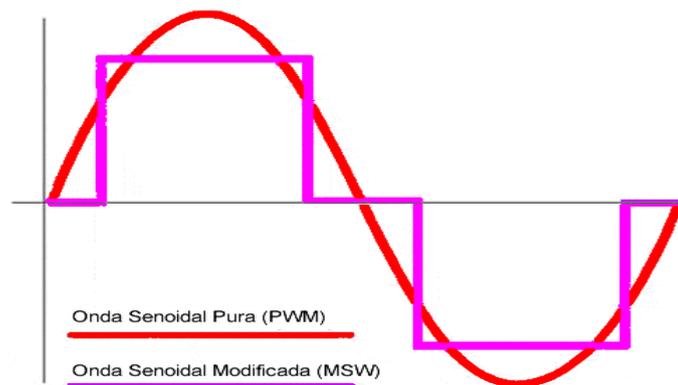


Ilustración 7. Señales de inversores onda pura y modificada.

Estos inversores tienen un buen rango de tensiones de entradas y salidas, no obstante, es aconsejable no utilizarlos para cargas con grandes potencias.

Las tensiones de entrada más comunes son 12, 24, 48 V en corriente continua.

En este tipo de inversores, ya que no se dispone de red, no puede producirse un sincronismo con la misma, para esto se utilizan los inversores/cargadores, que son capaces de generar la señal y copiarla.

3.6.4.2. Inversores de conexión a red

Este tipo de inversores se utiliza cuando se dispone de una red de distribución en la instalación, ya sea destinada al autoconsumo o a la inyección en red.

La señal de tensión generada por el inversor es senoidal pura y se obtiene por la modulación por ancho de pulsos (PWM).

Los inversores de redes se pueden clasificar de diferentes formas. De acuerdo con el número de fases, se pueden distinguir entre monofásicos y trifásicos. Con respecto a la configuración del sistema se puede distinguir entre:

- Inversores centrales.
- Inversores en cadena.
- Inversores modulares.

Puesto que la salida de los inversores está conectada a la red eléctrica, el sincronismo con esta es un aspecto fundamental en el funcionamiento del inversor. El control principal lo trata de forma prioritaria, realizando un seguimiento muy sensible a cualquier cambio en la red. Ello permite introducir las correcciones necesarias en milisegundos.

Para conseguir el mejor rendimiento de la instalación solar fotovoltaica, el inversor conectado a la red trabaja detectando continuamente el punto de máxima potencia (MPPT) dependiendo de la característica tensión-corriente de los paneles fotovoltaicos, la radiación solar recibida o por variaciones de la temperatura de los paneles.

Estos inversores permiten trabajar en rangos de tensiones más altas que los inversores de aislada, ya que pueden llegar en algunos casos hasta una tensión de entrada máxima de 1000V.

3.7. Grupos electrógenos

Los grupos electrógenos se utilizan como apoyo a la instalación fotovoltaica en el caso de tratarse de una instalación aislada de la red. Entrarían en funcionamiento en el caso de que la energía solar fotovoltaica no fuese suficiente y las baterías tuviesen un nivel bajo de carga, en ese caso, los grupos se utilizarían para alimentar a las cargas al mismo tiempo que carga las baterías.

Aunque también existe la posibilidad de crear un sistema híbrido, en el que el grupo electrógeno sea el encargado de generar la red para que los inversores la copien. En este caso, debe haber un grupo electrógeno funcionando en todo momento. Con las tecnologías existentes en la actualidad, existe la posibilidad de que estos grupos estén funcionando al mínimo, ya que la mayor parte del tiempo solo se utiliza para generar la señal de red, sin que sea necesario que arranquen.

En estos casos la proporción de la instalación se encontraría aproximadamente en un 30% de la energía producida por los grupos y un 70% por la fotovoltaica.



Ilustración 8. Ejemplo de grupo electrógeno convencional.

3.8. Baterías

Las baterías en un sistema de energía solar fotovoltaica son las encargadas de almacenar los excedentes de energía que la instalación receptora no consume. Entrarán en funcionamiento siempre y cuando el consumo de las cargas sea mayor que la energía producida por los paneles, ya sea durante la noche o debido a días nublados.

La unidad de una batería más utilizada es la celda de 2 voltios. Dentro de la celda, la tensión real de la batería depende de su estado de carga, si está cargando, descargando o en circuito abierto.

Existen dos tipos de baterías:

- Baterías de plomo-ácido.
- Baterías de ión-litio.

Las diferencias básicas que encontramos entre ellas son, en las de ión-litio, para un mismo tamaño, son capaces de almacenar hasta 3 veces más energía. Además, en las mismas, podemos trabajar con un mayor voltaje, ya que el litio es el elemento químico más electronegativo que hay, y por último, una mayor rapidez en la carga y en la descarga, al disponer de mayor voltaje en la celda, necesitan menos corriente para introducir la misma energía.

Asimismo, respecto a las ventajas, la que puede tener mayor relevancia a la hora de rentabilizar la instalación de las mismas, en las baterías de ión-litio obtenemos una mayor vida útil llegando a ofrecer hasta 4000 ciclos con el 80% de profundidad de descarga, mientras una batería de plomo-ácido podría ofrecer solamente 500 ciclos.

La única desventaja que se le puede poner a las baterías de litio por el momento es su precio, ya que son considerablemente más caras que las de Plomo.



Ilustración 9. Batería de Ion-Litio convencional.

3.9. Controlador

El controlador es el encargado de automatizar la instalación en función de las características que rodeen a la instalación en cada momento. Su modo de funcionamiento consiste en recibir datos de los diferentes equipos que se encuentran en la instalación y en función de estos, enviar órdenes al resto de equipos sobre cuál de ellos entra en funcionamiento, la carga que se tiene en cada instante, si el campo fotovoltaico no está produciendo energía, a qué potencia deben trabajar los grupos electrógenos para compensar la falta de energía solar...

Para enviar los datos de consumo que se tiene en cada momento, se suele instalar justo antes de las cargas un analizador de redes.



Ilustración 10. Ejemplo de controlador convencional.

3.10. Cableado y elementos de conexión

El cableado de una instalación de este tipo se puede seccionar en diferentes zonas, por un lado, cable entre los paneles de una misma rama, que une las ramas con los inversores, por otro, cable de baterías a inversores, además, cable que va desde los grupos electrógenos hasta los inversores y, por último, cables que van desde los inversores al cuadro de protección de la instalación a alimentar. En el caso del tramo que va desde los paneles hasta los inversores, suele ser necesario situar una caja de protecciones donde se agrupan varias ramas, esto se utiliza cuando el número de ramas por inversor es mayor que el número de entradas que tiene el mismo.

Teniendo en cuenta el ITC-BT-24 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión, todo el cableado de la instalación, las cajas de conexiones, los armarios o cualquier elemento susceptible de sufrir contacto indirecto, deberá incluir un aislamiento reforzado de clase II.

El cableado se dimensionará teniendo en cuenta dos criterios, el de caída de tensión y el de intensidad máxima admisible.

3.10.1. Cableado de los ramales

Los ramales o *strings* serán cableados por cable de 4mm^2 , normalmente se utilizan los 2 tramos de cable de aproximadamente un metro que traen incorporados los paneles, sin embargo, si estos no fuesen lo suficientemente largos, se empalmarían utilizando un conector MC4. Estos cables irán fijados a la estructura mediante elementos de agarre como bridas o algún elemento de similares características.

No hay que olvidar realizar la conexión de un conductor de tierra de la misma sección seleccionada, el cual deberá estar unido a las masas de los elementos metálicos de la instalación mediante terminales adecuados.

El aislamiento del conductor será de PVC y deberá tener una alta protección contra los rayos UVA.



Ilustración 11. Conector MC4.

3.10.2. Conducción principal de corriente continua

El cableado de la parte principal de corriente continua se ubica desde el final de cada *string*, desde el conjunto de baterías o bien desde el cuadro de protección donde se agrupan los mismos, hasta el inversor.

3.10.3. Conducción de corriente alterna

La parte de corriente alterna corresponde a la conexión desde los grupos electrógenos hasta los inversores, y desde los mismos hasta el cuadro de protecciones de la instalación que queremos alimentar.

Cada una de estas partes se cableará en régimen trifásico con neutro centralizado y con una sección adecuada a cada elemento.

4. Memoria descriptiva

4.1. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene por objeto, definir las características técnicas de una instalación híbrida de energía solar fotovoltaica, combinada con grupos electrógenos diesel, de 3MWp, sirviendo de base para la ejecución de la misma y dando cumplimiento a la legislación vigente. Las exigencias de este proyecto son:

- Suministrar un mínimo de 1,7MWh durante el periodo horario que va desde las 9:00 hasta las 16:00h.
- Esta energía se entregará al cliente a un precio de 0,24 €/kWh.
- En horario diurno se debe cubrir el máximo posible de la energía a entregar por la instalación solar fotovoltaica.
- Además, existirán una serie de grupos electrógenos, que se encargarán tanto de generar la señal de la red, como de alimentar las cargas cuando la fotovoltaica no sea capaz de cubrir las necesidades del cliente.
- Todo esto automatizado mediante un controlador que será el encargado de combinar las distintas fuentes disponibles en la instalación en función de las condiciones de cada momento.

4.2. Situación y emplazamiento de la actividad

El terreno en el que se desarrolla el proyecto se encuentra ubicado en la ciudad de Barahona, en República Dominicana. Las coordenadas geográficas del lugar son: latitud **18°14'31,10"N** y longitud **71°14'47,75"O**.

4.2.1. Descripción de la instalación

Este proyecto va destinado a alimentar, durante horario diurno, a una empresa que se dedica a la explotación de una cantera de cemento y que, además, tiene una fábrica de bloques de hormigón. La jornada laboral va de lunes a domingo cuyo horario es desde las 7:00 hasta las 23:00h.

Se ha elegido un horario que va desde las 9:00 hasta las 16:00h puesto que, según los cálculos y estimaciones, es el horario que mayor eficiencia otorga al presente proyecto.

Así pues, a las 16:00h se realizará una parada técnica de la planta y el cliente se alimentará con sus grupos hasta el final de la jornada laboral.

4.2.2. Terrenos y edificaciones

La instalación para la generación de energía eléctrica se realizará en una parcela cercana a la cantera. Se utilizará para esta instalación una estructura soporte con un previo hincado en el terreno.

4.3. Proceso de la actividad

La actividad se va a desarrollar mediante un generador fotovoltaico de 3MW, compuesto por 11.040 módulos de 270Wp, 48 inversores de 60kW, 9 grupos electrógenos de 250kVAs, y un controlador.

4.3.1. Contaminación generada y seguridad industrial

De acuerdo con la actividad a desarrollar, materias a emplear, maquinaria a instalar, personal... Se puede clasificar como:

- Beneficiosa para el Medio Ambiente, por producir energía eléctrica a partir de la energía solar (renovable e inagotable), disminuyendo la posible emisión de CO₂ al medio ambiente atmosférico si esta energía fuese producida mediante combustión de otras fuentes de energía.
- No molesta, por la ínfima producción de ruidos y vibraciones, además de la lejanía a cualquier zona de uso residencial.
- No contaminante, por la nula producción de residuos durante la producción de energía.

4.3.2. Descripción del proceso de fabricación

La actividad que nos ocupa se dedica a la extracción y al tratamiento del cemento, además de a la fabricación de bloques de hormigón.

Las tareas del proceso se orientan, en primer lugar, a la extracción que se debe realizar en la mina para, posteriormente, ejecutar el tratamiento de dicho material. Asimismo la energía producida irá destinada a alimentar la maquinaria y elementos eléctricos necesarios para llevar a cabo los trabajos.

4.4. Normativa aplicable

El presente proyecto recoge las características de los materiales, los cálculos que justifican su empleo y la forma de ejecución de las obras a realizar, dando con ello cumplimiento a las siguientes disposiciones:

- **Ley 54/1997** del Sector eléctrico, el artículo 9 establece que:
 - «a) Los productores de energía eléctrica, que son aquellas personas físicas o jurídicas que tienen la función de generar energía eléctrica, ya sea para su consumo propio o para terceros, así como la de construir, operar y mantener las centrales de producción».

- **Real Decreto 842/2002** del 2 de agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de baja tensión.
- **Reglamento del ministerio de Obras Públicas** de República Dominicana.
- Normas aplicables de la compañía distribuidora de electricidad local, EDENORTE.
- Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas publicado por el IDAE.

4.5. Descripción técnica de la instalación

La instalación proyectada se compondrá de un sistema fotovoltaico generador de electricidad. Dicho generador estará constituido por módulos fotovoltaicos conectados eléctricamente entre sí, en cuya salida de corriente continua se situará un inversor de potencia que dotará a la energía generada de las características necesarias para su inyección a la red de consumo eléctrica del cliente, dicho campo fotovoltaico estará combinado con una serie de grupos electrógenos, todo ello analizado y automatizado mediante un controlador. Se incluirán todas las protecciones necesarias por este tipo de instalaciones, así como las estructuras encargadas de soportar los módulos fotovoltaicos.

4.5.1. Generador fotovoltaico

La instalación fotovoltaica consta de un sistema generador compuesto por módulos fotovoltaicos de células de silicio policristalino cada uno, en concreto 11.040 módulos JINKOSOLAR 270w con una potencia unitaria máxima de 270Wp. Los módulos se conectarán eléctricamente entre sí en series de 23 unidades, con un total de 480 series, que posteriormente se conectarán en paralelo para ser conectadas a los inversores correspondientes.

La potencia pico total del sistema generador fotovoltaico 1 será de 2.980.800 Wp.

La relación entre la potencia pico instalada y la potencia nominal de la instalación es de 1,035 representando un factor de dimensionado óptimo para la latitud del emplazamiento.

Los módulos fotovoltaicos están constituidos por células cuadradas de silicio policristalino de alta eficiencia de 156 mm². Los conductores eléctricos son de cobre plano bañado en una aleación de estaño-plata que mejora la soldabilidad. Las soldaduras de las células y los conductores están realizadas por tramos para liberación de tensiones. El laminado del módulo está compuesto por vidrio ultra transparente templado dotado con tratamiento superficial antirreflexivo; encapsulante termoestable de Acetato de etilenvinilo (EVA) transparente embebiendo a las células.

El conexionado eléctrico se realiza mediante una caja de conexiones de la marca MC con conectores rápidos anti-error, e incluye diodos *by-pass*. Todos los contactos eléctricos se realizan por presión, evitando la aparición de soldaduras frías. Su construcción, de conformidad con estrictas normas de calidad, permite a estos módulos soportar las inclemencias climáticas más duras.

El módulo propuesto cumple con la norma IEC 61215y los requisitos de Seguridad Eléctrica Clase II.

Las principales características eléctricas del módulo seleccionado se detallan a continuación:

JINKOSOLARJKM270PP

- Potencia nominal (Pmpp) 270 Wp.
- Tolerancia potencia nominal +3%
- Voltaje punto de máxima potencia (Vmpp)31,7V.
- Corriente punto de máxima potencia (Impp)8,52 V.
- Voltaje en circuito abierto (Voc)38,8 V.
- Corriente de cortocircuito (Isc)9,09 A.
- Coef. temperatura tensión de circuito abierto -0,3% V/°C
- Coef. Temperatura corriente de cortocircuito0.06% A/°C
- Coef. de Temperatura de máxima potencia..... -0,4% /°C

Dichas características están referidas a las condiciones estándar de medida (CEM):

- Temperatura de célula 25°C
- Radiación1000 W/m²
- Espectro..... AM 1.5

Las dimensiones de los módulos fotovoltaicos son las siguientes:

- Longitud1650mm.
- Anchura992mm.
- Espesor40 mm.
- Peso aproximado 19 Kg.

4.5.2. Acondicionamiento de potencia. Inversores

Como es sabido, los módulos fotovoltaicos producen energía eléctrica en corriente continua (CC). La función de los equipos inversores es adaptar esa energía eléctrica de corriente continua (CC) a corriente alterna, modificando asimismo los niveles de tensión, en este caso a 480Vac. Además de generar una onda sinusoidal, los equipos inversores generan un sistema trifásico equilibrado, adaptando la potencia generada a los sistemas convencionales de distribución de energía eléctrica.

Se utilizará una instalación descentralizada mediante inversores de *string*, repartidos uniformemente por la parcela, los inversores utilizados en la instalación serán el SUNNY TRIPOWER 60. Inversor para conexión a red o hibridaciones de 60 kW (48 unidades), preparado para trabajar con tensiones de hasta 1.000v en el lado de corriente continua.

El inversor opera automáticamente y controla el arranque y parada del mismo. Incorpora un sistema avanzado de seguimiento de la potencia máxima (MPPT) para maximizar la energía obtenida de los paneles fotovoltaicos. Para minimizar las pérdidas durante el proceso de inversión, usa tecnología de conmutación mediante transistores bipolares de puerta aislada (IGBT's). Se pueden paralelizar múltiples inversores para instalaciones de más potencia.

El inversor está diseñado acorde con la normativa europea, cumple por lo tanto todos los requisitos CE, así como la normativa aplicable.

Se instalarán un total de 48 inversores, con una potencia nominal total de planta de 2880kWn.

El inversor cumple con la normativa europea aplicable a estos equipos, contando con todas las protecciones exigidas por el RD 1663/2000, de 29 de septiembre:

- o Protección de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
- o Protección de máxima y mínima frecuencia (65 y 54 Hz. respectivamente).
- o Transformador de separación galvánica.
- o Protección contra funcionamiento en modo isla.

- o Protección contra sobretensiones.
- o Control de aislamiento.

Las principales características del inversor se detallan a continuación:

- Valores de entrada:
 - o Potencia máxima del campo PV recomendado.....90 kWp.
 - o Rango de tensión MPPT.....570-800 V.
 - o Máxima tensión CC..... hasta 1.000V.
 - o Máxima corriente de entrada110A.

- Valores de salida:
 - o Potencia nominal AC60kWn.
 - o Rango de operación voltaje de red ... 400/480V
 - o Rango de voltajes máximo/mínimo..... 360/530V
 - o Corriente nominal 72 A.
 - o Factor de potencia1
 - o Frecuencia..... 60 Hz.
 - o Distorsión de corriente armónica ≤1%

- Datos técnicos del inversor:
 - o Protección interna IP65
 - o Eficiencia máxima >98,8%
 - o Dimensiones570mm x 740mm x 300mm.
 - o Peso 75 Kg.
 - o Rango de temperatura de funcionamiento -25°C/+60°C

- Normas europeas:
 - o Conformidad CE.
 - o EN62109-1.
 - o EN62109-2.
 - o EN/IEC 61000-1.
 - o EN/IEC 61000-2.
 - o EN/IEC 61000-3.

- EN/IEC 61000-4.

4.5.3. Cajas CC de interconexión de *strings*

Los inversores seleccionados tienen únicamente una entrada de *string*, por lo que es necesario instalar cuadros de CC para realizar la combinación de los *strings* correspondientes a cada inversor, de forma que a la salida de esta interconexión exista únicamente un *string*, con los valores de tensión e intensidad de todos los que entran en este cuadro.

En este caso se instalará la DC Combiner, se trata de una solución de SMA, para este caso utilizaremos el modelo **DC-CMB-U10-16**, en el cual se debe realizar la agrupación de los 10 *string* de cada inversor, cuyas características son:

- Tensión de entrada CC 1.000 V.
- Número de entradas 16.
- Corriente asignada por string 13,75 A.
- Corriente de salida máx. CC 220 A.
- Número de salidas CC 1.
- Interruptor de CC (interruptor-seccionador) 250A/1.000V.

Las dimensiones de los cuadros de CC son las siguientes:

- Longitud 550mm.
- Anchura 650mm.
- Espesor 260mm.
- Peso aproximado 24,2Kg.

Además, este cuadro incluirá las protecciones adecuadas de CC para cada *string*, que serán protegidos, normalmente, mediante fusibles.

4.5.4. Cuadros de protección AC Box

Los inversores se agruparán en casetas, cada una de estas contendrá 10 inversores, excepto una de ellas que tendrá 8.

La salida de estos inversores irá a un cuadro de protección de corriente alterna, que además combinará las salidas de estos inversores mediante un embarrado, del que saldrá la acometida que va hasta el CGBT.

Cada uno de estos cuadros incorporará fusibles de protección del calibre que corresponda.

4.5.5. Características del campo fotovoltaico

Los generadores fotovoltaicos se han configurado de tal manera que se optimice el rendimiento del inversor (función de la potencia de entrada y la tensión en el punto de máxima potencia).

Las características eléctricas del campo fotovoltaico resultante son las siguientes:

String 23 módulos JINKOSOLAR 270PP

- Potencia fotovoltaica instalada 6.210Wp.
- Corriente de cortocircuito9,09A.
- Corriente punto máxima potencia.....8,44A.
- Tensión de circuito abierto892,4V.
- Tensión punto máxima potencia729,1 V.
- Número de módulos por serie..... 23.

Campo fotovoltaico asociado a SUNNY TRIPOWER 60 (potencia unitaria por cada inversor)

- Potencia fotovoltaica instalada 74.520Wp.
- Corriente de cortocircuito90,9A.
- Corriente punto máxima potencia.....85,2A.
- Tensión de circuito abierto892,4V.
- Tensión punto máxima potencia729,1 V.
- Número de módulos por serie..... 23.
- Número de series en paralelo.....10 series simples.

4.5.6. Grupos electrógenos

Los grupos electrógenos se han configurado de tal manera que sean capaces de suministrar la totalidad de energía demandada en caso de no disponer de la energía fotovoltaica, se conectarán todos los grupos a un embarrado, a la salida del mismo se colocará un interruptor automático del que saldrá la energía hacia el CGBT.

La instalación de los grupos se configurará de forma que uno de ellos haga la función de maestro y el resto de esclavos, es decir, el primero es el que se encarga de generar la señal de red a los valores adecuados (480V y 60Hz), y el resto copiará esta señal mediante la interconexión de los cuadros de control.

Se instalarán adecuadamente para que, cuando se produzca una caída de la planta fotovoltaica, arrancarán en vacío todos los grupos y posteriormente se irán apagando los que no sean necesarios en cada momento (deslastre de grupos).

Para este caso en el que la instalación fotovoltaica actúa contra los grupos se ha instalado también un relé de protección contra potencias inversas, que impide que la fotovoltaica introduzca energía en los grupos produciéndoles averías. Este relé básicamente lo que hace es evitar que el alternador actúe como motor, es decir, que gire en sentido contrario.

Previo a la entrada del diésel en los grupos se realizará un filtrado del mismo, ya que los combustibles de la zona tienen bastantes impurezas y podría resultar en algún tipo de avería en el grupo.

Cada grupo lleva integrado el cuadro de control correspondiente y la protección interna que requiera cada uno de ellos, además de un interruptor manual de corte, que permite parar los grupos individualmente.

Se ha seleccionado de la gama de Himoinsa el modelo **HDW-270 T6**, del que se dispondrán hasta 9 unidades (con 8 sería suficiente, pero se instalará uno más, bien de reserva en caso de avería o bien para distribuir las horas de funcionamiento y minimizar el desgaste de los grupos), este modelo posee las siguientes características:

- Dimensiones..... (3.800x2.290x1.400)mm.
- Peso con líquidos en radiador y cárter 3.485kg.
- Capacidad del depósito..... 449l.

- Autonomía..... 9 horas.
- Motor:
 - Potencia nominal PRP267kW.
 - Potencia aparente PRP310kVA.
 - Revoluciones por minuto..... 1800 r.p.m..
 - Tensión estándar... 480/277V.
 - Factor de potencia 0,8.
 - Tipo de inyección.....directa.
 - Tipo de motor..... Diesel 4 tiempos.
 - Sistema de refrigeración.....Líquido refrigerante.
 - Relación de compresión..... 17:1.
 - Consumo de combustible 100% PRP 76,5l.
 - Consumo de combustible 75% PRP..... 52,3l.
 - Consumo máximo de aceite a plena carga0,5% del consumo de combustible.
 - Cantidad máxima de aceite..... 23l.
 - Regulador..... Electrónico.
 - Calor evacuado por el refrigerante.....117,2kW.
- Alternador:
 - Número de polos.. 4.
 - Tipo de conexión..... estrella-serie.
 - Grado de protección aislamiento..... Clase H.
 - Grado de protección mecánica..... IP23.
 - Regulador de tensión.....A.V.R. (Electrónico).

4.5.7. Estación meteorológica

Se instalarán varias estaciones meteorológicas destinadas a medir y registrar regularmente diversas variables meteorológicas, estos datos se utilizan tanto para la

elaboración de predicciones meteorológicas a partir de modelos numéricos como para estudios climáticos.

De esta forma, nos servirá para prever los cambios que se producirán en el tiempo durante las próximas horas, sirviendo de aviso a la instalación para que esta se adelante a esos cambios y mediante el controlador, arrancar los grupos y sincronizarlos para que el usuario no se quede sin el suministro necesario en ningún momento.



Ilustración 12. Estación meteorológica.

4.5.8. Monitorización

Esta parte de la instalación es considerada como el cerebro del sistema, para este caso se utilizará el sistema de Green Power Monitor, llamado Power Plant Controller, controlado mediante un sistema Scada secundal que permita controlar el sistema segundo a segundo para otorgar mayor flexibilidad y fiabilidad al sistema.

El Power Plant Controller consiste en un autómata que, mediante una línea de datos, realiza la medición de la producción de la fotovoltaica y el consumo que nos exigen las cargas en cada momento, y con estos datos es capaz de conocer la cantidad de energía que deben entregar los grupos electrógenos en cada instante.

4.5.9. Estructura soporte

La estructura metálica sobre la que se situarán los módulos fotovoltaicos se establece para sostener dos módulos en vertical. La utilización de una adecuada estructura facilita las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado, evita problemas de corrosión y mejora la estética de la planta en su conjunto.

La estructura elegida será de acero galvanizado en caliente, material resistente a la corrosión y con un buen compromiso calidad-precio (más resistente que el acero inoxidable y más barato).

Debe soportar vientos de 80 a 100 km/h, situará a los módulos a una altura de 0.5 m del suelo, debe estar eléctricamente unida a una toma de tierra, y asegurará un buen contacto eléctrico entre el marco del módulo y la tierra para permitir la protección de las personas frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador.

Debe cumplir con la normativa:

- o ASTM A123: Standard Specification for Structural Steel Products .*
- o ASTM A153: Standard Specification for Zinc Coating (Hot-Dip) on Iron and Steel Hardware .*
- o ASTM A385: Standard Practice for Providing High-Quality Zinc Coatings (Hot-Dip)*
- o ASTM A653: Standard Specification for Steel Sheet, Zinc-Coated (Galvanized) or Zinc-Iron Alloy Coated (Galvannealed) by the Hot-Dip Process .*
- o ASTM A767: Standard Specification for Zinc-Coated (Galvanized) Steel Bars for Concrete Reinforcement .*
- o ASTM A780: Standard Practice for Repair of Damaged and Uncoated Areas of Hot-Dip Galvanized Coatings .*
- o ASTM A902: Standard Terminology Relating to Metallic Coated Steel Products .*
- o ASTM D6386-99: Standard Practice for Preparation of Zinc (Hot-Dip Galvanized) Coated Iron and Steel Product and Hardware Surfaces for Painting.*

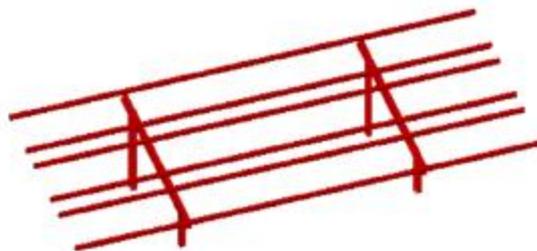


Ilustración 13. Estructura soporte

Se recibirá en obra toda la estructura para instalar los 11.040 módulos que componen la totalidad de la planta. La configuración de las estructuras serán mesas que contendrán dos filas de 23 módulos en posición vertical, albergando un total de 46 módulos por mesa. Se respetará una distancia mínima al terreno de 0.6 metros, desde la parte inferior del módulo. La profundidad de hincado podrá variar entre 1 y 1.5 metros en función de las características del terreno, pero siempre garantizando la correcta estabilidad frente a las cargas de viento y peso propio que puedan aparecer en el lugar de emplazamiento.

La estructura mantendrá siempre una orientación de 0° sur, así mismo los módulos tendrán una inclinación de 18° , optimizando el rendimiento energético de los módulos fotovoltaicos. El hincado se realizará mediante medios mecánicos dispuestos para tal fin, empleando para ello maquinaria diseñada para el hincado directo de los pilares que conforman las estructuras.

Todos los puntos de hincado se obtendrán mediante georreferencias obtenidas por dispositivos GPS, introduciendo los datos a partir del proyecto ejecutivo de la planta. Una vez finalizado el hincado, todos los pilares que conforman la estructura, se encontrarán en perfecto estado de conservación, completamente aptos para recibir la estructura de suportación de los módulos y perfectamente ubicados en el lugar determinado por el proyecto ejecutivo.

Una vez hincados los pilares de la estructura, se procederá al correcto montaje de las vigas traveseras que soportarán los módulos, empleando para ello la tornillería y herramientas necesarias para su correcta ejecución. Terminada de instalar la estructura se procederá al montaje de los módulos fotovoltaicos sobre la misma, empleando mordaza tipo "Z" y/o tipo "omega". En todos los encuentros de los

módulos con la estructura y siempre que se puedan producir contactos entre metales de distinta electronegatividad, se emplearán juntas elastoméricas con el objetivo de eliminar el par galvánico que pudiese aparecer. En todo caso se prestará especial atención en no atravesar el baño galvánico al que se someterán los elementos de la estructura, con el objetivo de evitar la aparición de puntos de oxidación. Los perfiles y dimensiones de los pilares y vigas empleados en la estructura, quedarán definidos en el proyecto ejecución.

4.5.10. Cableado

La instalación, en cualquiera de las propuestas, cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, así como con el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (en adelante, REBT).

Se utilizará cable de cobre flexible unipolar, con aislamiento de XLPE y cubierta de PVC o similar, y su sección será la suficiente para asegurar que las pérdidas por caída de tensión en cables y cajas de conexión sean inferiores al 2 % en el tramo CC y al 1% en el tramo CA. Todos los cables serán adecuados para uso en intemperie, al aire o enterrado, cumpliendo la norma UNE 21123.

Todos los cables que componen la instalación son libres de halógenos y de opacidad reducida y aislamiento 0,6/1 kV.

Para el cálculo de la sección de los conductores, se tendrán en cuenta los criterios de Caída de tensión y de intensidad máxima admisible o calentamiento.

Los inversores propuestos permiten la conexión directa de los string mediante conector MC4.

Dado que el inversor propuesto sólo permite una entrada en paralelo en su parte de CC, el cableado correspondiente a los finales de rama de cada serie de módulos se conducirá hasta un armario de conexiones donde se llevarán a cabo los ajustes necesarios para acometer la entrada al inversor.

Los cables de cada polaridad se conducirán independientemente, esto es, no compartirán tramos de canalización común salvo en el caso de que sea inevitable. De este modo, se reduce la probabilidad de contactos directos a conductores activos y la

formación de cortocircuitos en caso de pérdida de aislamiento o defecto franco en los mismos.

Así, las canalizaciones tendrán las secciones aconsejadas por la ITC-BT-21 (tablas 2 y 9), además de satisfacer la norma UNE-EN 50.086. En cualquier caso, la sección interior será, como mínimo, igual a 2,5 veces la sección ocupada por los conductores.

En general, para el cableado correspondiente al tramo de CA, es decir, el que transcurre desde el armario de protecciones de CA y el armario de interconexión, se seguirá lo dispuesto en la ITC-BT-06 (redes aéreas) y/o la ITC-BT-07 (redes subterráneas), según proceda.

Para los tramos accesibles (alturas respecto al suelo inferiores a 2,5m.), el cableado se instalará bajo tubo, siguiendo lo especificado en ITC-BT-06 (3.1.1.) e ITC-BT-11 (1.2.1.). Las canalizaciones empleadas en la instalación teniendo en cuenta que las instalaciones a la intemperie deberán cumplir la ITC-BT 030 del REBT 2002 en cuanto a instalaciones en locales mojados.

La función del cableado solar es interconectar todas las series con los correspondientes inversores de *string*, a un nivel de tensión adecuado para minimizar las pérdidas por *efecto Joule* mejorando el rendimiento de la planta, en este caso en torno a los 722Vdc (Vmpp).

El suministro en obra, emplazamiento, instalación, conexionado y puesta en marcha se realizará con arreglo a las normas nacionales e internacionales aplicables para conductores de cobre, con una sección de 6 mm², aislamiento en polietileno reticulado, XLPE. Se contempla el tendido de los conductores, el conexionado con los terminales desde los conectores de las series a los cuadros CC, así como todo el material auxiliar necesario. Se deberá tender en su primer tramo bajo la estructura soporte de los módulos fotovoltaicos, empleando las vigas traveseras de la misma. En su último tramo se harán discurrir las líneas hasta el conexionado con las cajas CC por tubos enterrados en zanjas BT, dispuestas para tal fin.

4.5.11. Protecciones

El sistema de protecciones cumplirá con lo especificado en el REBT y, en particular, con todo lo dispuesto en el artículo 11 del RD 1699/2011, de 29 de septiembre. El sistema deberá contar, como mínimo, con las siguientes medidas de protección:

- Un elemento de corte general para proporcionar aislamiento sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
 - De acuerdo al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, en su ITC-BT-40, dicho elemento de corte debe ser accesible de forma permanente a la empresa distribuidora.
- Un Interruptor automático diferencial para proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento a tierra.
 - Se ubicará en la instalación del productor y será acorde a lo indicado en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión. En particular, la protección diferencial cumplirá lo indicado en la ITC-BT-25, por lo que su intensidad diferencial-residual máxima será de 300 mA.
- Interruptor automático de la conexión para la desconexión-conexión automática de la instalación en caso de anomalía de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento. Esta protección está incluida en las protecciones internas de los inversores
 - Dicho interruptor estará ubicado en la instalación del productor.
 - De acuerdo a la ITC-BT-01 del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, un interruptor automático es aquel capaz de establecer, mantener e interrumpir las intensidades de corriente de servicio, o de establecer e interrumpir automáticamente, en condiciones predeterminadas, intensidades de corriente anormalmente elevadas, tales como las corrientes de cortocircuito. Por otro lado, el RD 1699/2011 establece que la

función de este interruptor es la desconexión del generador en caso de actuación de las protecciones voltimétricas de la instalación.

- En consecuencia, se entiende que ambas funciones pueden ser cubiertas por dos elementos, un interruptor automático de la instalación, con protección contra sobrecorrientes y capacidad de corte de cortocircuitos, y un elemento de corte del generador, con capacidad de corte en carga, sobre el que actúen las protecciones voltimétricas y los automatismos de conexión y desconexión.
 - Protecciones voltimétricas de la conexión. Esta protección está incluida en el inversor.
 - Un relé de máxima y mínima frecuencia (81m-M), conectado entre fases, ajustado a 60,5 Hz y 58 Hz con una temporización máxima de 0.5 y de 3 segundos respectivamente.
 - Un relé de máxima tensión, conectado entre fases, ajustado a 1,1 U_n y 1,15 U_n con una temporización máxima de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.
 - Un relé trifásico de mínima tensión, conectado entre fases, ajustado a 0,85 con una temporización máxima de 1,5 segundos.
- (Nota 1)

La tensión para la medida de estas magnitudes se deberá tomar a la salida del generador.

En caso de actuación de la protección de máxima frecuencia, la reconexión sólo se realizará cuando la frecuencia alcance un valor menor o igual a 60 Hz.

Estas protecciones actuarán preferentemente sobre el elemento de corte del generador, si bien pueden actuar sobre el interruptor automático de la instalación cuando este admita disparos externos y permita realizar la reconexión automática.

En caso en el que el equipo generador incorpore alguna de las protecciones anteriormente descritas, estas deberán cumplir la legislación vigente, en particular los Reglamentos Electrotécnicos y ser precintable, y en este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

- Interruptor automático magnetotérmico, de menor poder de corte que el interruptor general, para la protección de la línea del inversor en caso de cortocircuitos de menor magnitud.
- Fusible seccionador entre contador y red de distribución en baja tensión.
- Protección contra sobretensiones inducidas tipo II en el tramo de CA. Para la protección en el tramo de CC, se hará uso de las protecciones integradas en el equipo inversor.
- Cartuchos fusibles clase gG en bases modulares portafusibles para protección de la instalación CC y la entrada del inversor. Se instalará un fusible por cada conductor activo.

Para complementar esta actuación, el inversor seleccionado incorpora un controlador permanente de aislamiento, el cual permite detectar la ocurrencia de un primer defecto a tierra. En este caso, el equipo se desconecta y se activa una alarma visual en el equipo.

4.5.12. Contador

La medida se realizará en media tensión, ubicando el contador en la celda de medida del centro de transformación.

Las características del equipo de medida de salida serán tales que la intensidad correspondiente a la potencia nominal de la instalación fotovoltaica se encuentre entre el 50% de la intensidad nominal y la intensidad máxima de precisión de dicho equipo.

La medida de la instalación fotovoltaica conectada a la red de distribución de media tensión se realizará de acuerdo con lo dispuesto en el RD 1110/2007 del 24 de agosto.

4.5.13. Sistema de tierras

Se dispondrá de un apropiado sistema de tierras, conformado mayoritariamente por picas de acero cobreado de 1,5 metros de longitud, electrodo de cobre desnudo y conductores de protección. Se mantendrá un sistema de tierras para parte de las instalaciones de corriente continua, correspondiente a las instalaciones Fotovoltaicas, basado en conductores de protección, uniendo todas las estructuras de los módulos pertenecientes a un mismo cuadro de agrupación, y electrodos de cobre desnudos, enterrados y tendidos por zanjas de distribución, desde los cuadros CC hasta los equipos inversores.

Además, se acomodará de un sistema de tierras para las instalaciones receptoras de baja tensión distribuidas por la planta, pudiendo ser los mismos independientes entre sí y obligatoriamente independientes de los sistemas de tierra fotovoltaicos y de media tensión.

El número de electrodos verticales y la sección de los electrodos horizontales, será suficiente para garantizar la seguridad de las personas, coordinado con los dispositivos de protección diferencial instalados en la planta y con las máximas tensiones de contacto permisibles.

4.5.14. Cuadro resumen de la instalación

- Características:

- Localización:..... Barahona (Rep. Dominicana).
- Longitud: $18^{\circ}14'31,10''N$
- Latitud: $71^{\circ}14'47,75''O$
- *Altura respecto al mar:* 60 m .
- Inclinación: 18°
- Azimut: 0° (S)
- Potencia Nominal Instalación: 2.880kWn .
- Potencia Generador Fotovoltaico: $2.980,8\text{kWp}$.

- Equipos principales:

- Módulos Fotovoltaicos:.....JINKOSOLAR JKM270PP

- Potencia pico módulos:.....270 Wp + 3%
- Nº módulos: 11.040
- Inversor:SUNNY TRIPOWER 60
- Potencia nominal inversor:60 kWn.
- Nº Inversores: 48.

4.5.15. Obra civil

Se pasa a describir la relación de actuaciones de obra civil. Dichas actuaciones constituyen edificaciones, movimientos de tierras, cimentaciones, canalizaciones...

4.5.14.1 Vallado

Se ejecutará un vallado alrededor del perímetro de planta, cerrando todas las instalaciones pertenecientes a la planta, tales como, centro de entrega de energía, edificio de monitorización, módulos y equipos inversores y transformadores de la implantación. Junto al vallado se ejecutará una zanja para albergar las canalizaciones de las líneas de alimentación, datos y fuerza necesarios para las cámaras de vigilancia. Se dispondrá de una única puerta de acceso a la planta, junto a la cual se construirá el edificio de entrega de energía. La valla estará constituida por pilares verticales cimentados y malla flexible metálica.

4.5.14.2. Acondicionamiento del terreno

Inicialmente se realizará el desbroce de toda la superficie de terreno afectada por la planta, y se le dará el tratamiento necesario al terreno, con el objeto de mantener las condiciones necesarias para el normal desarrollo de la operación de la planta, asimismo se realizarán todos los movimientos de tierra que sean necesarios, desmontes y/o terraplenados sin necesidad de establecer un balance neutro, para mantener la pendiente del terreno por debajo de los valores admisibles, requeridos por las instalaciones fotovoltaicas, valor establecido por fabricante de estructura en 20º.

Esta acción incluye el desbroce del terreno de la explanación en la que han de asentarse las instalaciones solares, así como el arranque de matorral (degradado), y la retirada de productos al vertedero. Se eliminarán posibles tocones y raíces de diámetro superior a 10 cm hasta una profundidad no menos de 50 cm por debajo de la rasante de la explanación. Los deshechos serán transportados a vertedero por gestor autorizado, donde serán incinerados o enterrados, según el caso, cumpliendo con la normativa existente sobre la incineración e informándose sobre la posible propagación de plagas. La tierra vegetal procedente del desbroce se dispondrá para su ubicación definitiva en el menor tiempo posible. Si no fuese posible, se deberá apilar en montones con una altura que no supere los 2 m.

Se añadirá al terreno una capa de zahorra natural de unos 20 cm en los pasos de vehículos. Sobre dicha zahorra se realizará una última compactación y nivelación, dotando al terreno de la pendiente final deseada y los desniveles adecuados de evacuación de aguas.

Todos estos trabajos se realizarán con la maquinaria de movimiento de tierras adecuado y siempre en función de las necesidades de la planta. Finalizados los trabajos de acondicionamiento del terreno, este quedará en perfectas condiciones para recibir la implantación fotovoltaica, en relación con aspectos como vegetación, pendientes y propiedades del terreno a futuro.

4.5.14.3. Losas edificios prefabricados

Se realizarán las losas necesarias para recibir los edificios para la planta. Principalmente las losas se realizarán a la profundidad requerida en el proyecto ejecutivo siendo en este caso de 20 cm, componiéndose de hormigón con las proporciones requeridas por la resistencia necesaria. Bien sea por resistencia mecánica, bien por puesta a tierra de los equipos de media tensión, se armarán las losas de cimentación con varilla de acero electrosoldada, con un tamaño de cuadrícula de 30 x 30 cm y un diámetro de 4 mm. Ejecutadas las losas de cimentación, estas serán perfectamente aptas para recibir los edificios conteniendo los equipos para las cuales han sido ejecutadas, garantizando la estabilidad y resistencia durante el tiempo de vida útil establecido para la planta.

4.5.14.4. Zanjas

Se ejecutarán zanjas para la conducción subterránea de los conductores de la implantación y para las líneas de media tensión. Asimismo se emplearán zanjas para la conducción de las líneas auxiliares de alimentación de las partes receptoras de la instalación, así como para las líneas de alimentación y datos de las cámaras de vigilancia. Las secciones, material de limpieza y relleno de las zanjas, se definirán en el proyecto ejecutivo de la planta, siendo en todo caso apropiadas para los elementos conductores a los que van a servir. Finalizada la ejecución, las zanjas quedarán en perfecto estado para la conducción de las líneas para las que han sido diseñadas, en cuanto a material de relleno y terminaciones. En todo caso se ejecutarán conforme a normas nacionales e internacionales aplicables.

4.6. Funcionamiento y procesos de la instalación

Este proyecto está destinado a abastecer eléctricamente la explotación de una cantera de cemento, y en un corto periodo de tiempo también a una fábrica de bloques de hormigón.

Según datos de la empresa, el perfil horario de consumo se puede considerar constante a lo largo de la jornada laboral. Este consumo, contando ya con la fábrica de bloques, tendrá un valor de 1,7MW.

El objetivo de este proyecto es suministrar esos 1,7MW mediante una hibridación fotovoltaica-diésel.

El funcionamiento de este sistema consiste en una planta fotovoltaica de 3MW que sea capaz de ajustar su producción horaria lo máximo posible al valor que se exige.

Se combinará la fotovoltaica con una serie de grupos electrógenos (9 de 250kVA), que se encargarán, por una parte, de generar la señal de red que los inversores copiarán y mandarán a las cargas, y por otro lado, funcionará como complemento a la fotovoltaica cuando ésta no sea capaz de suministrar las necesidades del cliente.

También se instalarán varias estaciones meteorológicas que prevean y se anticipen a los cambios que se puedan producir en el tiempo, permitiendo que los grupos estén arrancados y sincronizados antes de que se produzca la caída de la producción.

Toda esta planta estará controlada y automatizada mediante un controlador, que se encargará de arrancar y para grupos, de regular los inversores cuando la producción de la fotovoltaica sea mayor que la necesaria, de poner en funcionamiento las baterías...

4.7. Inocuidad de la actividad

La actividad a la que se refiere el presente proyecto se considera como actividad inocua, es considera como tal aquella actividad que por su naturaleza, carácter y condiciones de funcionamiento no pueda previsiblemente producir molestias, afectar a las normales condiciones de salubridad e higiene, o implicar daños o riesgos graves a personas o bienes.

La actividad es considerada inocua ya que en su funcionamiento:

- a) No se producen operaciones que generen emanaciones de gases nocivos o vapores con olor desagradable, humos o partículas en proporciones superiores las marcadas en las Ordenanzas municipales específicas vigentes.
- b) No utiliza en su proceso elementos químicos inflamables, explosivos, tóxicos, en general, que producen molestias o sean potencialmente peligrosos. No produce emisiones radiactivas.
- c) No produce vibraciones, por lo que respeta las Ordenanzas municipales específicas vigentes.
- d) No transmite al exterior niveles superiores a los autorizados por las Ordenanzas municipales específicas vigentes. No produce ruido y ni siquiera posee partes en movimiento. En el ambiente exterior no se alcanzan los niveles sonoros de recepción de 45 dB de día (de 8:00 a 22:00h) y 45 dB de noche (de 22:00 a 8:00h.).
- e) La instalación en sí misma no precisa de medidas de seguridad frente al fuego, ya que no posee componentes inflamables ni combustibles. La instalación eléctrica se

ajusta a lo dispuesto en su normativa específica, por lo que no entraña riesgos de incendio o explosión.

5. Cálculos justificativos

5.1. Dimensionado del generador fotovoltaico

La elección del factor de dimensionado viene determinada, principalmente, por las características de irradiancia y temperatura de la ubicación, la disposición de los módulos y las características de los equipos empleados. Para seleccionar el factor de dimensionado que optimiza la captación de energía en relación a los metros cuadrados de captación instalados, se han considerado las características eléctricas de entrada del inversor seleccionado, así como las posibles pérdidas de energía que puedan aparecer en el tramo comprendido entre el generador fotovoltaico y el inversor (temperatura de operación, sombreados parciales, suciedad de los módulos, dispersión de parámetros, efecto Joule en el cableado CC, etc.)

El rango de tensión de continua de trabajo de los inversores en máxima potencia es de 570-1.000 voltios. El rendimiento máximo de un inversor con transformador de separación galvánica incorporado se obtiene para tensiones cercanas a la tensión mínima de trabajo. No obstante, se deberá considerar la variación de las características de tensión del generador fotovoltaico con la temperatura ambiente y la irradiancia incidente.

Siguiendo estas premisas, y con el objetivo de utilizar la máxima capacidad del inversor a un rendimiento óptimo, se han diseñado 480 *strings* de 23 módulos cada uno, para 11.040 módulos JinkoSolar JKM 270PP.

Las principales características eléctricas del módulo seleccionado se detallan a continuación:

Características del módulo JINKOSOLAR JKM-270PP

- Potencia nominal (Pmpp) 270 Wp
- Tolerancia potencia nominal +3%
- Voltaje punto de máxima potencia (Vmpp)31,7V.
- Corriente punto de máxima potencia (Impp)8,52 V.
- Voltaje en circuito abierto (Voc)38,80 V.
- Corriente de cortocircuito (Isc)9,09 A.
- Coef. temperatura tensión de circuito abierto -0.30% V/°C

- Coef. Temperatura corriente de cortocircuito0.06% A/°C

Dichas características están referidas a las condiciones estándar de medida (CEM):

- Temperatura de célula 25°C
- Radiación1000 W/m²
- Espectro..... AM 1.5

Características del inversor **SUNNY TRIPOWER 60**

Valores de entrada

- Rango de tensión MPPT570-800 V.
- Máxima tensión CC hasta 1.000V.
- Máxima corriente de entrada110A.

COMPROBACIÓN POR TENSIÓN:

Aplicando el -0.4% de Voc (38,80v) obtenemos que por cada grado que aumentamos, se pierden 0,1552 V. La fórmula que determina la tensión mínima de entrada del inversor dependiendo de la temperatura es:

Para el caso de 23 módulos en serie JINKOSOLAR JKM 270PP:

$$V_{entmín} = (n^{\circ}módulos * V_{mpp}) + (Coef. T^{a}pot.* \left(\frac{V_{mpp}}{100}\right) * n^{\circ}módulos * (T^{a}máx - 25)) \quad (1)$$

Sustituyendo tenemos:

$$V_{entmín} = (23 * 31,7) + \left(-0.4\% * \left(\frac{31,7}{100}\right) * 23 * (60 - 25)\right) = 627,026V$$

Como podemos comprobar, en el caso en que la temperatura de la célula sea de 60°, la tensión al final de la rama será mayor que la mínima de entrada del inversor.

Comprobamos que: $627,026V > 570V$.

Procedemos igual que en el caso anterior, pero trabajando con la tensión en circuito abierto y con 0° C de temperatura del módulo.

La fórmula que determina la tensión máxima de entrada del inversor dependiendo de la temperatura es:

$$V_{entm\acute{a}x} = (n^{\circ}m\acute{o}dulos * V_{OC}) + (Coef. T^{\circ}V_{OC} * \left(\frac{V_{OC}}{100}\right) * n^{\circ}m\acute{o}dulos * (T^{\circ}m\acute{i}n - 25)) \quad (2)$$

Aplicando el -0.3% de Voc (38,80) obtenemos que por cada grado que bajamos, aumentamos las pérdidas por un valor de 0,1164V.

Para el caso de 23 módulos en serie:

$$V_{entm\acute{a}x} = (23 * 38,8) + \left(-0.3\% * \left(\frac{38,8}{100}\right) * 23 * (5 - 25)\right) = 945,94V$$

Como se puede comprobar, en el caso en que la temperatura de la célula sea de 5°, la tensión al final de la rama será menor que la máxima de entrada del inversor.

Comprobamos que: $945,94V < 1000V$.

Se observa que 945,94 V no supera el valor máximo de entrada del inversor, que tiene un valor de 1000 V.

COMPROBACIÓN POR INTENSIDAD:

Teniendo en cuenta que el coeficiente de temperatura de la corriente en cortocircuito es de 0,06 %/°C, para 10 series en paralelo tenemos que:

$$I_{m\acute{a}x} = (n^{\circ}series * I_{sc}) + (Coef. T^{\circ}corto * \left(\frac{I_{sc}}{100}\right) * n^{\circ}series * (T^{\circ}m\acute{a}x - 25)) \quad (3)$$

$$I_{m\acute{a}x} = (10 * 9,09) + \left(0,06\% * \left(\frac{9,09}{100}\right) * 10 * (60 - 25)\right) = 92,8 A$$

El inversor tiene un valor máximo de entrada de 110 A, luego cumplimos que:

$$92,8 A < 110 A$$

La potencia nominal del inversor no será superior a 1,3 veces la potencia pico del generador fotovoltaico.

La potencia nominal de la instalación es el resultante de sumar la potencia nominal de todos los inversores, resultando un total de 2880kWn.

La potencia pico total, es la suma de la potencia pico de todos los módulos fotovoltaicos de la instalación:

La instalación fotovoltaica consta de sistema generador compuesto por 11.040 módulos fotovoltaicos de células de silicio policristalino cada uno, en concreto 11.040 módulos JINKOSOLAR 270w, con una potencia unitaria máxima de 270W. Los módulos se conectarán eléctricamente entre sí en series de 23 unidades para los módulos JINKOSOLAR, con un total de 480 *strings* que, posteriormente, se conectarán en paralelo para ser conectadas a los inversores correspondientes.

La potencia pico total del sistema generador fotovoltaico 1 será de 2.980.800 Wp.

La relación entre la potencia pico instalada y la potencia nominal de la instalación es de 1,035 representando un factor de dimensionado óptimo para la latitud del emplazamiento.

La salida de los inversores se realizará directamente en régimen trifásico, de tal manera que no habrá problemas de desequilibrios de fases.

5.2. Análisis de producción anual

La instalación consta de 11.040 módulos JinkoSolar 270Wp combinados en *strings* de 23 módulos en serie, para un total de 480 *strings*. Estas series son conducidas hasta los inversores SUNNY TRIPOWER 60 kW (48 unidades).

Este campo generador produce una energía diaria durante los 365 días del año, de la producción de este campo fotovoltaico dependerá la viabilidad de este proyecto.

Como se ha detallado anteriormente en este proyecto, será un grupo electrógeno de 250kVA el encargado de generar la red que posteriormente los inversores copiarán a su salida, este grupo electrógeno, por recomendación del fabricante, debe estar trabajando como mínimo a un 40% de su potencia nominal para obtener un correcto funcionamiento del mismo. En este caso estará trabajando por encima de esa exigencia, ya que se ha establecido que el 10% de los 1,7MW que se ha de entregar al cliente los va a producir ese grupo, es decir, 170kW.

Ese 10% se toma por recomendación del fabricante del controlador para otorgar mayor eficiencia y fiabilidad al sistema.

Para realizar un análisis del funcionamiento del sistema y de la producción del mismo, en primer lugar se han obtenido los datos meteorológicos de la zona mediante el programa PVSyst, este programa produce una tabla Excel con diferentes datos referentes al sistema en formato horario, es decir, registra los valores por hora de diversas variables durante todo el año.

Posteriormente, calcularemos en cada hora la necesidad de, encender o no, los grupos electrógenos y cuanta energía deben suministrar para cumplir con las necesidades del cliente (1,7MWh), esto se ha realizado mediante la siguiente fórmula:

$$E_{\text{GruposElectr\u00f3genos}} = \text{Producci\u00f3nPV} + P_{\text{necesaria}} * 10\% - P_{\text{necesaria}} \quad (4)$$

En el cual:

- $E_{\text{GruposElect.}}$ = Energ\u00eda que deben aportar los grupos para llegar a las exigencias.
- Producci\u00f3nPV = Energ\u00eda que produce el campo fotovoltaico.
- $P_{\text{necesaria}} * 10\%$ = Energ\u00eda que aporta el grupo electr\u00f3geno que genera la red.
- $P_{\text{necesaria}}$ = Energ\u00eda que se debe entregar en las cargas del cliente (1,7MW).

Tambi\u00e9n se calcula la producci\u00f3n fotovoltaica diaria, dentro del horario seleccionado (9:00-16:00h), la producci\u00f3n mensual y la anual, mediante las siguientes expresiones:

$$\text{Producci\u00f3n}_{\text{diaria}} = \Sigma \text{Producci\u00f3n}_{\text{horaria}} \quad (5)$$

$$\text{Producci\u00f3n}_{\text{mensual}} = \Sigma \text{Producci\u00f3n}_{\text{diaria}} \quad (6)$$

$$\text{Producci\u00f3n}_{\text{anual}} = \Sigma \text{Producci\u00f3n}_{\text{mensual}} \quad (7)$$

Los datos de la primera expresi\u00f3n se podr\u00e1n observar con mayor detalle en el *Anexo 2*, donde se incluir\u00e1 la producci\u00f3n horaria de la planta fotovoltaica as\u00ed como datos de radiaci\u00f3n y los diferentes c\u00e1lculos.

De las otras dos expresiones se puede observar un resumen en la siguiente tabla:

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

3MW (PV)	MWh (9-16h)
Enero	366,32
Febrero	336,69
Marzo	388,70
Abril	359,89
Mayo	337,97
Junio	326,97
Julio	341,51
Agosto	357,83
Septiembre	360,15
Octubre	333,87
Noviembre	333,39
Diciembre	336,61
Año	4179,89

Asimismo, se detalla a continuación algunos datos de producción y rendimiento de la planta:

Horas totales (9-16h)	2555
Horas buenas	1582
Horas malas	973

En las cuales:

- Horas totales (9:00-16:00h) = Cantidad de horas anuales en el horario indicado.
- Horas buenas = Cantidad de horas anuales en las que los grupos electrógenos están apagados.
- Horas malas = Cantidad de horas anuales en las que se necesita el aporte de energía por parte de los grupos.

Grupos año	444,92	MWh
Día max GE	8,82	MWh
Días sin GE adicional	72	días

Días con GE adicional	293 días
Producción PV/año	4179,89 MWh

Donde:

- Grupos año = Energía producida mediante grupos al año.
- Día max GE= Día que mayor aporte de grupos electrógenos necesita el sistema.
- Días sin GE adicional= Número de días que no se necesita aporte de energía de grupos electrógenos adicionalmente al que genera la red.
- Días con GE adicional = Número de días que se necesita aporte de energía de grupos electrógenos adicionalmente al que genera la red.
- Producción año = Cantidad de energía producida por la fotovoltaica en el año.

5.3. Secciones de cableado

La instalación, en cualquiera de las propuestas, cumple con todas las consideraciones técnicas expuestas en el Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre, así como con el REBT.

La elección de la sección del cableado se ha basado en la aplicación de dos criterios: Criterio Térmico y Criterio de Caída de Tensión. Ambos casos se fundamentan en el Efecto Joule, de modo que la emisión de calor debe quedar siempre por debajo de la soportada por el cable. Se adoptará, en cada situación, la sección mayor de entre las obtenidas mediante los dos métodos citados.

A continuación se justificara la sección y la caída de tensión para cada tramo.

Adoptando para el total de la instalación una caída de tensión máxima de 2% para el tramo de Corriente Continua (CC) y un 1% para el de corriente alterna (CA).

5.3.1. Tramo CC

5.2.1.1. Final de rama - cuadro CC

Corresponde al tramo de cableado comprendido entre los finales de rama de cada serie de módulos y la caja de paralelos de CC. A esta caja llegarán los conductores procedentes de las series de módulos para ser interconectados y acometer, a su salida, la entrada del inversor.

Para el cableado entre los módulos que constituyen un mismo *string*, se empleará el conector rápido MC4 que llevan incorporado, de longitud 1.100 mm y 4 mm² de sección.

Criterio de Caída de tensión:

En todo caso, se garantizará una caída de tensión en el tramo de CC inferior al 1%. Se calculará la sección adecuada para el caso más desfavorable, esto es, la tensión mínima de trabajo de cada serie de módulos, la cual ocurre para altos niveles de irradiancia (> 900 W/m²) y elevada temperatura ambiente (> 40°C).

La expresión que calcula la sección teórica para líneas de Corriente Continua es la siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon \cdot Un^2} \cdot 100 \tag{8}$$

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon\% \cdot Un^2} \cdot 100 = \frac{L \cdot 0.021 \cdot 6210}{1 \cdot 722,2^2} \cdot 200 = L \cdot 0,05$$

Donde:

L = Longitud de la línea en metros.

$\rho = 0,021 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ (resistividad del Cu con aislamiento en XLPE).

P = Potencia generada por cada *string* en las condiciones consideradas (W).

$$\varepsilon = 1\%$$

U_n = Tensión en el punto de máxima potencia en las condiciones consideradas (V).

De este modo, en función de la longitud de cableado necesaria, se obtiene:

- Para $L < 40 \text{ m} \leftrightarrow S = 2.5 \text{ mm}^2$.
- Para $40 \text{ m} < L < 64 \text{ m} \leftrightarrow S = 4 \text{ mm}^2$.
- Para $L > 64 \text{ m} \leftrightarrow S = 6 \text{ mm}^2$.

Criterio Térmico:

La intensidad máxima transportada en cada serie corresponde a la intensidad de máxima potencia del módulo seleccionado. Esta corriente es de 8,52 para el módulo JINKOSOLAR 270w.

Según el REBT ITC: 07 y 19, la intensidad máxima admisible (I_z) en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación deberá ser:

$$I_z \cdot (K_1 \cdot k_2 \cdot k_3) \geq I_o$$

(9)

Donde:

I_z = Intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación.

I_o = Intensidad admisible en el conductor en servicio permanente a 40 °C del conductor individual.

K_1 = Factor que depende de la temperatura ambiente.

K_2 = Factor a aplicar por agrupación de cables.

K3= Factor dependiente de las condiciones de instalación; exposición al sol, calor generado por otras fuentes y factor reglamentario a aplicar cuando proceda.

K1= 0,95 para 45 grados.

K2= 0,90 aplicamos un coeficiente por agrupación de las series.

K3= 1,00 Cable no expuesto al sol.

Para el tipo de instalación seleccionado: Cables multiconductores directamente sobre la pared (C).

Iz (Sección 4mm)= 38 A

Iz corregida con coeficientes reductores = $38A \cdot 0.95 \cdot 0.9 \cdot 1 = 32,49A$

Aplicando los coeficientes, podemos comprobar que cumple, ya que $32,49 A > 8,52 A$

Según el REBT, para cables conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra, la menor sección normalizada que cumple con la I₀ es la de S = 1,5mm², no obstante instalaremos al sección de 4mm² al ser la que corresponde con el cableado ejecutado interior del módulo fotovoltaico.

Dependiendo de la longitud de los tramos habrá que elegir la sección resultante del criterio que sea más restrictivo, el desglose de secciones por cada *string* se podrá observar con mayor detalle en el *Anexo 3*.

5.2.1.2. Cuadro CC – inversor

Corresponde al tramo de cableado comprendido entre la caja de paralelos de CC y la entrada del inversor. Aquí llegarán los conductores procedentes de la salida de las cajas de CC, hasta acometer la entrada del inversor.

Criterio de Caída de tensión:

En todo caso, se garantizará una caída de tensión en el tramo de CC inferior al 1%. Se calculará la sección adecuada para el caso más desfavorable, esto es, la tensión mínima de trabajo de cada serie de módulos, la cual ocurre para altos niveles de irradiancia (> 900 W/m²) y elevada temperatura ambiente (> 40°C).

La expresión que calcula la sección teórica para líneas de Corriente Continua es la siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon\% \cdot Un^2} \cdot 100 = \frac{L \cdot 0.021 \cdot 62.100}{1 \cdot 722,2^2} \cdot 200 = L \cdot 0,50$$

Donde:

$\rho = 0,021 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ (resistividad del Cu con aislamiento en XLPE)

P = Potencia generada por la suma de todos los *strings* de la caja de CC, en las condiciones consideradas.

$\varepsilon = 1\%$

Un = Tensión en el punto de máxima potencia en las condiciones consideradas.

De este modo, en función de la longitud de cableado necesaria, se obtiene:

- Para $L < 40 \text{ m} \leftrightarrow S = 25 \text{ mm}^2$.
- Para $40\text{m} < L < 64 \text{ m} \leftrightarrow S = 50 \text{ mm}^2$.
- Para $L > 64\text{m} \leftrightarrow S = 70 \text{ mm}^2$.

Criterio Térmico:

La intensidad máxima transportada en cada línea corresponde con el producto de la intensidad de máxima potencia del módulo seleccionado por el número de series agrupadas en paralelo. Esta corriente es de 8,52 para el módulo JINKOSOLAR 270w.

$$I_{\text{máxcuadroCC-inversor}} = I_{\text{mpp}} * \text{n}^{\circ}\text{stringsagrupados} \quad (10)$$

$$I_{\text{máxcuadroCC-inversor}} = 8,52 * 10 = 85,2 \text{ A}$$

Según el REBT ITC: 07 y 19, la intensidad máxima admisible (I_z) en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación deberá ser:

$$I_z \cdot (K1 \cdot k2 \cdot k3) \geq I_o$$

Donde:

I_z , intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación.

I_o , intensidad admisible en el conductor en servicio permanente a 40 °C del conductor individual.

$K1$, factor que depende de la temperatura ambiente.

$K2$, factor a aplicar por agrupación de cables.

$K3$, factor dependiente de las condiciones de instalación; exposición al sol, calor generado por otras fuentes y factor reglamentario a aplicar cuando proceda.

$K1=0,96$ para 40 grados.

$K2= 0,80$ aplicamos un coeficiente por agrupación de las series.

$K3= 1,00$ Cable no expuesto al sol.

Para el tipo de instalación seleccionado: **Cables unipolares enterrados bajo tubo, XLPE.**

I_z (Sección 35mm^2)= 180 A

I_z Corregida con coeficientes reductores= $180\text{A} \cdot 0,96 \cdot 0,8 \cdot 1 = 138,24$ A

Aplicando los coeficientes, podemos comprobar que cumple, ya que $138,24$ A $>85,2$ A

Según el REBT, para cables conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra, la menor sección normalizada que cumple con la I_{adm} es la de $S=35\text{mm}^2$, mientras por criterio de caída de tensión necesitaríamos una $S=25\text{mm}^2$, por lo tanto seleccionamos la sección del caso más desfavorable que es la de 35mm^2 .

Sin embargo, si durante la ejecución de la obra varía la longitud de los tramos, habrá que elegir la sección resultante del criterio que sea más restrictivo en ese caso, el desglose de secciones por cada cuadro de corriente continua se podrá observar con mayor detalle en el *Anexo 3*.

5.3.2. Tramo AC

5.3.2.1. Inversor – caja de protecciones CA

Corresponde al tramo de cableado comprendido entre los inversores y el cuadro de protecciones AC.

Criterio de Caída de tensión:

En todo caso, se garantizará una caída de tensión en el tramo de AC inferior al 1%. Se calculará la sección adecuada para el caso más desfavorable, esto es, la tensión de salida mínima del inversor.

La expresión que calcula la sección teórica para líneas de Corriente Alterna es la siguiente:

$$S = \frac{L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon \cdot Un^2} \cdot 100 \quad (11)$$

$$S = \frac{L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon \cdot Un^2} \cdot 100 = \frac{L \cdot 0.021 \cdot 60000}{1 \cdot 480^2} \cdot 100 = L \cdot 0,5469$$

Dónde:

$\rho = 0,021 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ (resistividad del Cu con aislamiento en XLPE)

P = Potencia nominal del inversor.

$$\varepsilon = 1\%$$

U_n = Tensión de salida AC en las condiciones consideradas.

Criterio Térmico:

La intensidad máxima transportada en cada acometida de cada inversor corresponde a la intensidad de máxima del inversor. Esta corriente es de 87A para el inversor SUNNY TRIPOWER 60. La intensidad máxima prevista viene dada por la expresión:

$$I = \frac{P_{nom}}{U_{nom} \cdot \sqrt{3}} \quad (12)$$

Siendo P la máxima potencia generada (valor límite de la potencia inyectada en la red) y U es la tensión nominal de trabajo (480 V):

$$I = \frac{60.000}{480 \cdot \sqrt{3}} = 72,169 \text{ A}$$

En cualquier caso, la corriente deberá ser inferior a la máxima admisible en cada tramo del trazado de CA. En este sentido, existen diversos factores de corrección a aplicar en función de la temperatura ambiente (0.96), etc.

Según el REBT ITC: 07 y 19, la intensidad máxima admisible (I_z) en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación deberá ser:

$$I_z \cdot (K1 \cdot k2 \cdot k3) \geq I_o$$

Donde:

I_z , intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación.

I₀, intensidad admisible en el conductor en servicio permanente a 40 °C del conductor individual.

K₁, factor que depende de la temperatura ambiente.

K₂, factor a aplicar por agrupación de cables.

K₃, factor dependiente de las condiciones de instalación; exposición al sol, calor generado por otras fuentes y factor reglamentario a aplicar cuando proceda.

Sección= 25 mm²

I₀= 180 A

K₁=0,96 para 30 grados.

K₂= 0,64 aplicamos un coeficiente para 4 cables con d=0m.

K₃= 1,00 Cable no expuesto al sol.

I₂= I₀ * K₁ * K₂ * K₃= 180 * 0.96 * 0.64 * 1= 110,59 A.

Aplicando los coeficientes, podemos comprobar que cumple, ya que 87 < 110,59 A

Según el REBT, para cables conductores aislados enterrados bajo tubo, la menor sección normalizada que cumple con la I_{adm} es la de S = 6 mm².

Dependiendo de la longitud de los tramos habrá que elegir la sección resultante del criterio que sea más restrictivo, el desglose de secciones por cada inversor se podrá observar con mayor detalle en el *Anexo 3*.

5.3.2.2. *Caja de protecciones AC – CGBT*

Corresponde al tramo de cableado comprendido entre la salida de la caja de protecciones de cada caseta de inversores y el CGBT.

Criterio de Caída de tensión:

En todo caso, se garantizará una caída de tensión en el tramo de AC inferior al 1%. Se calculará la sección adecuada para el caso más desfavorable, esto es, la tensión de salida mínima del inversor.

La expresión que calcula la sección teórica para líneas de Corriente Alterna es la siguiente:

$$S = \frac{L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon \cdot Un^2} \cdot 100 \quad (13)$$

$$S = \frac{L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon \cdot Un^2} \cdot 100 = \frac{L \cdot 0,021 \cdot 60000 \cdot 10}{1 \cdot 480^2} \cdot 100 = L \cdot 5,469$$

Dónde:

$\rho = 0,021 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ (resistividad del Cu con aislamiento en XLPE)

P = Potencia nominal de todos los inversores que llegan al cuadro de protecciones CA (10 inversores).

$\varepsilon = 1\%$

Un = Tensión de salida AC en las condiciones consideradas.

Criterio Térmico:

La intensidad máxima transportada en cada ACOMETIDA AL CGBT, corresponde a la suma de la intensidad máxima de cada inversor. Esta corriente es de 870A para 10 inversores SUNNY TRIPOWER 60.

La intensidad máxima prevista viene dada por la expresión:

$$I = \frac{P_{nom}}{U_{nom} * \sqrt{3}} \quad (14)$$

Siendo P la máxima potencia generada (valor límite de la potencia inyectada en la red) y U es la tensión nominal de trabajo (480 V)

$$I = \frac{10 * 60.000}{480 * \sqrt{3}} = 721,69 A$$

En cualquier caso, la corriente deberá ser inferior a la máxima admisible en cada tramo del trazado de CA. En este sentido, existen diversos factores de corrección a aplicar en función de la temperatura ambiente (0,96), etc.

Según el REBT ITC: 07 y 19, la intensidad máxima admisible (I_z) en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación deberá ser:

$$I_z \cdot (K1 \cdot k2 \cdot k3) \geq I_o$$

Donde:

I_z , intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación.

I_o , intensidad admisible en el conductor en servicio permanente a 40 °C del conductor individual.

K1, factor que depende de la temperatura ambiente.

K2, factor a aplicar por agrupación de cables.

K3, factor dependiente de las condiciones de instalación; exposición al sol, calor generado por otras fuentes y factor reglamentario a aplicar cuando proceda.

Para el tipo de instalación seleccionado: **Cable tripolar o tetrapolar directamente enterrado.**

La sección que cumple con el criterio térmico es la de 720mm^2 , sin embargo, para facilitar las tareas del instalador y para unificar materiales, se cogerá la sección de 240mm^2 y se duplicarán las líneas las veces que sean necesarias.

Sección= 240 mm^2

$I_0 = 550\text{ A}$ (enterrado bajo tubo)

$K1 = 0,96$ para 30 grados.

$K2 = 0,64$ aplicamos un coeficiente para 4 cables con $d=0\text{m}$.

$K3 = 1,00$ Cable no expuesto al sol, enterrado a $0,7\text{m}$.

$I_2 = I_0 * K1 * K2 * K3 = 550 * 0,96 * 0,64 * 1 = 337,92\text{ A}$.

En este caso se duplicarán las líneas hasta en 6 ocasiones, de manera que la intensidad máxima admisible de la línea será:

$$I_{Z_{TOTAL}} = I_z * N^{\circ}\text{líneas} \quad (15)$$

$$I_{Z_{TOTAL}} = 337,92 * 3 = 1013,76\text{ A}$$

Aplicando los coeficientes, podemos comprobar que cumple, ya que $870 A < 1013,76 A$.

Según el REBT, para cables conductores aislados enterrados bajo tubo, la menor sección normalizada que cumple con la I_{adm} es la de $S = 6 \text{ mm}^2$.

Dependiendo de la longitud de los tramos habrá que elegir la sección resultante del criterio que sea más restrictivo, el desglose de secciones por cada inversor se podrá observar con mayor detalle en el *Anexo 3*.

5.3.2.3. Grupo electrógeno_CGBT

Corresponde al tramo de cableado comprendido entre el embarrado de los grupos electrógenos y el CGBT.

Criterio de Caída de tensión:

En todo caso, se garantizará una caída de tensión en el tramo de AC inferior al 1%. Se calculará la sección adecuada para el caso más desfavorable, esto es, la tensión de salida nominal del grupo electrógeno.

La expresión que calcula la sección teórica para líneas de Corriente Alterna es la siguiente:

$$S = \frac{L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon \cdot Un^2} \cdot 100$$

$$S = \frac{L \cdot \rho \cdot P}{\varepsilon \cdot Un^2} \cdot 100 = \frac{L \cdot 0.021 \cdot 267.000 \cdot 8}{1 \cdot 480^2} \cdot 100 = L \cdot 19,46$$

Donde:

$\rho = 0,021 \Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$ (resistividad del Cu con aislamiento en XLPE)

P = Potencia nominal total de los grupos electrógenos.

$\varepsilon = 1\%$

Un = Tensión de salida AC en las condiciones consideradas.

La distancia entre los grupos electrógenos y el CGBT será aproximadamente de 15m, por tanto la sección resultante sería:

$$S = 10 \cdot 19,46 = 194,6 \text{ mm}^2$$

La sección que se utilizará en este tramo corresponde a la siguiente sección comercial que es la de 240mm².

Criterio Térmico:

La intensidad máxima transportada en la acometida de los grupos, corresponde a la suma de las intensidades nominales de los mismos. Esta corriente es de 401,4A para el grupo Himoina HDW-270-T6. La intensidad máxima prevista viene dada por la expresión:

$$I = \frac{P_{\text{nom}}}{U_{\text{nom}} * \sqrt{3} * \cos\phi} \quad (16)$$

Siendo P la máxima potencia generada (valor límite de la potencia inyectada en la red) y U es la tensión nominal de trabajo (480 V)

$$I = \frac{1.700.000}{480 * \sqrt{3} * 0,8} = 2555,98 \text{ A}$$

En cualquier caso, la corriente deberá ser inferior a la máxima admisible en cada tramo del trazado de CA. En este sentido, existen diversos factores de corrección a aplicar en función de la temperatura ambiente (0.91), etc.

En el caso de que las secciones disponibles no satisfagan la intensidad producida por todos los grupos, se procederá a duplicar las líneas para dividir de esa manera la corriente que circula por cada una de ellas.

Según el REBT ITC: 07 y 19, la intensidad máxima admisible (I_z) en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación deberá ser:

$$I_z \cdot (K1 \cdot k2 \cdot k3) \geq I_0$$

Donde:

I_z , intensidad máxima admisible en el conductor en servicio permanente según composición del conductor y condiciones de instalación.

I_0 , intensidad admisible en el conductor en servicio permanente a 40 °C del conductor individual.

$K1$, factor que depende de la temperatura ambiente.

$K2$, factor a aplicar por agrupación de cables.

$K3$, factor dependiente de las condiciones de instalación; exposición al sol, calor generado por otras fuentes y factor reglamentario a aplicar cuando proceda.

Sección= 240 mm²

I_0 = 535 A (Cables unipolares enterrados bajo tubo).

$K1$ =0,95 para 45 grados.

$K2$ = 0,90 aplicamos un coeficiente por agrupación de las series.

$K3$ = 1,00 Cable no expuesto al sol.

$$I_z = I_0 * K1 * K2 * K3 = 535 * 0.95 * 0.9 * 1 = 457,425 \text{ A.}$$

En este caso se duplicarán las líneas hasta en 6 ocasiones, de manera que la intensidad máxima admisible de la línea será:

$$I_{Z_{TOTAL}} = I_z * N^{\circ} \text{ líneas} \quad (17)$$

$$I_{Z_{TOTAL}} = 457,425 * 6 = 2744,55 \text{ A}$$

Aplicando los coeficientes, podemos comprobar que cumple, ya que $2555,98 \text{ A} < 2744,55 \text{ A}$.

Según el REBT, para cables conductores aislados enterrados bajo tubo, la menor sección normalizada que cumple con la I_{adm} es la de $S = 6 \text{ mm}^2$. Se elegirá para este tramo una sección de 240mm^2 , duplicando la línea en seis ocasiones.

Se elegirá la sección más restrictiva entre ambos criterios y esta es $6 \times 240\text{mm}^2$.

5.4. Cálculo de estructura

La estructura empleada para este proyecto tendrá un azimut de 0° Sur y una inclinación de 18° , los módulos fotovoltaicos se situarán en mesas con 46 módulos en posición vertical, formando filas de 2.

5.4.1. Disposición de las mesas

Los módulos se colocarán en las mesas preparadas para ello, dejando en la planta una serie de pasillos para poder entrar con vehículos para posteriores mantenimientos o cualquier tipo de tarea que requiera la entrada de cualquier grúa o camión, estos pasillos tendrán aproximadamente 4 metros de ancho.

5.4.2. Distancia mínima entre mesas

La distancia entre unas mesas y otras será la mínima necesaria para que estas no se generen sombras unas a otras.

Este cálculo depende de:

- La altura del panel FV
- La latitud del lugar donde se encuentre los módulos

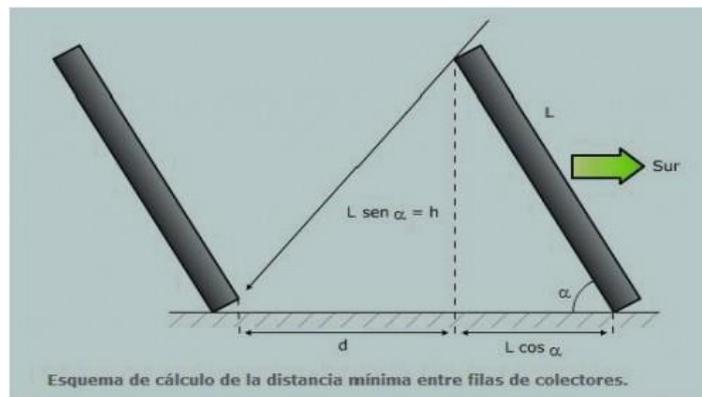


Ilustración 14. Distancia mínima entre filas de placas.

La fórmula es la siguiente:

$$D_{entre\ filas} = \left(\frac{h}{tg(61^{\circ} - latitud)} \right) = h * k \quad (18)$$

Donde:

- D = Distancia medida sobre la horizontal entre dos filas de paneles.
- h = Altura con respecto a la horizontal del panel.
- k = Coeficiente adimensional con valor tabulado en función de la latitud del lugar.

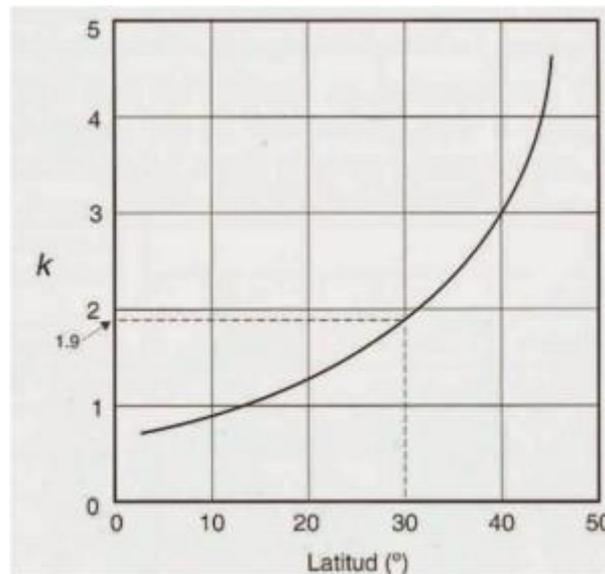


Ilustración 15. Coeficiente k para sombras.

Teniendo en cuenta que la disposición de los módulos indica que se colocarán 2 módulos en posición vertical, obtenemos para h un valor de 1,019m, y para una latitud de 18° se elige un valor para k= 1,2.

$$D_{entre\ filas} = h * k = 1,019 * 1,2 = 1,23\ m$$

Con estos cálculos se obtiene que la separación entre filas en este caso será, como mínimo, de 1,23 m.

5.5. Cálculo de protecciones

5.5.1. Tramo CC

Es la parte comprendida entre el campo fotovoltaico y el inversor.

5.5.1.1. Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo ($I_{sc}=9,09\ A$ y $I_{mpp}=8,52\ A$).

El cortocircuito puede, sin embargo, ser perjudicial para el inversor. Con este motivo, se incluirán fusibles tipo gG normalizados (según EN 60269) en cada uno de los conductores positivos e irán integrados en el propio inversor.

La realización o eliminación de un cortocircuito franco produce un elevado arco eléctrico, por producirse una rápida transición del estado de circuito abierto al de cortocircuito. Como medida de protección para las personas, la conducción de los cables de distinta polaridad se realizará de manera separada, lo cual permite evitar la realización o eliminación de un cortocircuito producido por daños en el aislamiento del cable.

En lo que respecta a las sobrecargas, aunque el inversor obliga a trabajar al generador fotovoltaico fuera de su punto de máxima potencia si la potencia de entrada es excesiva, el fusible introducido en cada polo con la función adicional de facilitar las tareas de mantenimiento.

Para cumplir esta función, el fusible seleccionado debe satisfacer la siguiente ecuación, general para cualquier dispositivo:

$$I_{\text{diseño línea}} \leq I_{\text{asignada dispositivo protección}} \leq I_{\text{admisible por la línea}}$$

(19)

Adicionalmente, para fusibles tipo gG normalizados de calibre superior a 12 A, debe cumplirse que:

$$1,6 \times I_{\text{asignada dispositivo protección}} \leq 1,45 \times I_{\text{admisible por la línea}}$$

(20)

En el cuadro siguiente se detalla el calibre de las protecciones diseñadas:

Tramo	$I_{\text{cortocircuito máxima}}$ (A)	$I_{\text{ADM}} \text{ Línea (A)}$ 4mm ²	Calibre protección
String JINKOSOLAR	9,09 A	45 A	12A

$$9.09 \text{ A} \leq 12 \text{ A} \leq 45 \text{ A} \rightarrow \text{O.K.}$$

$$1,6 * 12 \leq 1,45 * 45$$

$$19,2 \text{ A} \leq 65,25 \text{ A} \rightarrow \text{O.K.}$$

5.5.1.2. *Protección frente a sobretensiones*

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden inducir sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, la entrada CC del inversor se debe proteger mediante dispositivos bipolares de protección clase II. El dispositivo empleado deberá tener las siguientes características:

- Tiempo actuación < 25 ns.
- Corriente máxima actuación < 15 kA
- Tensión residual < 2 kV.

En este caso, el inversor seleccionado incorpora dispositivos de protección contra sobretensiones inducidas tanto en su parte de CC como en la de CA, por tanto no se hace necesaria la inclusión de protecciones adicionales.

En el caso de contar en las cercanías de la instalación de un sistema de protección externa contra rayos, se deberá dotar al circuito de AC de un dispositivo de protección contra caída directa de rayo clase I.

5.5.1.3. *Protección frente a contactos directos e indirectos*

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante (los conductores activos se encuentran aislados de tierra), proporcionando unos niveles de protección adecuados tanto frente a contactos directos como indirectos.

- El aislamiento clase II de módulos fotovoltaicos, cables y cajas de conexión. Éstas últimas deberán estar dotadas de señales de peligro eléctrico.
- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el inversor en este caso, que detecte la aparición de un primer defecto a tierra, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Este valor viene determinado por la máxima tensión de circuito abierto que se puede originar en el sistema, constituyendo la condición de mayor peligro eléctrico.

5.5.2. Tramo AC

Es el tramo comprendido entre la salida AC del inversor y de los grupos electrógenos, y el armario de interconexión de baja tensión.

5.5.2.1. *Protección frente a cortocircuitos y sobrecargas*

Según RD 1663/2000, de 29 de septiembre, es obligatorio incluir un interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico omnipolar con poder de corte superior a la corriente de cortocircuito.

$$I_{\text{diseño línea}} \leq I_{\text{asignada dispositivo protección}} \leq I_{\text{admisible por la línea}}$$

Se instalará un interruptor de corte en carga enclavable en el armario de interconexión a red de la instalación fotovoltaica y será únicamente accesible por la empresa

distribuidora. La misión de este dispositivo es permitir la desconexión manual de la instalación de modo que garantice la seguridad del personal durante las labores de mantenimiento a efectuar en la red de la compañía eléctrica.

5.5.2.2. Protección frente a contactos directos e indirectos

La instalación contará con diferencial de 30 mA de sensibilidad en la parte AC. Con el fin de que el ID esté protegido por el interruptor magnetotérmico, se deberán satisfacer las siguientes condiciones:

Condición 1:

$$I_{diferencial} \geq I_n \text{ magnetotérmico} \quad (21)$$

La corriente asignada al dispositivo diferencial debe ser igual o superior a la del magnetotérmico de protección.

Interruptor diferencial:

$$I_{\Delta n} = 30 \text{ mA (corriente diferencial nominal)}$$

$$I_{\Delta nf} \approx I_{\Delta n} / 2 = 15 \text{ mA (corriente diferencial de no funcionamiento)}$$

Condición 2: Resistencia a cortocircuitos

$$I_{diferencial} = I_{nc} \geq P_{dc} \text{ magnetotérmico} \quad (22)$$

5.5.2.3. Separación galvánica

Es un requisito de obligado cumplimiento para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, según RD 1663/2000, de 29 de septiembre.

En este caso, la separación entre los circuitos de corriente continua (generador fotovoltaico) y corriente alterna (red de baja tensión) queda garantizada mediante el transformador del CT de cliente.

5.5.2.4. Funcionamiento en isla

Según lo dispuesto en el artículo 8 del RD 1663/2000, se debe evitar el funcionamiento en modo isla del generador fotovoltaico, eliminando situaciones de riesgo para los operarios de la compañía distribuidora en caso de quedar la instalación fotovoltaica desconectada de la red de distribución con consumos asociados en el mismo punto. El inversor elegido asegura la desconexión de la red en este caso, evitando el funcionamiento en isla.

5.5.2.5. Armónicos y compatibilidad electromagnética

El fabricante del inversor acredita mediante certificados el cumplimiento de los niveles de emisión e inmunidad frente a armónicos y de compatibilidad electromagnética de acuerdo con el RD 1663/2000.

5.5.2.6. Puesta a tierra de la instalación

De acuerdo con lo dispuesto por el RD 1663/2000 y el REBT, la instalación fotovoltaica tendrá una tierra independiente, de modo que las masas de la instalación estarán conectadas independientemente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como de las masas del resto de suministro.

En la parte de CC, el sistema será flotante (esquema IT), con los conductores activos aislados de tierra. Se conectarán a tierra todas las masas metálicas de la instalación (armarios, bandejas, estructura soporte, inversores, etc.).

En el tramo CA se seguirá un esquema TT, con las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección unidas a un mismo conductor de protección, y el neutro puesto a tierra.

Cálculo de la resistencia de tierra:

La resistencia máxima admisible de puesta a tierra se calcula a partir de la expresión:

$$R_{adm} = \frac{UL}{I\Delta n} \quad (23)$$

Donde UL equivale a 50V en locales secos y 24 V en locales húmedos e IΔn es la sensibilidad del dispositivo de protección diferencial.

$$R_{adm} = \frac{24}{0,03} = 800 \Omega$$

En este caso, se asume un valor de R_{adm} de 800 Ω.

Se emplearán picas normalizadas de cobre de 14,6 mm de diámetro y dos metros de longitud.

El valor de la resistencia ofrecida por el electrodo de tierra se puede evaluar a partir de la siguiente expresión:

$$R_{1pica} = \frac{\rho}{L} \quad (24)$$

Donde ρ es la resistividad del terreno (en $\Omega.m$) en el que se insertará la pica.

Para terreno suelo pedregoso desnudo, según el REBT, la resistividad puede adoptar valores comprendidos entre los 1500 y los 3.000 $\Omega.m$, dependiendo de factores tales como la temperatura, la humedad, la granulometría, la estratificación, etc.

En el caso más desfavorable de conductividad del terreno, la resistencia de una pica de las características descritas será de:

$$R_{1pica} = \frac{3000}{2} = 1.500 \Omega$$

Por tanto, se hace necesario la instalación de más picas para establecer una resistencia de tierra por debajo del límite fijado por R_{adm} .

Para estimar la resistencia de un grupo de picas puestas en paralelo, se recurre a la siguiente expresión:

$$R_{total} = \frac{R_{1pica} * K}{n} \quad (25)$$

Siendo K un valor comprendido entre 1,2 y 1,7 (depende del número de picas y de su disposición) y n el número de picas instaladas. Para $K=1,7$ y cuatro picas en paralelo, se obtiene un valor de resistencia de tierra de 637.5 Ω .

En cualquier caso, dada la variabilidad del valor de ρ que se ha empleado para los cálculos, será necesaria la medición "in situ" de la resistencia de tierra en el punto deseado, con el fin de garantizar la seguridad de la instalación.

En caso de optar por un sistema formado por varias picas en paralelo, éstas se situarán a una distancia igual a dos veces su longitud y se interconectarán a través de un

conductor enterrado de 35 mm² mediante soldadura aluminotérmica o grapas de presión inoxidable.

Los conductores de protección cumplirán con lo establecido en la ITC-BT 18 Tabla 2 del REBT.

5.6. Balance energético y medioambiental

Es un hecho de sobra conocido que la estimación de radiación a considerar será la anual tipo incidente sobre una superficie horizontal calculada por el simple y sencillo procedimiento de suponer que coincide con el valor medio medido en el pasado, a lo largo de un número suficiente de años.

La radiación solar es una variable climática que se ha venido registrando en muy pocas estaciones meteorológicas y durante cortos períodos de tiempo. Ello, unido a la variabilidad espacial de la misma, conlleva una insuficiencia en la disponibilidad de la información del potencial de la energía solar en un determinado emplazamiento, lo que provoca dificultades a la hora de estudiar el dimensionado de los sistemas de aprovechamiento de la energía solar.

Para poder determinar la radiación solar en lugares intermedios a los puntos de medida, existen únicamente cuatro alternativas:

- Utilizar datos de estaciones cercanas. Esta opción únicamente es válida si se trata de un terreno llano y la distancia entre estaciones es menor a 10 km. En caso de terrenos complejos o distancias superiores, la utilización de los datos de radiación de otro emplazamiento para estudiar el comportamiento de la radiación o simular el funcionamiento de una planta de aprovechamiento de la energía solar, es completamente inadecuada.
- Interpolar valores a partir de medidas de la radiación solar. Esta solución, es aplicable cuando la red de estaciones de radiación solar tiene una

densidad considerable y dependiendo del tipo de terreno, puede precisarse una densidad de entre 50 y 20 Km. de distancia entre estaciones.

- Modelos de interpolación que tienen en cuenta la topografía. Estos modelos, al tener en cuenta la topografía como dato de entrada, pueden utilizar los datos de una red radiométrica de menor densidad que el caso anterior, pero aun así, precisan una densidad en el orden de los 100 km.
- Modelos de tratamiento de imágenes de satélite. Esta alternativa va tomando mayor relevancia día a día. Se basa en el tratamiento de imágenes de satélite geoestacionarios. Estas imágenes son el resultado de la reflexión de los rayos solares en la superficie de la Tierra, por lo que ya han sufrido y llevan implícitas los posibles efectos de la topografía así como de los principales fenómenos atmosféricos que se producen al atravesar la atmósfera los rayos solares.

Para estudiar el recurso solar y determinar la producción energética de la instalación solar, se han empleado los valores de radiación que han sido obtenidos de *The european data base of daylight and solar radiation*, el año solar tipo suministrado por la base de datos del Satel-light, además de simulación mediante programa PVsyst.

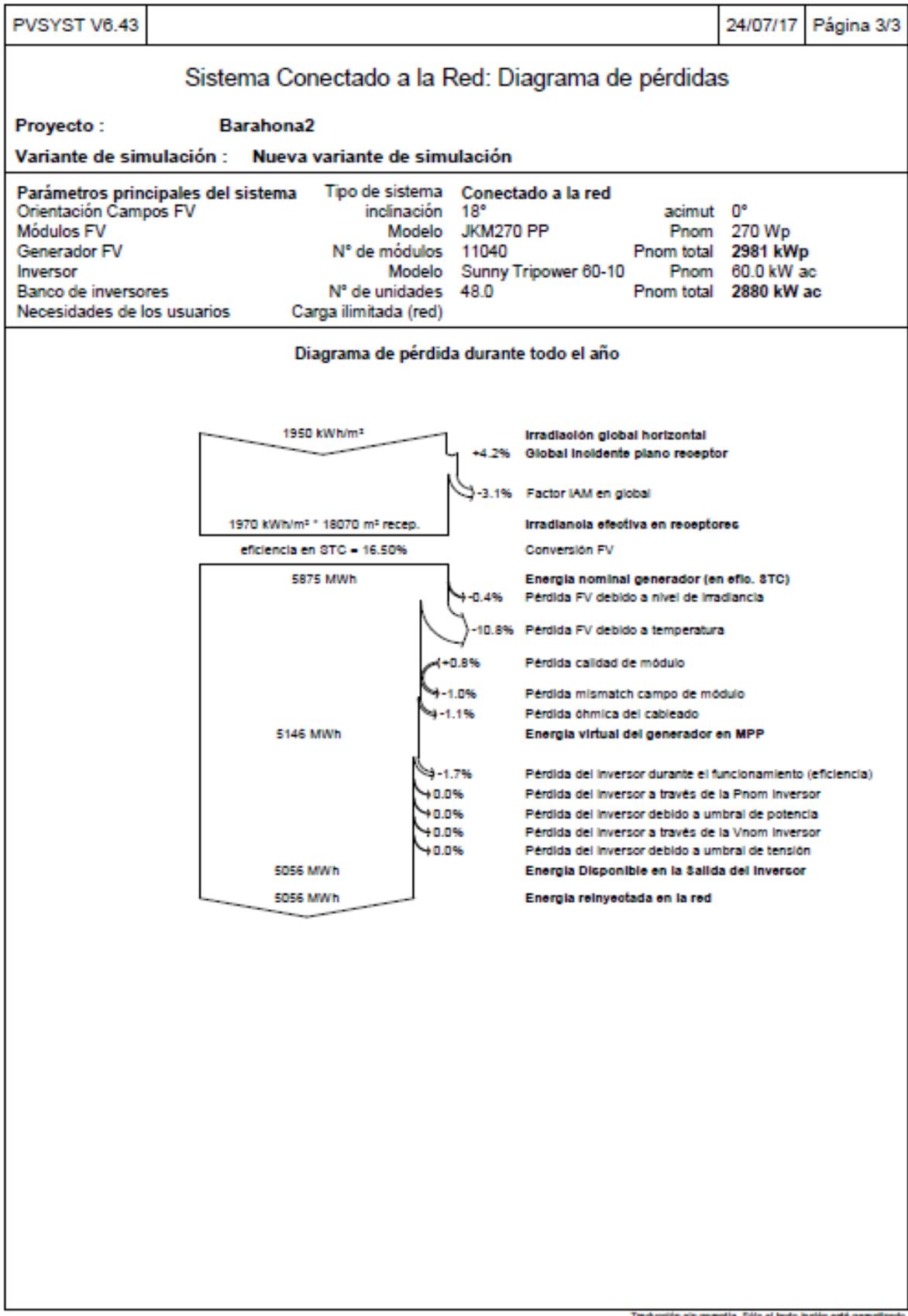
En la siguiente tabla se recogen los resultados obtenidos en el estudio de productividad energética de la instalación objeto de este proyecto. Para la instalación de 2,9808 MW su producción será la siguiente:

PVSYST V8.43		24/07/17	Página 1/3
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación			
Proyecto :	Barahona2		
Lugar geográfico	Barahona	País	Dominican Republic
Ubicación	Latitud 18.2°N	Longitud	71.1°W
Hora definido como	Hora Legal Huso hor. UT-4	Altitud	41 m
Albedo	0.20		
Datos climatológicos:	Barahona	Meteonorm 7.1 (1991-2010), Sat=100% - Síntesis	
Variante de simulación :	Nueva variante de simulación		
	Fecha de simulación	24/07/17 13h32	
Parámetros de la simulación			
Orientación Plano Receptor	Inclinación	18°	Acimut 0°
Modelos empleados	Transposición	Perez	Difuso Perez, Meteonorm
Perfil obstáculos	Sin perfil de obstáculos		
Sombras cercanas	Sin sombreado		
Características generador FV			
Módulo FV	Si-poly	Modelo	JKM270 PP
Custom parameters definition		Fabricante	JinkoSolar
Número de módulos FV	En serie	23 módulos	En paralelo 480 cadenas
Nº total de módulos FV	Nº módulos	11040	Pnom unitaria 270 Wp
Potencia global generador	Nominal (STC)	2981 kWp	En cond. funciona. 2724 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)	V mpp	650 V	I mpp 4135 A
Superficie total	Superficie módulos	18070 m²	
Inversor			
Original PVsyst database		Modelo	Sunny Tripower 60-10
		Fabricante	SMA
Características	Tensión Funciona.	570-800 V	Pnom unitaria 60 kWac
Banco de inversores	Nº de inversores	48 unidades	Potencia total 2880 kWac
Factores de pérdida Generador FV			
Factor de pérdidas térmicas	Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
Pérdida Óhmica en el Cableado	Res. global generador	2.6 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdida Calidad Módulo			Fracción de Pérdidas -0.8 %
Pérdidas Mismatch Módulos			Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE	IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parám. bo 0.05
Necesidades de los usuarios :	Carga ilimitada (red)		

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

PVSYST V6.43	24/07/17	Página 2/3						
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales								
Proyecto : Barahona2								
Variante de simulación : Nueva variante de simulación								
Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red						
Orientación Campos FV	inclinación	18° acimut 0°						
Módulos FV	Modelo	JKM270 PP Pnom 270 Wp						
Generador FV	N° de módulos	11040 Pnom total 2981 kWp						
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 60-10 Pnom 60.0 kW ac						
Banco de inversores	N° de unidades	48.0 Pnom total 2880 kW ac						
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)							
Resultados principales de la simulación								
Producción del Sistema	Energía producida	5056 MWh/año						
	Factor de rendimiento (PR)	83.4 %						
<p>Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 2981 kWp</p> <p>Factor de rendimiento (PR)</p>								
Nueva variante de simulación								
Balances y resultados principales								
	GlobHor	T Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	EffArrR	EffSysR
	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	%	%
Enero	141.1	26.60	168.4	163.5	430.0	422.6	14.13	13.88
Febrero	141.1	26.66	158.5	154.2	402.4	395.3	14.05	13.80
Marzo	176.6	27.03	187.0	181.6	473.8	465.5	14.02	13.77
Abril	176.3	27.31	174.9	169.5	442.7	434.9	14.01	13.76
Mayo	178.4	28.31	167.3	161.4	423.9	416.5	14.02	13.77
Junio	176.0	28.62	161.3	155.5	408.7	401.5	14.02	13.77
Julio	189.0	29.78	174.2	167.9	437.9	430.3	13.91	13.67
Agosto	186.3	29.87	180.4	174.5	453.3	445.5	13.90	13.66
Septiembre	173.7	28.71	179.3	174.0	451.9	444.0	13.95	13.71
Octubre	148.4	28.59	163.9	159.0	414.4	407.2	13.99	13.75
Noviembre	134.6	27.60	159.4	154.9	404.3	397.3	14.03	13.79
Diciembre	128.9	27.30	158.6	154.1	402.9	395.8	14.06	13.81
Año	1950.4	28.04	2033.2	1970.1	5146.1	5056.2	14.01	13.76
Legendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador				
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red				
	GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta				
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta				

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.



Se ha considerado que el Contrato de Operación y Mantenimiento incluirá una limpieza periódica de los módulos. De esta manera las pérdidas asociadas a la presencia de polvo y suciedad sobre los paneles podrían reducirse hasta un 3%, valor que se ha considerado para el cálculo de energía final.

PRG: factor global de pérdidas, que se obtiene a partir de las pérdidas posibles que repercuten en el rendimiento global de la instalación. Estas pérdidas son las siguientes:

- Pérdidas de potencia en el cableado de CC entre los paneles FV y la entrada del inversor, incluyendo además las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones,...
- Pérdidas de potencia en el cableado de CA.
- Pérdidas medias anuales por efecto de la temperatura.
- Pérdidas de potencia debidas al polvo y suciedad sobre la cubierta de los módulos fotovoltaicos.
- Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros y desacoplo entre módulos.
- Pérdidas por rendimiento en la transformación de potencia del inversor.
- Pérdidas en el seguimiento del punto de máxima potencia de los módulos.
- Pérdidas por efectos espectrales y angulares de la radiación solar.
- Pérdidas derivadas de la disponibilidad de conexión a la red eléctrica de baja tensión.

Ep: energía generada por el sistema fotovoltaico, expresada como relación entre la energía generada y la potencia fotovoltaica instalada, en kWh/kWp.

La productividad energética estimada de la instalación se sitúa en el entorno de los 4.179,89MWh/año.

PÉRDIDAS POR TEMPERATURA

La potencia entregada por una célula solar se puede aumentar con bastante eficacia inclinando la superficie de los módulos, empleando un mecanismo de seguimiento para mantener el dispositivo fotovoltaico directamente frente al sol, o concentrando la luz del sol usando lentes o espejos. Sin embargo hay límites a este proceso, debido a la complejidad de los mecanismos y de la necesidad de refrigeración de las células fotovoltaicas. La corriente es relativamente estable a altas temperaturas, pero el voltaje se reduce, conduciendo a una caída de potencia a causa del aumento de la temperatura de la célula.

Para calcular la temperatura del módulo se ha considerado como una buena aproximación las expresiones de cálculo:

$$P_m = P_m^* \frac{G}{G^*} (1 - \delta(T_c - T_c^*)) \quad (26)$$

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20(^{\circ}C)}{800(W / m^2)} G \quad (27)$$

Entre las que:

P_m = potencia en el punto de máxima potencia del generador.

P_m^* = potencia nominal en condiciones estándar STC.

T_c = temperatura de la célula.

T_c^* = temperatura en las STC, 25 °C

T_a = temperatura ambiente durante las horas de sol.

T_{ONC} = temperatura de Operación Nominal de la Célula. El valor de al TONC suele estar incluido en las hojas de características técnicas de los módulos. En este caso para el panel elegido REC SCM 220 Policristalino de 220 Wp resulta ser de $43 \pm 2^\circ C$. La precisión en el valor del TONC supone una variabilidad de 4,17%.

G = irradiancia en W/m² sobre un plano inclinado 8° sobre la horizontal.

G^* = irradiancia en STC, 1000 W/m².

PÉRDIDAS POR NO CUMPLIMIENTO DE LA POTENCIA DE LA POTENCIA NOMINAL

Los módulos fotovoltaicos obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida presenta una determinada dispersión (habitualmente esta dispersión es de tipo gaussiana).

El fabricante garantiza que la potencia de un módulo de Potencia Nominal, $P_n \pm 5\%$. Este porcentaje ha sido considerado como una variabilidad.

RENDIMIENTO DEL INVERSOR

Asociadas a la operación del inversor se deben considerar dos tipos de pérdidas. Por un lado el rendimiento asociado al seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico y por otro lado las pérdidas debidas a la conversión eléctrica DC/AC.

- Pérdidas por rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia.

El inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador fotovoltaico y dispone de un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador (que varía en función de las condiciones ambientales de irradiancia y temperatura) cuyos algoritmos de control varían entre diferentes modelos y fabricantes.

Se puede caracterizar el inversor por una curva de rendimiento del punto de máxima potencia definida como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador fotovoltaico y la energía que se extraería en su seguimiento ideal.

No se dispone de información técnica asociada a este rendimiento por lo que se estima que ascienden a un 1%.

- Pérdidas por rendimiento de conversión DC/AC del inversor.

El inversor fotovoltaico de conexión a red es un dispositivo electrónico que presenta unas determinadas pérdidas en sus componentes de conmutación. Es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador ya que sobredimensionar la potencia del inversor respecto a la del generador fotovoltaico haría funcionar el sistema una gran parte del tiempo a valores muy bajos de rendimiento con las consecuentes pérdidas de generación.

Las pérdidas por conversión DC/AC en el inversor se han obtenido a partir de la modelización de la curva de rendimiento en función de la potencia de operación.

Para ello basta parametrizar la curva de rendimiento según Boltzmann para la expresión:

$$y = \frac{A_1 - A_2}{1 + e^{\frac{(x-x_0)}{dx}}} \quad (28)$$

PÉRDIDAS ELÉCTRICAS EN CABLEADO

Normalmente las pérdidas en conmutaciones, fusibles, diodos son muy pequeñas y no es necesario considerarlas. Las caídas de tensión en el cableado pueden ser muy importantes cuando son líneas de larga distancia y se opera a baja tensión en DC. Las pérdidas por cableado en % suelen ser inferiores en plantas de gran potencia con respecto a las de pequeña potencia.

PÉRDIDAS POR SOMBRAS

La creación de sombras entre un panel solar y otro en las instalaciones solares es un problema típico. Se presenta precisamente cuando se dispone de superficies de exposición escasas, en los meses de invierno y durante las salidas y puestas de sol.

Las sombras pueden ser proyectadas sobre los generadores tanto por los obstáculos existentes en el terreno (edificios, árboles, farolas...) como por unos elementos del generador sobre otros (unas filas sobre otras...).

El abanico de situaciones reales puede ser muy diverso, en función de la disponibilidad y peculiaridad del terreno.

PÉRDIDAS POR SUCIEDAD

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador fotovoltaico por la disposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos fotovoltaicos.

Para un mismo grado de suciedad, el impacto energético de este fenómeno es mayor para los rayos que inciden oblicuamente que para los que los hacen de forma perpendicular.

Las pérdidas por suciedad en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos están muy sucios.

6. Pliego de condiciones

6.1. Pliego de condiciones generales

El objeto del presente proyecto es establecer las condiciones técnicas necesarias para la ejecución de una instalación fotovoltaica de conexión a red de 3 MW de potencia nominal en la ubicación perteneciente a Barahona, situado en República Dominicana. Dicha instalación incluye los siguientes cometidos:

- I. Trámites oportunos que precisa una instalación fotovoltaica híbrida para poder ejecutar las obras, inyectar la electricidad producida a la red de consumos de baja tensión propiedad del cliente y percibir los ingresos correspondientes por la venta de la energía generada.
- II. Instalación fotovoltaica propiamente dicha, incluyendo:
 - Ingeniería y dirección de obra.
 - Acopio y aprovisionamiento de materiales.
 - Transporte y carga/descarga de materiales.
 - Montaje y conexionado del conjunto.
 - Pruebas y puesta en marcha de la instalación.

El servicio se realizará en la modalidad llave en mano estando incluidos, por lo tanto, la totalidad de obras y elementos necesarios para el correcto funcionamiento de la instalación aunque no estén expresamente detallados en este proyecto. La instalación se realizará cumpliendo toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas híbridas, y todos sus componentes deberán haber sido debidamente homologados por los organismos competentes.

6.2. Especificaciones de materiales, equipos y ejecución

A continuación se describen las especificaciones técnicas de los materiales y equipos principales que componen la instalación. En la ejecución de la instalación se admitirá la modificación de alguno de estos materiales o equipos por otros de características

similares, siempre que no afecte al correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica ni suponga un decremento en la producción anual de electricidad.

6.2.1. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos de silicio cristalino deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales serán de aluminio o acero inoxidable.

La potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

La estructura del generador y el marco de los módulos se conectarán a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

6.2.2. Estructura soporte

El diseño de la estructura se realizará para conseguir la orientación y el ángulo de inclinación óptimos para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La tornillería empleada para la sujeción de los módulos fotovoltaicos será de acero inoxidable, cumpliendo la norma DB-SE-A8.5.

Los topes de sujeción de los módulos a la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre la cubierta sin superar el límite de sombras indicado en el punto 4.1.2. del Pliego de Condiciones del IDAE.

La estructura soporte será calculada de acuerdo al CTE para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

6.2.3. Inversor/inversores

Será del tipo adecuado para la conexión a red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas del inversor serán las siguientes:

- Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

El inversor cumplirá con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética, incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.

- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de red, etc.

El inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas del inversor serán las siguientes:

El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superior a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.

Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90% al 92% para inversores mayores de 5 kW.

El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.

El factor de potencia generada deberá ser superior a 0,95 entre el 25% y el 100% de su potencia nominal.

A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

El inversor tendrán un grado de protección mínima IP20 para colocación en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para colocación en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para instalación a la intemperie.

El inversor estará garantizado para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0º y 40º C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

Se instalara un extintor de CO₂ de 89B de eficacia según el apartado 8.3 del reglamento contra incendios de establecimientos industriales. En el cual especifica que no se permite el empleo de agentes extintores conductores de la electricidad sobre fuegos que se desarrollan en presencia de aparatos, cuadros, conductores y otros elementos bajo tensión eléctrica superior a 24 V. La protección de estos se realizará con extintores de dióxido de carbono, o polvo seco BC o ABC.

6.2.4. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 2% y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 1%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

Por instrucción de la Dirección General de Industria, en la que se indica que las canalizaciones en fotovoltaica al considerarse "locales mojados" por estar a la intemperie (Instrucción ITC-BT 30 punto 2), deben cumplir el punto 2.1 de esta ITC, relativo a las canalizaciones, debiendo ser éstas estancas. Este punto prevé la posibilidad de instalación de los conductores y cables aislados en el interior de tubos

(punto 2.1.1) o en el interior de canales aislantes (punto 2.1.2). No se prevé la posibilidad de utilizar canales que no sean aislantes.

6.2.4.1. Líneas de Baja Tensión de Corriente Continua

Son las líneas trazadas desde las placas de módulos fotovoltaicos hasta su conexión con el inversor de corriente. Su protección se realizará por medio de fusibles con percutor de señalización de fusión, según indica esquema 2.8. Los estados de fusión de los fusibles serán monitorizados por el Sistema de Control Distribuido con objeto de optimizar el mantenimiento de las plantas.

El trazado de las mismas discurre a través de canal refrigerado de instalación al aire, por lo cual sus características térmicas serán calculadas de acuerdo al REBT para instalación exterior.

La conexión entre placas se realiza en circuitos serie y paralelo según se define en el capítulo de cálculos justificativos, para adecuar las características de salida de los módulos fotovoltaicos a las necesidades propias de la entrada de corriente continua de los inversores, así pues será necesaria la conexión de instalaciones en cajas de centralización especialmente descritas a tal efecto.

El conexionado de las mismas se realizará, según proceda:

Conexionado entre placas se realizará mediante los conectores rápidos incluidos en las placas.

Conexionado colector de placas con armarios de inversores se realizará en el interior de los armarios.

El cable utilizado será:

DN 0,6/1 kV XX mm² K Cu o similar

- Designación genérica..... DN 0,6/1 (2xS) mm² K Cu UNE 21123 o similar.
- Nº de conductores..... 1 o 2.
- Secciones desde 4 hasta 35 mm².
- Clase de conductor2 o 5, de Cu s/UNE 21-022.
- Aislamiento tipo D Etileno-Propileno, s/UNE 21-123.

- Cubierta de tipo NPolicloropreno del tipo SE1, s/UNE 21-123.
- Color de aislamiento..... Azul, gris, marrón y negro.
- Color de la cubiertanegro.
- Norma básica UNE 21-123 (Aislamiento seco.)
- Normas de ensayo
- No propagación de la llama UNE EN 50265-2-1 ; IEC 60332-1 ; NFC 32070-C2.
- Tensión nominal U_o/U = 0,6/1 kV.
- Tensión de ensayo3,5 kV 5 minutos, s/UNE 21-123, secc 3.
- Temp máxima de servicio 90°C en el conductor.
- Temp máxima de cortocircuito 250°C en el conductor.
- Temp mínima para el tendido10°C.

6.2.4.2. Líneas de Baja Tensión de Corriente Alterna

Son las líneas trazadas desde el inversor de corriente hasta el Cuadro General de Baja Tensión (CGBT), sus longitudes son considerables y se distribuyen por la planta, entubadas y enterradas. La protección se realizará por medio de interruptores automáticos magnetotérmicos.

El cable utilizado será:

RV 0,6/1 kV 3x (1xXX) mm² K Cu o similar

- Designación genérica.....RV 0,6/1 3x(S)+1/2xS mm² K Cu UNE 21123 o similar.
- Nº de conductores..... 3, 4 y 5.
- Secciones desde 6 hasta 240 mm².
- Clase de conductor1 ó 2, de Cu s/UNE 21-022
- Aislamiento tipo RXLPE, tipo DIX3 según HD 603-1.
- Cubierta de tipo V..... PVC, tipo DMV-18 según HD 603-1.
- Color de aislamiento..... Amarillo/verde, azul, gris, marrón y negro.
- Color de la cubiertanegro.
- Norma básica UNE 21-123 (Aislamiento seco).
- Normas de ensayo
- No propagación de la llama UNE EN 50265-2-1 ; IEC 60332-1 ; NFC 32070-C2.

- No propagación de incendioUNE EN 50266-2-4; IEC 60332-3.
- Emisión de halógenos.....UNE EN 50267-2-1; IEC 60754-1; Emisión ClH< 14%.
- Tensión nominal Uo/U = 0,6/1 kV.
- Tensión de ensayo3,5 kV 5 minutos, s/UNE 21-123, secc 3.
- Temp máxima de servicio 90°C en el conductor.
- Temp máxima de cortocircuito 250°C en el conductor.
- Temp mínima para el tendido10°C.

6.2.5. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unificar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

El CTE, en el documento técnico HE5, en el apartado 3.2.3.3, establece que la parte de corriente continua de la instalación tendrá un grado de protección Clase II o aislamiento equivalente cuando se trate de emplazamiento accesible. Los materiales situados en la intemperie tendrán al menos un grado de protección IP65.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión serán para cada fase.

6.2.6. Canalizaciones

Estas canalizaciones de líneas subterráneas, deberán proyectarse teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El radio de curvatura después de colocado el cable será, como mínimo, 15 veces el diámetro. Los radios de curvatura en operaciones de tendido será superior a 20 veces su diámetro.
- Los cruces de calzadas serán perpendiculares al eje de la calzada o vial, procurando evitarlos, si es posible sin perjuicio del estudio económico de la instalación en proyecto, y si el terreno lo permite.

6.2.7. Puesta a tierra

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Cuando el aislamiento galvánico entre la red de distribución de baja tensión y el generador fotovoltaico no se realice mediante un transformador de aislamiento, se justificarán los elementos utilizados para garantizar esta condición.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la red del cliente, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

6.2.8. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el RD 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

6.3. Certificados y documentación

La instalación deberá ser ejecutada por una Empresa instaladora eléctrica autorizada y con las debidas acreditaciones. Se aportará, para la tramitación de este proyecto ante los organismos públicos, la documentación siguiente:

- Autorización administrativa.
- Proyecto, suscrito por técnico competente.
- Certificado de tensiones de paso y contacto por parte de empresa homologada.
- Certificado de Dirección de Obra.
- Contrato de mantenimiento.
- Escrito de conformidad por parte de la Compañía Eléctrica suministradora.

6.4. Condiciones facultativas

6.4.1. Dirección de las obras

La propiedad nombrará en su representación a un Técnico competente, que estará encargado directamente de la dirección, control y vigilancia de las obras de este proyecto.

Una vez adjudicadas definitivamente las obras, el Contratista designará un técnico con titulación, al menos de Ingeniero Técnico, que asumirá la dirección de los trabajos que se ejecuten y que actuará como representante suyo ante la propiedad a todos los efectos que se requieran durante la ejecución de las obras.

El Contratista, por sí o por medio de su representante, acompañará a la Dirección de Obra, en las visitas que esta haga a las obras, siempre que así le fuese solicitado.

Estas obras deberán quedar totalmente terminadas por el contratista por el precio de la contrata en disposición de recibir tensión. Se ejecutarán con arreglo al presente proyecto, declarando el contratista, por el hecho de firmar el correspondiente contrato, que se halla al corriente del mismo y acepta todas las condiciones impuestas en el siguiente pliego y que conoce la importancia y extensión de las obras.

Quedan comprendidos también en la contrata todos los trabajos auxiliares y aun aquellos que, ni figurando en forma expresa y concreta en los documentos del presente proyecto, sean necesarios para la total ejecución de las obras y que se estimen como tales por el Director de la obra.

Durante el transcurso de la obra, el contratista podrá sugerir cuantas variaciones y modificaciones estime se podrían introducir que, sin alterar lo esencial del proyecto, pudieran mejorar la obra o reducir sus costes, las que llevará a cabo únicamente en el caso de que sean aprobadas por escrito por el Director de la Obra.

COMIENZO

El contratista dará comienzo la obra en el plazo que figure en el contrato establecido con la propiedad, o en su defecto a los quince días de la adjudicación definitiva o de la

firma del contrato. El Contratista está obligado a notificar por escrito o personalmente en forma directa al Técnico Director la fecha de comienzo de los trabajos.

PLAZO DE EJECUCIÓN

La obra se ejecutará en el plazo que se estipule en el contrato suscrito con la Propiedad o en su defecto en el que figure en las condiciones de este pliego.

Cuando el Contratista, de acuerdo con alguno de los extremos contenidos en el presente Pliego de Condiciones, o bien en el contrato establecido con la Propiedad, solicite una inspección para poder realizar algún trabajo ulterior que esté condicionado por la misma, vendrá obligado a tener preparada para dicha inspección, una cantidad de obra que corresponda a un ritmo normal de trabajo.

Cuando el ritmo de trabajo establecido por el Contratista, no sea el normal, o bien a petición de una de las partes, se podrá convenir una programación de inspecciones obligatorias de acuerdo con el plan de obra.

6.4.2. Libro de órdenes

El Contratista dispondrá en la obra de un Libro de Órdenes en el que se escribirán las que el Técnico Director estime darle a través del encargado o persona responsable, sin perjuicio de las que le dé por oficio cuando lo crea necesario y que tendrá la obligación de firmar el enterado.

6.5. Condiciones económicas y legales

6.5.1. Abono de la obra

En el contrato se deberá fijar detalladamente la forma y plazos que se abonarán las obras. Las liquidaciones parciales que puedan establecerse tendrán carácter de documentos provisionales a buena cuenta, sujetos a las certificaciones que resulten de la liquidación final. No suponiendo dichas liquidaciones, aprobación ni recepción de las obras que comprenden.

Terminadas las obras se procederá a la liquidación final que se efectuará de acuerdo con los criterios establecidos en el contrato.

6.5.2. Precios

El contratista presentará, al formalizarse el contrato, la relación de los precios de las unidades de obra que integran el proyecto, los cuales, de ser aceptados, tendrán valor contractual y se aplicarán a las posibles variaciones que pueda haber.

Estos precios unitarios, se entiende que comprenden la ejecución total de la unidad de obra, incluyendo todos los trabajos aún los complementarios y los materiales así como la parte proporcional de imposición fiscal, las cargas laborales y otros gastos repercutibles.

En caso de tener que realizarse unidades de obra no previstas en el proyecto, se fijará su precio entre el Técnico Director y el Contratista antes de iniciar la obra y se presentará a la propiedad para su aceptación o no.

6.5.3. Revisión de precios

En el contrato se establecerá si el contratista tiene derecho a revisión de precios y la fórmula a aplicar para calcularla. En defecto de esta última, se aplicará a juicio del Técnico Director alguno de los criterios oficiales aceptados.

6.5.4. Contrato

El contrato se formalizará mediante documento privado, que podrá elevarse a escritura pública a petición de cualquiera de las partes. Comprenderá la adquisición de todos los materiales, transporte, mano de obra, medios auxiliares para la ejecución de la obra proyectada en el plazo estipulado, así como la reconstrucción de las unidades defectuosas, la realización de las obras complementarias y las derivadas de las modificaciones que se introduzcan durante la ejecución, estas últimas en los términos previstos.

La totalidad de los documentos que componen el proyecto de la obra serán incorporados al contrato y tanto el contratista como la Propiedad deberán firmarlos en testimonio de que los conocen y aceptan.

6.5.5. Responsabilidades

El Contratista es el responsable de la ejecución de las obras en las condiciones establecidas en el proyecto y en el contrato. Como consecuencia de ello vendrá obligado a la demolición de lo mal ejecutado y a su reconstrucción correctamente sin que sirva de excusa el que el Técnico Director haya examinado y reconocido las obras.

El contratista es el único responsable de todas las contravenciones que él o su personal cometan durante la ejecución de las obras u operaciones relacionadas con las mismas.

También es responsable de los accidentes o daños que por errores, inexperiencia o empleo de métodos inadecuados se produzcan a la propiedad a los vecinos o terceros en general.

El Contratista es el único responsable del incumplimiento de las disposiciones vigentes en la materia laboral respecto de su personal y por tanto los accidentes que puedan sobrevenir y de los derechos que puedan derivarse de ellos.

6.5.6. Recepción de las obras y garantía

RECEPCIÓN PROVISIONAL

Una vez terminadas las obras, tendrá lugar la recepción provisional y para ello se practicará en ellas un detenido reconocimiento por el Técnico Director y la Propiedad en presencia del Contratista, levantando acta y empezando a correr desde ese día el plazo de garantía si se hallan en estado de ser admitida.

De no ser admitida se hará constar en el acta y se darán instrucciones al Contratista para subsanar los defectos observados, fijándose un plazo para ello, expirando el cual se procederá a un nuevo reconocimiento a fin de proceder a la recepción provisional.

PLAZO DE GARANTÍA

El plazo de garantía será como mínimo de un año, contado desde la fecha de la recepción provisional, o bien el que se establezca en el contrato también contado desde la misma fecha. Durante este período queda a cargo del Contratista la conservación de las obras y arreglo de los desperfectos causados por asiento de las mismas o por mala construcción.

RECEPCIÓN DEFINITIVA

Se realizará después de transcurrido el plazo de garantía de igual forma que la provisional. A partir de esta fecha, cesará la obligación del Contratista de conservar y reparar a su cargo las obras si bien subsistirán las responsabilidades que pudiera tener por defectos ocultos y deficiencias de causa dudosa.

6.6. Mantenimiento de la instalación

Se realizará un mantenimiento preventivo y correctivo de la instalación durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma.

6.6.1. Plan de mantenimiento preventivo

Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. Este mantenimiento se llevará a cabo con una periodicidad semestral e incluirá:

MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

- Limpieza de los módulos con agua y detergente no abrasivo. Esta operación se debe realizar a primeras horas de la mañana, cuando el módulo está frío.
- Inspección visual de posibles degradaciones internas y de la

estanqueidad del panel.

- Control de las conexiones eléctricas y el cableado.
- Revisión de los prensaestopas de la caja de conexión.

INVERSOR

- Observación visual general del estado y funcionamiento del inversor.
- Comprobación del conexionado y cableado de los componentes.
- Observación del funcionamiento de los indicadores ópticos.

GRUPOS ELECTRÓGENOS

- Observación visual general del estado y funcionamiento del grupo.
- Comprobación del conexionado y cableado de los componentes.
- Observación del funcionamiento de los indicadores ópticos.
- Cambio de aceite cuando el fabricante lo requiera.
- Relleno del depósito de gasoil.

ESTRUCTURA SOPORTE

- Observación visual de posibles grietas o deformaciones.
- Limpiar zonas con óxido y cubrir con producto de protección anticorrosión.

ARMARIOS DE CONEXIÓN

- Observación de la estanqueidad de los armarios y prensaestopas.
- Cableado general del armario.
- Apriete de bornes y detección de cables con temperatura elevada.
- Señalización de cables en buen estado.
- Comprobación de las protecciones.

CAMINOS DE CABLES

- Eliminar suciedad en las conducciones que se encuentren en el exterior.

- Comprobación visual del aislamiento de los cables.
- Revisión de la fijación a bandejas, muros, etc.
- Señalado de cables en buen estado.

6.6.2. Plan de mantenimiento correctivo

Incluye todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Se establece un precio anual del contrato de mantenimiento, que incluye las dos visitas anuales de mantenimiento preventivo, así como todas aquellas visitas debidas a un mantenimiento correctivo de la instalación. No se incluirán ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

Cada mantenimiento comportará la realización de un informe técnico de cada una de las visitas en el que se refleje el estado de las instalaciones y las incidencias acaecidas. Del mismo modo, será necesario registrar las operaciones de mantenimiento realizadas en un libro de mantenimiento, en el que constará la identificación del personal de mantenimiento (nombre, titulación, autorización de la empresa).

7. Presupuesto

7.1. Mediciones

MEDICIONES		
Ref	Material	Cantidad
1.	Módulo fotovoltaico policristalino JinkoSolar 270Wp	11.040 ud
2.	Inversor de string Sunny Tripower 60kW SMA, 1MPPT, 480V-60Hz	48 ud.
3.	Caja de interconexión de string DC BOX, 16entradas, Vmax=1000V	48 ud.
4.	Sistema de monitorización Power Plant Controller, suministrado por PowerGreenMonitoring	1 ud.
5.	Armario de protecciones de corriente alterna AC BOX	5 ud.
6.	Grupos electrógenos Himohinsa 270kVAs, con motor DOOSAN, 480V-60Hz	9 ud.
7.	Estación meteorológica con piranómetro, pluviometro, veleta,...	5 ud.
8.	Cuadro general de baja tensión	1 ud.
9.	Caseta inversores y cuadro de protecciones de corriente alterna	5 ud.
10.	Caseta para albergar el sistema de monitorización así como los sistemas que este incorpore	1 ud.
11.	Cuadro de control y conmutación de los grupos electrógenos	1 ud.

7.2. Instalación eléctrica

Código	Nc	Ud.	Resumen	Concepto	Cantidad	Precio unitario	Precio total
02	Capítulo		ELECTRICAL LV				2.754.771,55
02.01	Capítulo		CABLEADO POTENCIA				230.816,12
			CABLE SOLAR (CC)				75.434,75
02.01.01	Partida	m.	Cable 1x4mm ² Cu solar ZZ-F, conductor de cobre y aislamiento según TUV 2Pfg 1169 y UNE EN 50363-1, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes.	Material	13.632,00	0,44	5.970,82
02.01.02	Partida	m.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	13.632,00	0,53	7.164,98
02.01.05	Partida	m.	Cable 1x6mm ² Cu solar ZZ-F, conductor de cobre y aislamiento según TUV 2Pfg 1169 y UNE EN 50363-1, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes.	Material	20.160,00	0,65	13.104,00

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

02.01.06	Partida	m.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	2.832,00	0,53	1.500,96
02.01.09	Partida	m.	Cable 1x35mm² Cu solar ZZ-F , conductor de cobre y aislamiento según TÜV 2Pfg 1169 y UNE EN 50363-1, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes.	Material	2.234,00	4,42	9.874,28
02.01.10	Partida	m.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	2.234,00	0,53	1.184,02
02.01.11	Partida	Ud.	Punteras 35mm² , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	64,00	0,22	14,08
02.01.12	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, retirada de material sobrante y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	64,00	0,53	33,92
02.01.13	Partida	m.	Cable 1x50mm² Cu solar ZZ-F , conductor de cobre y aislamiento según TÜV 2Pfg 1169 y UNE EN 50363-1, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes.	Material	3.274,00	5,99	19.611,26
02.01.14	Partida	m.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	3.274,00	0,53	1.720,81
02.01.15	Partida	Ud.	Punteras 50mm² , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	50,00	0,28	14,00
02.01.16	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, retirada de material sobrante y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	50,00	0,53	26,50
02.01.17	Partida		Cable 1x70mm² Cu solar ZZ-F , conductor de cobre y aislamiento según TÜV 2Pfg 1169 y UNE EN 50363-1, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes.	Material	1.864,00	7,62	14.203,68
			Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	1.864,00	0,53	987,92
			Punteras 70mm² , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	24,00	0,45	10,80
02.01.18	Partida		Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, retirada de material sobrante y limpieza, totalmente instalada,	Instalación	24,00	0,53	12,72

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

			terminada y probada.				
			CABLE AGRUPACION (AC)				155.381,37
02.01.19	Partida	m.	Cable 1x35mm² CuXZ-1, 0.6-1kV , con conductor de cobre y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta poliolefina termoplástica libre de halógenos, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes. Incluyendo tornillería inoxidable, arandelas y tuercas M12 para la conectar en la parte del inversor.	Material	1.430,00	4,42	6.320,60
02.01.20	Partida	m.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes y sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, incluso retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	1.430,00	0,75	1.072,50
02.01.21	Partida	Ud.	Cable 1x16mm² CuXZ-1 Allground, 0.6-1kV , con conductor de cobre y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta polímero alto rendimiento mecánico, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes. Incluyendo tornillería inoxidable, arandelas y tuercas M12 para la conectar en la parte del inversor.	Material	480,00	1,91	916,80
02.01.22	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes y sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, incluso retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	480,00	0,75	360,00
02.01.53	Partida	Ud.	Cable 1x240mm² Cu XZ-1, 0.6-1kV , con conductor de cobre y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta polímero alto rendimiento mecánico, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes. Incluyendo tornillería inoxidable, arandelas y tuercas M12 para la conectar en la parte del inversor.	Material	270,00	8,46	2.284,20
02.01.54	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes y sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, incluso retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	270,00	1,75	473,04
02.01.69	Partida	Ud.	Punteras 240mm² bimetálicas para conexión en interruptor magnetotérmico , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	20,00	3,68	73,58
02.01.70	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	20,00	1,31	26,28
02.01.55	Partida	m.	Cable 1x 120mm² Cu RVMV-K , con conductor de cobre, aislamiento XLPE, armadura compuesta por hilos de acero y cubierta exterior de PVC, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes. Incluyendo tornillería inoxidable, arandelas y tuercas M12 para la	Material	90,00	5,92	532,80

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

			conectar en la parte del inversor.				
02.01.56	Partida	m.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes y sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, incluso retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	90,00	3,68	331,20
02.01.69	Partida	Ud.	Manguera 3x(1x240mm² + 1x120mm²) Cu RV-K, 0.6-1kV , con conductor de cobre y aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes. Incluyendo tornillería inoxidable.	Material	5.072,00	22,35	113.359,20
02.01.70	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes y sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, incluso retirada de material excedente y limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	5.072,00	3,56	18.056,32
02.01.69	Partida	Ud.	Punteras 120mm² , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	20,00	0,32	6,40
02.01.70	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	20,00	0,53	10,51
02.01.71	Partida	Ud.	Punteras 240mm² , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	40,00	0,58	23,20
02.01.72	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	40,00	0,53	21,20
02.02	Capítulo		CABLEADO COMUNICACIONES				995,12
02.02.03	Partida	m	Cable STP de comunicaciones categoría 5e (200 MHz), conductores flexibles por hilos 4x2x0.34mm² , pantalla por pares y al conjunto, formada por cinta de Poliéster + Drenaje de Cu Sn flexible (0,34 mm ²) + Cinta de Poliéster/Aluminio y cubierta exterior polietileno (negro), medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes.	Material	550,00	0,88	481,80
02.02.04	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, retirada de material excedente, limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	550,00	0,88	481,80
02.02.05	Partida	m	Cable FTP de comunicaciones categoría 5e (200 MHz), conductores rígido por hilos 4x2x0.34mm , pantalla al conjunto formada por cinta de Poliéster + Drenaje de Cu Sn flexible (0,22 mm ²) + Cinta de Poliéster/Aluminio y cubierta exterior PVC (gris), medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes.	Material	20,00	0,70	14,00

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

02.02.06	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, retirada de material excedente, limpieza, etiquetado permanente (no pegatinas) en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	20,00	0,88	17,52
02.03	Capítulo		CONECTORES				3.532,32
02.03.01	Partida	Ud.	MC4 Macho 4-6mm² , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación y spare parts requeridas.	Material	480,00	1,05	504,48
02.03.02	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	480,00	2,63	1.261,44
02.03.03	Partida	Ud.	MC4 Hembra 4-6mm² , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación y spare parts requeridas.	Material	480,00	1,05	504,00
02.03.04	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	480,00	2,63	1.262,40
02.04	Capítulo		CONEXIÓN MODULOS				1.450.715,01
02.04.01	Partida		Módulo fotovoltaico JINKOSOLAR 270-PP	Material	11.040,00	130,00	1.435.200,00
02.04.02	Partida	Ud.	Conexión de módulo fotovoltaico , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación, correctamente embridado de los cables, incluso retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalado, etiquetado, terminado y probado.	Instalación	11.040,00	0,88	9.671,04
02.04.03	Partida	Ud.	Bridas de acero inoxidable, 0,3 mm de espesor, ancho 7 mm y longitud 450mm , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	162,00	0,53	85,15
02.04.04	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, retirada de material excedente, limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	162,00	1,75	283,82
02.04.07	Partida	Ud.	Bridas de Nylon, resistentes a UV, 1 mm de espesor, ancho 5 mm y longitud mínima 350mm , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	14.000,00	0,13	1.839,60
02.04.08	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, retirada de material excedente, limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	14.000,00	0,22	3.066,00
02.04.11	Partida	m	Cinta helicoidal de polietileno, resistente UV , para la protección de cables contra cantos cortantes, para haz de cables con un diámetro de hasta 15 mm , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes y parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	10,00	1,75	17,52
02.04.12	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas	Instalación	10,00	3,50	35,04

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

			especiales, retirada de material excedente, limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.				
02.04.13	Partida	m	Cinta helicoidal de polietileno, resistente UV , para la protección de cables contra cantos cortantes, para haz de cables con un diámetros de hasta 20 mm , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes y parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	20,00	2,19	43,80
02.04.14	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, retirada de material excedente, limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	20,00	5,26	105,12
02.04.15	Partida	m	Cinta helicoidal de polietileno, resistente UV , para la protección de cables contra cantos cortantes, para haz de cables con un diámetros de hasta 30 mm , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes y parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	30,00	3,504	105,12
02.04.16	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, retirada de material excedente, limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	30,00	8,76	262,80
02.05	Capítulo		PUESTA A TIERRA				18.402,73
			CABLE AISLADO				701,00
02.05.33	Partida	m	Cable 1x50mm² Cu, 750 V Amarillo-Verde con conductor de cobre y aislamiento de XLPE y cubierta de poliolefina termoplástica, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes.	Material	100,00	4,77	477,00
02.05.34	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, accesorios y piezas especiales, protección contra cantos cortantes, sellado de tubos con espuma y cemento ignífugo, retirada de material excedente, limpieza, etiquetado según se describe en el manual de buenas prácticas en ambos extremos, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	100,00	1,51	151,00
02.05.35	Partida	Ud.	Terminal de compresión cobre estañado para cable de 50mm² , con métrica M10, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	100,00	0,21	21,00
02.05.36	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, grasa conductora entre terminal y pletina de conexión y en la superficie grasa dieléctrica anti-humedad y anti-corrosión, termoretractil 1000 V (amarillo-verde), incluso retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	100,00	0,52	52,00
			TRENZAS UNION MESAS Y PUERTAS				227,05
02.05.43	Partida	Ud.	Trenza de tierra de cobre estañado, longitud 0.50 m , sección mínima 16 mm² , con terminales métrica 10 y tornillería en acero inoxidable, resistente a la intemperie, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	15,00	2,15	32,25

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

02.05.44	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, grasa conductora entre terminal y pletina de conexión y en la superficie grasa dieléctrica anti-humedad y anti-corrosión, termoretractil 1000 V (amarillo-verde), incluso retirada de material excedente y limpieza, etiquetado según se describe en el manual de buenas prácticas, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	15,00	0,56	8,40
02.05.45	Partida	Ud.	Trenza de tierra de cobre estañado, longitud 1 m , sección mínima 16 mm² , con terminales métrica 10 y tornillería en acero inoxidable, resistente a la intemperie, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	40,00	4,10	164,00
02.05.46	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, grasa conductora entre terminal y pletina de conexión y en la superficie grasa dieléctrica anti-humedad y anti-corrosión, termoretractil 1000 V (amarillo-verde), incluso retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada etiquetado según se describe en el manual de buenas prácticas, terminada y probada.	Instalación	40,00	0,56	22,40
			PICAS				1.166,98
02.05.55	Partida	Ud.	Pica de acero cobreado enroscable de 2m longitud, Ø14.2mm , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	4,00	7,88	31,54
02.05.56	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, incluso retirada de material excedente y limpieza y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	4,00	13,14	52,56
02.05.57	Partida	Ud.	Pica de acero cobreado enroscable de 3.6m longitud, Ø14.2mm , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	30,00	14,89	446,76
02.05.58	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, incluso retirada de material excedente y limpieza y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	30,00	21,20	636,12
			CONDUCTOR DESNUDO				13.944,00
02.05.63	Partida	m	Conductor desnudo 1x50mm² Cu (HDC) según BS 7884, cobre desnudo , medida de la partida ejecutada. Instalación mediante clavos de doble punta de acero inoxidable cada 1 metro, incluso parte proporcional de despuntes, y material complementario para su correcta instalación.	Material	2.100,00	5,54	11.634,00
02.05.64	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, incluso retirada de material excedente y limpieza, etiquetado según se describe en el manual de buenas prácticas. Totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	2.100,00	1,10	2.310,00
			SOLDADURAS EXOTERMICAS				893,52
02.05.87	Partida	Ud.	Soldadura aluminotérmica Pica Ø 14,2mm - cable 50 mm² , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	34,00	8,76	297,84
02.05.88	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, incluso retirada de material excedente y limpieza. Totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	34,00	17,52	595,68
			CRIMPS				1.171,22

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

02.05.101	Partida	Ud.	Crimp tipo C-C, de puesta a tierra 50 mm² - 50 mm² , medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	191,00	3,07	585,61
02.05.102	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación, incluso retirada de material excedente y limpieza. Totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	191,00	3,07	585,61
			GRAPAS/PERRILLOS				298,96
02.05.109	Partida	Ud.	Grapa de puesta a tierra, de cobre/bronce, medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de material complementario para su correcta instalación.	Material	62,00	1,75	108,62
02.05.110	Partida	Ud.	Instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	62,00	3,07	190,34
02.07	Capítulo		INSTALACION CUADROS Y SENSORES				40.407,70
02.07.01	Partida	Ud.	DC BOX (SMA STRING BOXES)	Material	48,00	85,45	4.101,60
02.07.02	Partida	Ud.	Instalación y conexión de Cuadros String (DC Boxes) , instalación incluyendo mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación sobre estructura, con nivelación y ajuste de puertas. Includo conexionado de todos los cables de string, agrupación, comunicaciones, tierras y sensores, incluido el reapriete en caso necesario de la tornillería interior y apriete de los prensaestopas para garantizar el IP del cuadro. Incluso instalación de faldones de protección inferior, limpieza interior y exterior. Totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	48,00	3,15	151,20
02.07.11	Partida	Ud.		Material			0,00
02.07.12	Partida	Ud.	Instalación y conexión de Antena Wifi incluyendo suministro mástil aluminio o acero inoxidable de 1,8 m y Ø 32 mm puesto a tierra y fijaciones necesarias, mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación. Includo la tornillería inoxidable, instalación de tubo resistente a UV para el cableado necesario, elementos de sujeción necesarios, totalmente conexionada y puesta a tierra, etiquetada, terminada y probada.	Instalación	1,00	105,12	105,12
02.07.21	Partida	Ud.	Estación meteorológica	Material	5,00	6.700,00	33.500,00
02.07.24	Partida	Ud.	Instalación y conexión de Equipo meteorológico incluyendo suministro de mástil aluminio o acero inoxidable de 3 m y Ø 60-76mm puesto a tierra, mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación incluido elementos de sujeción necesarios, totalmente conexionada, etiquetada, terminada y probada. Includo tornillería inoxidable, la instalación de tubo resistente a UV para el cableado necesario, elementos de sujeción necesarios, totalmente conexionada y puesta a tierra, etiquetada, terminada y probada.	Instalación	5,00	229,14	1.145,70
02.07.25	Partida	Ud.	Cuadros de agrupación (AC Boxes)	Material	5,00	65,32	326,60
02.07.26	Partida	Ud.	Instalación y conexión de Cuadros de Agrupacion(AC Boxes) , instalación incluyendo transporte desde almacen cercano segun ubicacion adjunta, mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación sobre estructura, con nivelación y ajuste de puertas. Includo conexionado de todos los cables de string, agrupación, comunicaciones, tierras y sensores, incluido el reapriete en caso necesario de la	Instalación	5,00	78,84	394,20

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

			tornillería interior y apriete de los prensaestopas para garantizar el IP del cuadro. Incluso instalación de faldones de protección inferior, limpieza interior y exterior. Totalmente instalada, terminada y probada.				
02.08	Capítulo		INVERSORES				667.585,91
	Partida		Instalación y conexión de Inversores				590.645,76
02.08.01	Partida	Ud.	INVERSOR SUNNY TRIPOWER 60	Material	48,00	12.200,00	585.600,00
02.08.02	Partida		Instalación y conexión de inversores string , incluyendo ayudas a la descarga y colocación insitu, anclaje de los mismos a estructura/losa, puesta a tierra, sellado de tubos y apriete de los prensaestopas. Mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación (tornillería A2) incluso retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, etiquetada, terminada y probada.	Instalación	48,00	105,12	5.045,76
02.08.07	Partida	Ud.	Caseta de inversores	Material	5,00	15.200,00	76.000,00
02.08.08	Partida		Instalación de caseta de inversores, incluyendo colocación insitu, puesta a tierra, sellado de tubos. Mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación incluso retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, etiquetada, terminada y probada.	Instalación	1,00	940,15	940,15
02.10	Capítulo		MONITORING HOUSE				61.160,00
02.10.01	Partida	Ud.	Power Green Monitor, Scada HW secundal	Material	1,00	21.910,00	21.910,00
02.10.02	Partida		PPC (HW +SW)	Material	1,00	26.500,00	26.500,00
02.10.03	Partida	Ud.	Software GPM PV Scada, licencia GPM PV Scada, instalación y configuración del mismo	Instalación	1,00	6.300,00	6.300,00
02.10.04	Partida		Mano de obra de instalación y puesta en marcha de GPM PV Scada	Instalación	1,00	5.500,00	5.500,00
02.10.05	Partida		Servicio anual, soporte y mantenimiento	Instalación	1,00	950,00	950,00
02.08.07	Partida	Ud.	Caseta de monitorización	Material	1,00	15.200,00	15.200,00
02.08.08	Partida		Instalación de monitorización, incluyendo colocación insitu, puesta a tierra, sellado de tubos. Mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación incluso retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, etiquetada, terminada y probada.	Instalación	1,00	940,15	940,15
02.11	Capítulo		Grupos electrógenos				275.333,52
2.11.01	Partida	Ud.	Grupo electrógeno Himohinsa hdw-270-t6 a tensión de 480 V y 60Hz, con potencia nominal de 310 kVA, motor DOOSAN y alternador síncrono de 4 polos, incluidas las protecciones magnetotérmicas	Material	9,00	29.100,00	261.900,00
			Cuadro de conmutación CC2 AS5 CEM 7		1,00	2.636,40	2.636,40
			Filtro combustible VOP		9,00	49,68	447,12
2.11.02	Partida		Conexión, instalación, comprobación y puesta en marcha de los grupos electrógenos, incluyendo barra de embarrado para conexión de todos los grupos eléctricamente entre sí	Instalación	9,00	1.150,00	10.350,00
02.08.07	Partida	Ud.	Edificio para grupos electrógenos	Material	1,00	25.000,00	25.000,00
02.08.08	Partida		Construcción de caseta de grupos, incluyendo colocación insitu, puesta a tierra, sellado de tubos. Mano de obra según tipo de instalación, y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación incluso retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, etiquetada, terminada y probada.	Instalación	1,00	1.500,00	1.500,00
02.12	Capítulo		Fusibles de protección				5.823,12

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

02.12.01	Partida	Ud.	Fusibles de protección cilíndricos con poder de corte 100kA, curva tipo gG de baja tensión, de calibre 12 A	Material	960,00	0,77	739,20
02.12.02	Partida		Fusibles de protección cilíndricos con poder de corte 100kA, curva tipo gG de baja tensión, de calibre 100 A	Material	192,00	2,94	564,48
02.12.03	Partida	Ud.	Instalación de fusibles de protección de calibre 100 A y portafusibles para su colocación	Instalación	192,00	5,12	983,04
02.12.04	Partida		Fusibles de protección de cuchillas con poder de corte 120kA, curva tipo gG-gL de baja tensión, de calibre 1250 A	Material	20,00	141,15	2.823,00
02.12.05	Partida		Instalación de fusibles de protección de calibre 100 A y portafusibles para su colocación	Instalación	20,00	35,67	713,40

7.3. Obra civil

Código	Nc	Ud.	Resumen	Concepto	Cantidad	Precio unitario	Precio total
01	Capítulo		OBRA CIVIL				445.953,02
01.01	Capítulo		TUBOS				8.711,33
			TUBOS INST. ENTERRADA				6.246,80
01.01.03	Partida	m	Tubo curvable corrugado de polietileno alta densidad, de doble capa, lisa la interior y corrugada la exterior, de 63 mm de diámetro nominal, aislante y no propagador de la llama, resistencia al impacto de 20 J, resistencia a compresión de 450 N, para canalizaciones enterradas. Según Norma: BS EN 50051-1, BS EN 50086-1, ENA TS 12-24, BS EN 61386. Medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes y empalmes normalizados.	Material	2.300,00	1,40	3.224,60
01.01.04	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación según tipo de instalación, incluso accesorios y piezas especiales para su correcta instalación. Sellado mediante espuma expandible y mortero ignífugo. Incluido retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	2.300,00	1,31	3.022,20
			TUBOS INST. AIRE (UV)				2.464,53
01.01.17	Partida	m	Tubo corrugado reforzado de PVC con resistencia UV y Ø 25mm , modelo Blindaflex (Odibakar) o similar de iguales propiedades, con una resistencia mínima a la compresión de 450 N y resistencia mínima al impacto de 2 J. Según Norma: BS EN 50051-1, BS EN 50086-1, ENA TS 12-24, BS EN 61386. Medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes y empalmes normalizados.	Material	90,00	1,58	141,91
01.01.18	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación según tipo de instalación, incluso accesorios y piezas especiales para su correcta instalación. Sellado mediante espuma expandible y mortero ignífugo. Incluido retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	90,00	3,07	275,94
01.01.19	Partida	m	Tubo corrugado reforzado de PVC con resistencia UV y Ø 40mm , modelo Blindaflex (Odibakar) o similar de iguales propiedades, con una resistencia mínima a la compresión de 450 N y resistencia mínima al impacto de 2 J. Según Norma: BS EN 50051-1, BS EN 50086-1, ENA TS 12-24, BS EN 61386. Medida de la partida	Material	81,00	4,38	354,78

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

			ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes y empalmes normalizados.				
01.01.20	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación según tipo de instalación, incluso accesorios y piezas especiales para su correcta instalación. Sellado mediante espuma expandible y mortero ignifugo. Incluido retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	81,00	3,07	248,67
01.01.21	Partida	m	Tubo corrugado reforzado de PVC con resistencia UV y Ø 63mm , modelo Blindaflex (Odigabar) o similar de iguales propiedades, con una resistencia mínima a la compresión de 450 N y resistencia mínima al impacto de 2 J. Según Norma: BS EN 50051-1, BS EN 50086-1, ENA TS 12-24, BS EN 61386. Medida de la partida ejecutada, incluso parte proporcional de despuntes y empalmes normalizados.	Material	173,34	5,26	911,08
01.01.22	Partida	m	Instalación incluyendo mano de obra y los medios mecánicos necesarios para su correcta instalación según tipo de instalación, incluso accesorios y piezas especiales para su correcta instalación. Sellado mediante espuma expandible y mortero ignifugo. Incluido retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada, terminada y probada.	Instalación	173,34	3,07	532,15
01.02	Capítulo		ZANJAS				39.206,00
01.02.05		m	Excavación y tapado de zanjas para conexión red de tierras aisladas (excepto tierras de edificios) . Dimensiones 300 mm ancho x 600 mm profundidad., según detalle constructivo aprobado y planos adjuntos (Ref. sección tipo 7a). Incluido nivelación del terreno una vez ejecutada y rellenado con tierra vegetal la parte superior de la misma, retirada de rocas y extensión de tierras sobrantes de la excavación en la zona de zanja y compactado, mano de obra y medios mecánicos, medios auxiliares (bombas de aspiración de agua, etc...), y señalizaciones necesarias durante los trabajos, para su correcta ejecución. Totalmente terminado. Considerando geotécnico adjunto.		2.000,00	12,26	24.528,00
01.02.06		m	Excavación y tapado de zanjas para realización de red de tierras aisladas (tierras edificios) . Dimensiones 300mm ancho x 600 mm profundidad. Según detalle constructivo aprobado y planos adjuntos (Ref. sección tipo 7a). incluido nivelación del terreno una vez ejecutada y rellenado con tierra vegetal la parte superior de la misma, retirada de rocas y extensión de tierras sobrantes de la excavación en zona de zanja y compactado, mano de obra y medios mecánicos, medios auxiliares (bombas de aspiración de agua, etc...), y señalizaciones necesarias durante los trabajos, para su correcta ejecución. Totalmente terminado. Considerando geotécnico adjunto.		200,00	14,89	2.978,00
01.02.08		m	Excavación y tapado de zanjas para canalización de Baja Tensión AC . Dimensiones 600 mm ancho x 1100 mm profundidad., según detalle constructivo aprobado y planos adjuntos (Ref. sección tipo 2a). Incluido nivelación del terreno una vez ejecutada y rellenado con tierra vegetal la parte superior de la misma, cinta de atención eléctrica según normas BS, retirada de rocas y extensión de tierras sobrantes de la excavación en zona de zanja y compactado, mano de obra y medios mecánicos, medios auxiliares (bombas		350,00	25,23	8.830,50

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

			de aspiración de agua, etc...), y señalizaciones necesarias durante los trabajos, para su correcta ejecución. Totalmente terminado. Considerando geotécnico adjunto.				
01.02.09		m	Excavación y tapado de zanjas para canalización de Baja Tensión DC . Dimensiones 600 mm ancho x 1000 mm profundidad,, según detalle constructivo aprobado y planos adjuntos (Ref. sección tipo 3a). Incluido nivelación del terreno una vez ejecutada y rellenado con tierra vegetal la parte superior de la misma, cinta de atención eléctrica, retirada de rocas y extensión de tierras sobrantes de la excavación en zona de zanja y compactado, mano de obra y medios mecánicos, medios auxiliares (bombas de aspiración de agua, etc...), y señalizaciones necesarias durante los trabajos, para su correcta ejecución. Totalmente terminado. Considerando geotécnico adjunto.		750,00	15,60	11.700,00
01.03	Capítulo		BASES Y CIMENTACIONES				227.743,29
			BASES INVERSORES SMA				188.948,75
01.03.04	Partida	Ud.	Base para edificio de inversores SMA . Dimensiones* 10 x 8 m . Excavación de 40cm sobre terreno natural, compresión de capa de machaca 40/80 mm de 30 cm, hormigón de limpieza C-20/25 de 10 cm, losa de hormigón C-25/30 de 20 cm con doble mallazo 30x30cm (redondo de 10mm) de acero B-500. Incluido fratasado de la superficie y biselado de los cantos. Con tapado manual de los huecos de acceso a los cables con grava de sub-base o granulometría similar, en la parte inferior, y hormigón armado, según el manual de buenas prácticas. La armadura del hueco se unirá al resto de armadura, dejando unas piezas de corcho o madera en el hormigonado principal dejando libre la armadura y facilitando la conexión a la armadura del hormigón utilizado para tapar el hueco de entrada de cables. Aislamiento y sellado de entrada y salida de cables mediante el sistema Roptex o el cabinet base sealant black PC5882 de filoform. Incluso medios auxiliares y medios mecánicos y parte proporcional de piezas especiales para su correcta ejecución, retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada según detalle constructivo aprobado, terminado y probado. Incluso colocación de puesta a tierra a la rebar, en dos puntos opuestos de la misma. <i>*La descripción final de la losa será según detalle constructivo plano ref. Civil Work: Inverters slab.</i> Considerando geotécnico adjunto.		5,00	37.789,75	188.948,75
			Descomposición de la partida:				
	Maquinaria	m3	Excavación	m3	1,40	113,88	159,43
	Material	m3	Zahorra Subbase losa cimentación (40/80 mm)	m3	1,05	100,38	105,40
	Material	m3	Hormigón Limpieza (C-20/25)	m3	0,31	157,68	48,88
	Material	m	Encofrado	m2	3,06	35,04	107,22
	Mano de obra	Ud.	Mano de obra encofrado y hormigonado	Ud.	5,00	613,20	3.066,00
	Material	Kg	Acero (B-500)	Kg	32,85	4,38	143,90
	Mano de obra	Ud.	Mano de obra ferrallado	Ud.	5,00	306,60	1.533,00
	Material	m3	Hormigón (C-25/30)	m3	0,62	175,20	108,62
	Material	m3	Grava limpia para relleno de huecos	m3	0,08	5,23	0,42
	Otros	%	Medios auxiliares	%	25,00	1.511,59	37.789,75

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

			BASES PARA EDIFICIOS DE COMUNICACIONES			1.478,00	
01.03.07	Partida	Ud.	<p>Bases para edificio de comunicaciones (contenedor de 20 pies) Mediante 4 zapatas de hormigón armado con dimensiones 10x8x0.2 m Excavación de 30cm sobre terreno natural, compresión de capa de machaca 40/80 mm de 20 cm, hormigón de limpieza C-20/25 de 10 cm, losa de hormigón C-25/30 de 20 cm con doble mallazo 30x30cm (redondo de 10mm) de acero B-500. Incluido fratasado de la superficie y biselado de los cantos, medios auxiliares y medios mecánicos y parte proporcional de piezas especiales para su correcta ejecución, retirada de material excedente y limpieza, totalmente instalada según detalle constructivo aprobado, terminado y probado. Incluso colocación de puesta a tierra a la rebar, en dos puntos opuestos de la misma. Completamente nivelados para asentamiento de contenedor. Según detalle constructivo Plano ref. P2,6,CW Monitoring House Slab. Considerando geotécnico adjunto.</p>		1,00	1.478,00	1.478,00
			Descomposición de la partida:				
	Maquinaria	m3	Excavación	m3	0,65	110,35	71,51
	Material	m3	Zahorra Subase losa cimentación (40/80 mm)	m3	0,43	90,65	39,16
	Material	m3	Hormigón Limpieza (C-20/25)	m3	0,22	28,51	6,16
	Material	m	Encofrado	m	12,00	35,04	420,48
	Mano de obra	Ud.	Mano de obra encofrado y hormigonado	Ud.	1,00	394,20	394,20
	Material	Kg	Acero B-500	Kg	20,00	4,38	87,60
	Mano de obra	Ud.	Mano de obra ferrallado	Ud.	1,00	87,60	87,60
	Material	m3	Hormigón (C-25/30)	m3	0,43	175,20	75,69
	Otros	%	Medios auxiliares	%	25%	1.182,40	295,60
			BASES PARA EDIFICIOS DE GRUPOS ELECTRÓGENOS				37.316,54
01.03.09	Partida	Ud.	<p>Bases para edificio Grupos electrógenos, excavación de 10x15x1.2 metros, mediante 2 zapatas corridas de hormigón armado con dimensiones 0,3x2,71x4,71 m sobre una solera de hormigón armado C25/30 de 0,2x2,71x4,71 metros, dejando un hueco interior de 4,71x1,9 metros. Solera realizada sobre machaca y hormigón de limpieza de 10 cm. Zapatas con doble mallazo fi10 cada 30cm encofrado en el sitio. Incluido fratasado de la superficie y biselado de los cantos. Completamente nivelados para asentamiento del edificio. El hueco interior de la losa se rellenará con graba 20/40 mm hasta una cota como mínimo a la cota del terreno. La losa se completará con una coronación de vigas laterales para dejar el mismo acabado exterior que el resto de la losa. Se dejarán 3 tubos de 160 mm para evacuar el agua del interior de la losa.</p>		1,00	37.316,54	37.316,54
			Descomposición de la partida:				
	Maquinaria	m3	Excavación	m3	10,13	186,25	1.885,78
	Material	m3	Zahorra Subase losa cimentación (40/80 mm)	m3	3,38	210,00	708,75
		m3	Graba 20/40 para relleno	m3	7,75	157,68	
	Material	m3	Hormigón Limpieza (C-20/25)	m3	1,13	157,68	177,39
	Material	m	Encofrado	m	33,20	788,40	26.174,88
	Mano de obra	Ud.	Mano de obra encofrado y hormigonado	Ud.			0,00
	Material	Kg	Acero B-500	Kg	45,00	4,38	197,10
	Mano de obra	Ud.	Mano de obra ferrallado	Ud.	1,00	394,20	394,20
	Material	m3	Hormigón (C-25/30)	m3	1,80	175,07	315,13

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

	Otros	%	Medios auxiliares	%	25%	29.853,23	7.463,31
01.04			CAMINOS				103.102,40
			ACCESOS. CAMINOS INTERIORES				102.602,40
01.04.01	Partida	m	<p>Caminos Interiores de sección TIPO 1. Ejecución de camino interior de 3.5 m. de ancho mínimo, según detalle constructivo de sección de camino TIPO 1 ejecutado como sigue: Regularización de tierras superficialmente para adecuación en camino existente, incluso compactado necesario con riego. Colocación de geotextil tipo TERRAM T1000 o equivalente 4,5x100 m en rollo. Vertido, extendido, riego y compactado necesario por medios mecánicos de una capa superior de zahorra 40/0 mm (polvo) de espesor mínimo 15cm. Incluida ejecución de cunetas y obras de drenaje necesarias. Ejecutado en una fase o en varias, según necesidades de obra, incluso ejecución de la superficie de plataformas hasta pie de bases de equipos y vertido 10 cm de piedra 20/40 en el interior de los recintos de los transformadores. Medida longitud de camino realmente ejecutada incluso parte proporcional de desarrollo de intersecciones, radio de giro en curvas, ect... Compactación requerida 98% proctor modificado y la superficie debe quedar cohesionada con las partículas finas y evitar la entrada de agua la propia estructura interna del camino. En el caso de cruzar por puerta de acceso incluir la instalación de tubo hormigonado para sujeción de la puerta. Criterio de medición sobre plano en planta del trazado del camino en 2D.</p>		1,00	102.602,40	102.602,40
			Descomposición de la partida por m de camino				
		Ud.	Maquinas	Maquinaria	5,00	500,00	2.500,00
		m	Geotextil	Material	195,30	300,00	58.590,00
		m3	Zahorra rodadura	Material	2,58	780,00	2.012,40
		%	Gestión y Auxiliares	Otros	25,00	1.580,00	39.500,00
			ACCESOS. CAMINOS EXTERIORES				500,00
01.04.05	Partida	m	<p>Mejora de vial exterior existente. Reparación de camino exterior de 3 m. de ancho mínimo existente ejecutado como sigue: Regularización y compactado necesario con riego de tierras superficiales en profundidad media de 10cm.</p>		1,00	500,00	500,00
01.04.06	Partida	m	<p>Mejora de vial exterior existente. Reparación de camino exterior de 3 m. de ancho mínimo existente ejecutado como sigue: Regularización y compactado necesario con riego de tierras superficiales en profundidad media de 10cm. Vertido, extendido, riego y compactado necesario por medios mecánicos de una capa superior de zahorra 40/0 mm (polvo) de espesor mínimo 5cm. Incluida ejecución de cunetas y obras de drenaje necesarias. Incluso ejecutado en una fase o en varias, según necesidades de obra, e incluso ejecución de plataformas hasta pie de bases de equipos. Incluido extendido de tierras sobrantes de excavación y vertido 10 cm de piedra 20/40 en el interior de los recintos de los transformadores. Medida longitud de camino realmente ejecutada, incluso parte proporcional de desarrollo de intersecciones, radio de giro en curvas, ect... Compactación requerida 98% proctor modificado y la superficie debe quedar cohesionada con las partículas finas y evitar la entrada de agua la propia estructura interna del</p>		1,00	391,98	391,98

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

		camino. En el caso de cruzar por puesta de acceso incluir la instalación de tubo hormigonado para sujeción de la puerta. Criterio de medición sobre plano en planta del trazado del camino en 2D.				
		Descomposición de la partida por m de camino				
		Ud. Maquinas	Maquinaria	1,00	100,00	100,00
		m Geotextil	Material	3,00	50,00	150,00
		m3 Grava base	Material	50,00	1,25	62,50
		m3 Zahorra rodadura	Material	25,00	1,65	41,25
		% Gestión y Auxiliares	Otros	25,00%	152,90	38,23
01.05		ESTRUCTURA				65.000,00
						65.000,00
01.05.01	Partida	Ud. Estructura metálica soporte de módulos fotovoltaicos con 18º de inclinación, acero galvanizado en caliente, resistente a corrosión, mesas de 46 paneles cada una.		240,00	220,00	52.800,00
		Hincado de estructura, incluyendo excavación, colocación y tapado de agujeros, así como el montaje de la misma.		1,00	12.200,00	12.200,00
01.06	Capítulo	INFORMES Y COMPROBACIONES		0,00		2.190,00
01.06.01	Partida	Escaneo del perímetro del terreno donde está emplazada la obra según el plano P01.4 GEN.LAND CLEARING, para detectar los servicios que contiene el terreno (cables eléctricos, gas, agua, etc.) tanto metálicos como plásticos, situados a menos de 2.0m de la superficie. Dicho escaneo debe realizarse y reportarse por escrito a Grupotec previamente a realizar ninguna excavación/hincado en la instalación, según el anexo del Certificado de Escaneo del terreno del contrato. Para la realización de este trabajo recomendamos la utilización de la herramienta IDS Opera Duo GPR y o similar.		1,00	2.190,00	2.190,00

7.4. Resumen de presupuesto

RESUMEN DE PRESUPUESTO	
PARTIDA	CANTIDAD
Obra civil (Incluyendo zanjas, casetas, estructura,...)	445.953,02 €
Instalación eléctrica (Incluyendo materiales, montaje y puesta en marcha)	2.754.771,55 €
TOTAL (SIN IVA)	
	3.200.724,57 €

TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL **TRES MILLONES DOSCIENTOS MIL SETECIENTOS VEINTICUATRO EUROS CON CINCUENTA Y SIETE CÉNTIMOS (3.200.724,57€).**

7.5. Rentabilidad

DATOS ECONÓMICOS DE LA INSTALACIÓN			
Inversión	3.200.724,57 €		
Seguro	800 €	Producción Sistemas	4.179.890,00 kWh
Mantenimiento	4.000 €	Ingresos anuales	1.222.975,65 €
IPC	3%	AÑOS)	
Tasa de descuento	4,5%	TIR	30,66%
Tarifa	0,2400 €/kWh	Pay-back	3,26
Pérdida de potencia anual	0,5%	VAN	10.902.106,99 €

Incremento de tarifa	
AÑO	% incremento
1 al 5	5%
6 al 15	5%
>15 AÑOS	5%

AÑO	Producción Energía	Precio Energía	Ahorro	Mantenimiento y Seguro	Ahorro Neto	CASH-FLOW	CASH-FLOW ACUMULADO	VAN	TIR
0						-3.200.725 €	-3.200.725 €		
1	4179890 kWh	0,240 €/kWh	1.003.174 €	4.800 €	998.374 €	998.374 €	-2.202.351 €		
2	4158991 kWh	0,240 €/kWh	998.158 €	4.800 €	993.358 €	993.358 €	-1.208.993 €		
3	4138196 kWh	0,240 €/kWh	993.167 €	4.800 €	988.367 €	988.367 €	-220.626 €		
4	4117505 kWh	0,240 €/kWh	988.201 €	4.800 €	983.401 €	983.401 €	762.775 €		
5	4096917 kWh	0,240 €/kWh	983.260 €	4.800 €	978.460 €	978.460 €	1.741.235 €		
6	4076433 kWh	0,240 €/kWh	978.344 €	4.800 €	973.544 €	973.544 €	2.714.779 €		
7	4056050 kWh	0,240 €/kWh	973.452 €	4.800 €	968.652 €	968.652 €	3.683.431 €		
8	4035770 kWh	0,240 €/kWh	968.585 €	4.800 €	963.785 €	963.785 €	4.647.216 €		
9	4015591 kWh	0,240 €/kWh	963.742 €	4.800 €	958.942 €	958.942 €	5.606.158 €		
10	3995513 kWh	0,240 €/kWh	958.923 €	4.800 €	954.123 €	954.123 €	6.560.281 €		
11	3975536 kWh	0,240 €/kWh	954.129 €	4.800 €	949.329 €	949.329 €	7.509.609 €		
12	3955658 kWh	0,240 €/kWh	949.358 €	4.800 €	944.558 €	944.558 €	8.454.167 €	5.678.917,12 €	29,35%

VAN: Valor actual neto.

TIR: Tasa interna de retorno.

8. Bibliografía

CASTRO, M., CARPIO, J, *et al.* (2014): *Energía solar fotovoltaica*. Progensa.

Empresa SMA <www.sma-iberica.es> [29/7/2017].

Empresa ABB <www.ABB.es> [10/7/2017].

Empresa Green Power Monitor <www.greenpowermonitor.es> [10/8/2017].

Empresa Ingeteam <www.ingeteam.es> [30/7/2017].

Empresa Jinkosolar <www.jinkosolar.com> [1/7/2017].

IDAE, «Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red» <http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_Pliego_aisladas_de_red_09_d5e0a327.pdf> [1/07/2017].

KPS Soluciones en energía. Control energético, calidad de la energía, instrumentación de medida, material de instalación, aparellaje de protección, conexiones industriales, envolventes, señalización y sistemas de conexión (2017).

MINISTERIO DE OBRAS PÚBLICAS Y COMUNICACIONES, SANTO DOMINGO, REPÚBLICA DOMINICANA. Decreto 201-11, «por el que se regula el análisis y diseño sísmico de estructuras» (2011).

REAL DECRETO 1663/2000, de 29 de septiembre, «sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión».

REAL DECRETO 842/2002, de 2 de agosto, «Reglamento electrotécnico de baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (ITC)».

REAL DECRETO 1110/2007, de 26 de febrero, «por el que se adaptan determinadas disposiciones relativas al sector eléctrico a lo dispuesto en la Ley 25/2009, de modificación de diversas leyes para su adaptación a la ley sobre el libre acceso a las actividades de servicios y su ejercicio»,

<<https://www.boe.es/boe/dias/2010/03/13/pdfs/BOE-A-2010-4172.pdf>>

[18/06/2017].

REAL DECRETO 738/2015, de 31 de julio, «por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares».

SÁNCHEZ MAZA, M.A., (2014): *Energía solar fotovoltaica*. ICeditorial.

9. ANEXOS

9.1. ANEXO 1. Ficha técnica de los elementos

9.1.1. Módulo fotovoltaico

www.jinkosolar.com



JKM270PP-60

255-270 Watt

POLY CRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0/+3%

ISO9001:2008 · ISO14001:2004 · OHSAS18001 certified factory.
UL1703 certified products.
(North America Market Use Only)



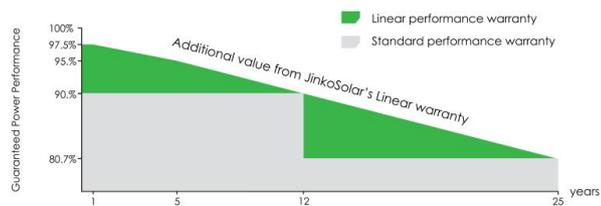
KEY FEATURES

- Innovative Solar Cells**
 Four bus-bar cell technology provides a more robust and powerful module ideal for rooftop applications
- More Power**
 Polycrystalline 60-cell module with power output available to 270W
- PID-FREE Guarantee**
 Power degradation caused by PID is guaranteed*
- Low-Light Performance**
 Improved low light performance through advancements in glass technology and surface texturing
- Strong and Durable**
 Tested and tried to endure up to 5400Pa positive and 2400Pa negative loads
- Weather Resistance**
 Certified by TUV for high salt mist and ammonia resistance
- Better Performance in Hot Climates**
 Improved temperature coefficients mitigates power loss in hotter climate installations

* Limited power degradation caused by the PID effect is guaranteed under 60°C/85% RH condition for mass production Eagle modules

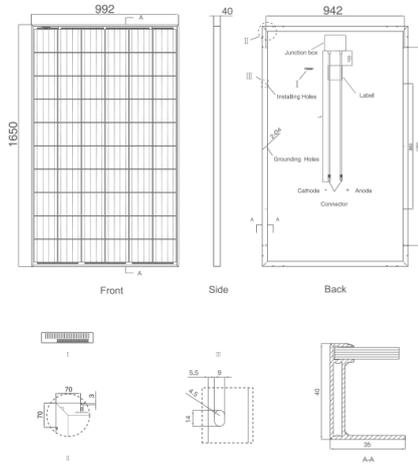
LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

10 Year Product Warranty • 25 Year Linear Power Warranty



HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

Engineering Drawings

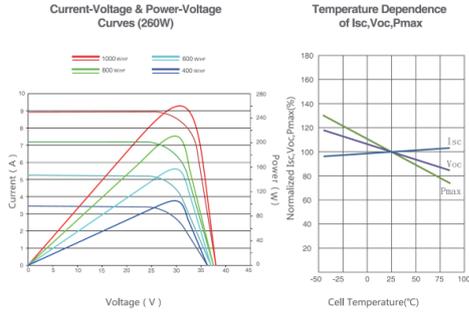


Packaging Configuration

(Two boxes=One pallet)

25pcs/ box, 50pcs/pallet, 700 pcs/40'HQ Container

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	Poly-crystalline 156×156mm (6 inch)
No. of cells	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40mm (65.00×39.05×1.57 inch)
Weight	19.0 kg (41.9 lbs)
Front Glass	3.2mm, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy (Silver/Black)
Junction Box	IP67 Rated
Output Cables	12 AWG, Length:900mm
Fire Type	Type 1

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM255PP		JKM260PP		JKM265PP		JKM270PP	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	255Wp	190Wp	260Wp	194Wp	265Wp	198Wp	270Wp	202Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	30.8V	28.1V	31.1V	28.3V	31.4V	28.7V	31.7V	29.0V
Maximum Power Current (Imp)	8.28A	6.75A	8.37A	6.84A	8.44A	6.91A	8.52A	6.97A
Open-circuit Voltage (Voc)	38.0V	35.0V	38.1V	35.1V	38.6V	35.3V	38.8V	35.6V
Short-circuit Current (Isc)	8.92A	7.22A	8.98A	7.26A	9.03A	7.31A	9.09A	7.35A
Module Efficiency STC (%)	15.58%		15.89%		16.19%		16.50%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C							
Maximum system voltage	1000VDC (UL)							
Maximum series fuse rating	15A							
Power tolerance	0~+3%							
Temperature coefficients of Pmax	-0.40%/°C							
Temperature coefficients of Voc	-0.30%/°C							
Temperature coefficients of Isc	0.06%/°C							
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C							

STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📄 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5

NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📄 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

* Power measurement tolerance: ± 3%

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
 © Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved. specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
 US-MKT-270PP_v1.0_rev2015

9.1.2. Inversor fotovoltaico



SUNNY TRIPOWER 60



STP 60-10

Rentable

- 98,8% de rendimiento máximo
- La mayor densidad de potencia por 60 kW con solo 75 kg de peso

Seguro

- La mayor disponibilidad de la planta por unidades de 60 kW
- SMA Inverter Manager como unidad de control central

Flexible

- Tensión de entrada de CC hasta 1000 V
- Soluciones de CC flexibles mediante cajas de conexión del generador específicas para el cliente

Innovador

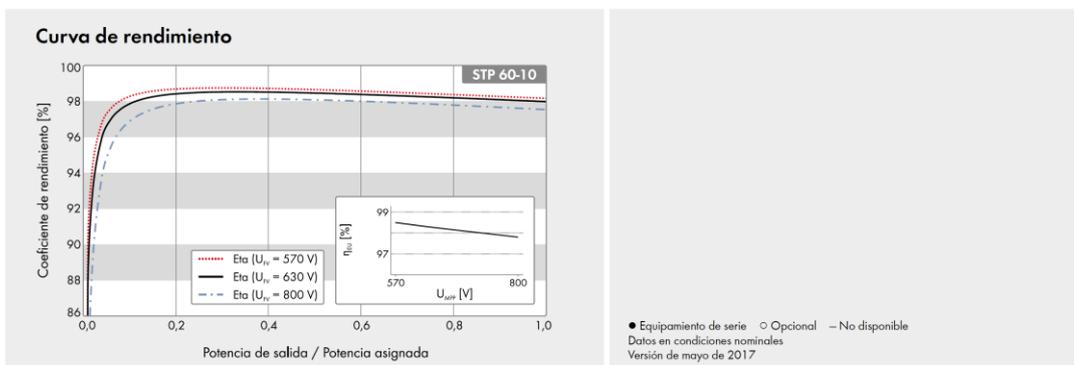
- Sistema pionero

SUNNY TRIPOWER 60

Lo mejor de dos mundos

El nuevo Sunny Tripower 60 forma parte de una solución innovadora y global para plantas fotovoltaicas comerciales e industriales. La solución aúna las ventajas de una composición de planta descentralizada con las de los sistemas con inversores centrales, para combinar lo mejor de los dos mundos. Un alto rendimiento, un diseño flexible de la planta, una instalación y puesta en marcha sencillas así como unos bajos costes de mantenimiento contribuyen de forma decisiva a reducir los costes operativos de todo el sistema.

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW



Datos técnicos	Sunny Tripower 60
Entrada (CC)	
Potencia máx. del generador fotovoltaico	90000 Wp
Potencia asignada (CC)	61240 W
Tensión de entrada máx.	1000 V
Rango de tensión del MPP (a 400 Vca/a 480 Vca)	De 570 V a 800 V/De 685 V a 800 V
Tensión de entrada mín. (a 400 Vca/a 480 Vca)	565 V/680 V
Tensión de entrada de inicio (a 400 Vca/a 480 Vca)	600 V/720 V
Corriente de entrada máx./Corriente de cortocircuito máx.	110 A/150 A
Número de entradas de MPP independientes/Strings por entrada de MPP	1/1 (distribución por cajas de conexión del generador externas)
Tensión asignada de entrada de CC (a 400 Vca/a 480 Vca)	630 V/710 V
Salida (CA)	
Potencia asignada a tensión nominal	60000 W
Potencia máx. aparente de CA	60000 VA
Potencia reactiva máx.	60000 VAR
Tensión nominal de CA	3 / PE, de 400 V a 480 V, ±10%
Rango de tensión de CA	De 360 V a 530 V
Frecuencia de red de CA/Rango	50 Hz/De 44 Hz a 55 Hz 60 Hz/De 54 Hz a 65 Hz
Frecuencia asignada de red/Tensión asignada de red	50 Hz/400 V
Corriente de salida máx. (para 400 Vca/para 480 Vca)/Corriente de salida de medición	87 A/72 A/87 A
Factor de potencia a potencia asignada/Factor de desfase ajustable	1/De 0 inductivo a 0 capacitivo
THD	≤ 1%
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento	
Rendimiento máx./europeo/californiano a 400 Vca/a 480 Vca	98,8%/98,3%/98,0%/98,5%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	●
Monitorización de toma a tierra/de red	●/●
Descargador de sobretensión de CC/CA integrables	Tipo II/II + III (combinado)
Resistencia al cortocircuito de CA/Con separación galvánica	●/–
Unidad de seguimiento de la corriente residual sensible a la corriente universal	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/Categoría de sobretensión (según IEC 62109-1)	I/CA: III; CC: II
Datos generales	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	570/740/300 mm (22,4/29,1/11,8 inch)
Peso	75 kg (165,3 lb)
Rango de temperatura de funcionamiento	De -25 °C a +60 °C (de -13 °F a +140 °F)
Emisión sonora, típica	58 dB(A)
Autoconsumo (nocturno)	<3 W
Topología/Principio de refrigeración	Sin transformador/Activo
Tipo de protección (según IEC 60529/UL 50E)	IP65/NEMA 3R
Clase climática (según IEC 60721-3-4)	4K4H/4Z4/4B2/4S3/4M2/4C2
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	95%
Equipamiento/Función/Accesorios	
Conexión de CC/CA	Borne roscado/Borne roscado
Pantalla	Gráfica
Interfaz de datos	SunSpec Modbus TCP (a través del SMA Inverter Manager externo)
Posible funcionamiento aislado/diésel-fotovoltaico	–/●
5/10/15/20 años de garantía	●/○/○/○
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	ANRE 30, AS 4777, BDEW 2008, C10/11:2012**, CEI 0-16, DEWA 2015, EN 50438*, G59/3, IEC 60068-2-x, IEC 61727, IEC 62109-1/2, IEC 62116, LEY N° 20751, NBR 16149, NEN EN 50438, NRS 097-2-1, PEA 2015, R.D.661/2007, Res. n°7:2013, SI4777, TORDA**, UTE C15-712-1, VDE 0126-1, VDE-ARN 4105**, VFR 2014
* No válido para todos los apéndices nacionales de la norma EN 50438	
** Con limitaciones (consulte la información del fabricante)	
Modelo comercial	STP 60-10

9.1.3. Grupos electrógenos



MODELO
HDW-270 T6
GAMA INDUSTRIAL
Insonorizado Estándar
Powered by DOOSAN

- F1
- REFRIGERADOS POR AGUA
- TRIFÁSICOS
- 60 HZ
- TIER II
- DIÉSEL

Datos de Grupo

SERVICIO		PRP	STANDBY
Potencia	kVA	310	332
Potencia	kW	248	266
Régimen de Funcionamiento	r.p.m.	1.800	
Tensión Estándar	V	480/277	
Tensiones disponibles	V	208/120 - 220/127 - 440/254	
Factor de potencia	Cos Phi	0,8	

01

HIMOINSA empresa con certificación de calidad ISO 9001

Los grupos electrógenos HIMOINSA cumplen el marcado CE que incluye las siguientes directivas:

- 2006/42/CE Seguridad de Máquinas.
- 2014/30/UE de Compatibilidad Electromagnética.
- 2014/35/UE material eléctrico destinado a utilizarse con determinados límites de tensión
- 2000/14/CE Emisiones Sonoras de Máquinas de uso al aire libre.(modificada por 2005/88/CE)
- EN 12100, EN 13857, EN 60204

Condiciones ambientales de referencia según la norma ISO 8528-1:2005: 1000 mbar, 25°C, 30% humedad relativa.

Prime Power (PRP):

Según la norma ISO 8528-1:2005, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables por un número ilimitado de horas por año entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la PRP.

Emergency Standby Power (ESP):

Según la norma ISO 8528-1:2005, es la potencia máxima disponible para empleo bajo cargas variables en caso de un corte de energía de la red o en condiciones de prueba por un número limitado de horas por año de 200h entre los intervalos de mantenimiento prescritos por el fabricante y en las condiciones ambientales establecidas por el mismo. La potencia media consumible durante un periodo de 24 horas no debe rebasar el 70% de la ESP.

Cumple con un impacto de carga tipo G2 según la norma ISO 8528-5:2005

HIMOINSA HEADQUARTERS:

Fábrica: Ctra. Murcia - San Javier, Km. 23.6 | 30730 SAN JAVIER (Murcia) Spain
Tel.+34 968 19 11 28 Fax +34 968 19 12 17 Fax +34 968 19 04 20 info@himoinsa.com www.himoinsa.com

Centros Productivos:

ESPAÑA • FRANCIA • INDIA • CHINA • USA • BRASIL

Filiales:

ITALIA | PORTUGAL | POLONIA | ALEMANIA | SINGAPUR | EMIRATOS ARABES | MÉXICO | PANAMÁ | ARGENTINA | ANGOLA | UK



Ctra. Murcia - San Javier, km. 23.6 | 30730 San Javier (Murcia) SPAIN | Tel.: +34 902 19 11 28 / +34 968 19 11 28
Fax: +34 968 19 12 17 | Export Fax +34 968 19 04 20 | E-mail:info@himoinsa.com | www.himoinsa.com





HIMOINSA

MODELO
HDW-270 T6
GAMA INDUSTRIAL
Insonorizado Estándar
Powered by DOOSAN

Especificaciones de Motor 1.800 r.p.m.

SERVICIO		PRP	STANDBY
Potencia Nominal	kW	267	287
Fabricante		DOOSAN	
Modelo		P126TI	
Tipo de Motor		Diesel 4 tiempos	
Tipo de Inyección		Directa	
Tipo aspiración		Turboalimentado y post-enfriado	
Cilindros, número y disposición		6 - L	
Diámetro x Carrera	mm	123 x 155	
Cilindrada total	L	11,051	
Sistema de refrigeración		Líquido refrigerante	
Especificaciones del aceite motor		API CH4 SAE 15W40 o 10W40	
Relación de compresión		17:1	
Consumo combustible Standby	l/h	76,5	
Consumo combustible 100 % PRP	l/h	70,3	
Consumo combustible 75 % PRP	l/h	52,3	
Consumo combustible 50 % PRP	l/h	36,2	
Consumo combustible 25 % PRP	l/h	20,3	
Consumo máximo de aceite a plena carga		0,5 % del consumo de combustible	
Cantidad de aceite máxima	L	23	
Cantidad total de líquido refrigerante	L	51	
Calor evacuado por el refrigerante	kW	117,2	
Regulador	Tipo	Electrónico	
Filtro de Aire	Tipo	Seco	
Diámetro interior de salida de escape	mm	95	

02

Alternador

DATOS GENERADOR SINCRONO		
Polos	Nº	4
Tipo de conexión (estándar)		Estrella - Serie
Tipo de acoplamiento		S-1 14"
Grado de protección aislamiento	Clase	Clase H
Grado de protección mecánica (según IEC-34-5)		IP23
Sistema de excitación		Autoexcitado, sin escobillas
Regulador de tensión		A.V.R. (Electrónico)
Tipo de soporte		Monopalier
Sistema de acoplamiento		Disco Flexible
Tipo de recubrimiento		Estándar (Impregnación en vacío)



Ctra. Murcia - San Javier, km. 23,6 | 30730 San Javier (Murcia) SPAIN | Tel.: +34 902 19 11 28 / +34 968 19 11 28
Fax: +34 968 19 12 17 | Export Fax +34 968 19 04 20 | E-mail: info@himoinsa.com | www.himoinsa.com



9.1.4. Cuadro CC (DC Box)

SMA STRING-COMBINER



DC-CMB-U10-16/DC-CMB-U10-24/DC-CMB-U10-32/
DC-CMB-U15-16/DC-CMB-U15-24/DC-CMB-U15-32

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 60529)	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			

9.2. ANEXO 2. Datos PVSyst y cálculos de producción

	Necesidad diaria Grupos electrógenos		Producción FV
	MWh		MWh (9-16h)
fecha			
1-ene.	1,678		9,214
2-ene.	0,070		14,113
3-ene.	0,092		14,014
4-ene.	0,000		14,811
5-ene.	0,193		13,441
2-ene.	0,336		12,227
2-ene.	1,739		9,108
8-ene.	0,000		14,930
9-ene.	0,100		14,190
10-ene.	0,493		11,424
11-ene.	0,154		13,764
12-ene.	0,643		11,104
13-ene.	0,563		11,471
14-ene.	0,205		13,674
15-ene.	0,861		10,621
16-ene.	3,678		7,032
17-ene.	0,239		12,736
18-ene.	0,194		13,112
19-ene.	0,128		12,754
20-ene.	1,226		10,397
21-ene.	0,036		14,880
22-ene.	0,000		15,238
23-ene.	1,658		9,052
24-ene.	0,284		11,957
25-ene.	2,774		7,936
26-ene.	0,906		10,834
27-ene.	2,540		8,170
28-ene.	3,336		8,856
29-ene.	0,288		12,355
30-ene.	0,217		13,485
31-ene.	1,591		9,422
1-feb.	1,525		9,243
2-feb.	1,673		9,110
3-feb.	0,251		13,437

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

4-feb.	6,316	4,394
5-feb.	0,784	10,612
6-feb.	0,099	14,706
7-feb.	3,822	7,075
8-feb.	4,258	6,452
9-feb.	1,970	8,791
10-feb.	1,145	10,153
11-feb.	0,089	14,205
12-feb.	0,795	11,537
13-feb.	0,000	15,489
14-feb.	0,036	15,199
15-feb.	0,000	15,546
16-feb.	0,000	15,407
17-feb.	0,391	13,229
18-feb.	0,403	13,269
19-feb.	0,000	16,024
20-feb.	0,077	14,546
21-feb.	0,190	13,337
22-feb.	0,107	14,519
23-feb.	1,171	9,697
24-feb.	2,672	8,038
25-feb.	1,155	10,954
26-feb.	0,000	15,490
27-feb.	0,474	12,021
28-feb.	0,150	14,212
1-mar.	0,193	12,307
2-mar.	0,265	11,701
3-mar.	7,468	3,242
4-mar.	0,013	15,176
5-mar.	0,000	15,686
6-mar.	0,332	13,053
7-mar.	0,000	15,288
8-mar.	0,003	14,780
9-mar.	0,391	12,961
10-mar.	0,078	14,176
11-mar.	0,028	14,815
12-mar.	0,098	13,876
13-mar.	0,586	12,918
14-mar.	0,167	13,498
15-mar.	0,603	11,148
16-mar.	2,875	7,835
17-mar.	1,017	10,767
18-mar.	0,000	14,894
19-mar.	0,056	14,112
20-mar.	5,038	5,672

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

21-mar.	3,092	7,618
22-mar.	1,279	10,413
23-mar.	0,259	12,106
24-mar.	0,000	15,811
25-mar.	0,157	13,973
26-mar.	0,217	11,728
27-mar.	0,117	13,431
28-mar.	0,053	14,038
29-mar.	0,107	13,722
30-mar.	0,101	13,697
31-mar.	0,026	14,257
1-abr.	0,000	14,954
2-abr.	0,000	14,751
3-abr.	0,000	15,029
4-abr.	3,521	10,164
5-abr.	0,000	15,922
6-abr.	0,000	15,378
7-abr.	0,285	12,574
8-abr.	3,522	7,188
9-abr.	2,281	9,244
10-abr.	0,114	13,400
11-abr.	0,310	12,065
12-abr.	0,000	14,856
13-abr.	2,787	7,923
14-abr.	1,568	10,375
15-abr.	1,343	10,447
16-abr.	0,000	15,145
17-abr.	0,039	13,673
18-abr.	0,000	14,259
19-abr.	0,000	14,711
20-abr.	0,000	15,644
21-abr.	0,060	13,333
22-abr.	3,303	7,407
23-abr.	3,484	7,226
24-abr.	3,767	6,943
25-abr.	3,067	7,643
26-abr.	5,621	5,089
27-abr.	0,104	12,630
28-abr.	0,131	13,396
29-abr.	0,000	14,184
30-abr.	0,000	14,337
1-may.	0,000	14,264
2-may.	0,000	14,287
3-may.	0,000	15,100
4-may.	0,000	14,471

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

5-may.	4,378	6,332
6-may.	0,624	10,163
7-may.	3,232	9,190
8-may.	4,905	5,805
9-may.	1,637	9,141
10-may.	2,630	9,443
11-may.	4,966	5,744
12-may.	1,277	10,319
13-may.	0,914	10,578
14-may.	0,254	10,994
15-may.	3,872	6,838
16-may.	0,031	13,475
17-may.	0,105	12,895
18-may.	0,000	13,875
19-may.	0,132	13,070
20-may.	0,000	14,932
21-may.	0,005	13,264
22-may.	8,458	2,252
23-may.	0,010	13,685
24-may.	4,139	6,571
25-may.	0,547	11,886
26-may.	0,841	11,174
27-may.	0,894	10,525
28-may.	0,000	14,541
29-may.	0,503	11,465
30-may.	0,622	11,591
31-may.	1,242	10,099
1-jun.	0,000	14,001
2-jun.	0,345	11,622
3-jun.	0,043	13,504
4-jun.	4,057	7,099
5-jun.	2,403	9,740
6-jun.	2,232	8,888
7-jun.	0,267	12,122
8-jun.	0,006	13,794
9-jun.	1,785	9,639
10-jun.	3,567	7,143
11-jun.	0,126	12,571
12-jun.	0,000	14,148
13-jun.	0,042	13,503
14-jun.	0,000	14,329
15-jun.	0,083	13,284
16-jun.	0,100	13,128
17-jun.	0,226	12,420
18-jun.	0,178	12,629

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

19-jun.	0,111	13,001
20-jun.	4,261	6,449
21-jun.	5,482	5,228
22-jun.	4,481	6,229
23-jun.	1,364	10,258
24-jun.	0,229	12,169
25-jun.	0,174	12,867
26-jun.	0,210	12,340
27-jun.	0,056	13,438
28-jun.	0,456	11,181
29-jun.	5,812	4,898
30-jun.	5,360	5,350
1-jul.	0,228	12,160
2-jul.	1,356	9,756
3-jul.	0,150	12,928
4-jul.	0,228	12,113
5-jul.	0,081	13,119
6-jul.	0,094	13,127
7-jul.	0,072	13,481
8-jul.	0,000	14,145
9-jul.	0,206	11,947
10-jul.	0,130	12,958
11-jul.	0,953	10,235
12-jul.	4,060	6,650
13-jul.	0,205	12,349
14-jul.	0,093	13,406
15-jul.	0,053	13,734
16-jul.	0,216	12,631
17-jul.	3,693	7,017
18-jul.	3,018	7,692
19-jul.	3,789	6,921
20-jul.	1,925	8,931
21-jul.	0,012	14,109
22-jul.	0,000	14,246
23-jul.	0,000	14,167
24-jul.	0,126	12,865
25-jul.	6,302	4,408
26-jul.	3,537	8,030
27-jul.	0,107	13,240
28-jul.	3,184	7,526
29-jul.	0,379	11,812
30-jul.	2,110	9,145
31-jul.	4,229	6,663
1-ago.	4,043	6,667
2-ago.	0,169	12,855

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

3-ago.	1,835	9,322
4-ago.	3,923	6,787
5-ago.	0,007	14,081
6-ago.	0,016	14,103
7-ago.	0,254	12,334
8-ago.	2,714	7,996
9-ago.	0,137	12,997
10-ago.	0,031	13,892
11-ago.	0,394	12,522
12-ago.	0,035	13,901
13-ago.	1,641	10,225
14-ago.	0,303	12,381
15-ago.	0,656	10,691
16-ago.	0,038	13,928
17-ago.	0,074	13,572
18-ago.	1,016	10,903
19-ago.	2,004	8,706
20-ago.	1,383	10,077
21-ago.	0,000	14,244
22-ago.	0,008	14,065
23-ago.	0,034	13,648
24-ago.	0,117	12,899
25-ago.	5,011	5,699
26-ago.	2,874	7,836
27-ago.	0,304	12,002
28-ago.	1,083	9,925
29-ago.	0,028	13,653
30-ago.	0,373	11,979
31-ago.	0,000	13,935
1-sep.	0,013	13,910
2-sep.	0,012	13,271
3-sep.	2,591	8,799
4-sep.	2,779	7,931
5-sep.	2,843	9,432
6-sep.	3,871	6,839
7-sep.	0,439	11,094
8-sep.	1,405	9,355
9-sep.	0,000	14,182
10-sep.	0,000	14,166
11-sep.	0,964	9,826
12-sep.	0,000	14,028
13-sep.	0,000	13,651
14-sep.	0,000	14,542
15-sep.	0,000	14,555
16-sep.	1,205	10,004

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

17-sep.	0,000	14,165
18-sep.	0,000	13,491
19-sep.	0,000	14,744
20-sep.	0,000	14,872
21-sep.	0,000	14,471
22-sep.	1,646	10,227
23-sep.	0,261	11,928
24-sep.	0,000	13,793
25-sep.	0,818	10,501
26-sep.	0,750	10,208
27-sep.	2,891	7,941
28-sep.	0,000	14,563
29-sep.	0,018	13,008
30-sep.	1,138	10,650
1-oct.	0,247	12,728
2-oct.	3,955	6,755
3-oct.	3,542	7,168
4-oct.	0,980	10,166
5-oct.	0,647	10,889
6-oct.	5,852	4,858
7-oct.	0,000	14,819
8-oct.	0,000	14,242
9-oct.	1,010	10,770
10-oct.	8,822	1,888
11-oct.	1,470	10,247
12-oct.	1,680	9,127
13-oct.	0,981	10,164
14-oct.	0,025	13,194
15-oct.	6,002	4,708
16-oct.	0,094	12,938
17-oct.	2,818	7,892
18-oct.	6,106	4,604
19-oct.	1,322	10,355
20-oct.	0,433	11,366
21-oct.	0,094	13,012
22-oct.	0,000	13,213
23-oct.	0,225	12,484
24-oct.	0,000	14,608
25-oct.	0,000	14,691
26-oct.	0,000	14,436
27-oct.	0,000	14,352
28-oct.	0,000	14,278
29-oct.	0,000	14,176
30-oct.	0,000	13,880
31-oct.	4,845	5,865

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

1-nov.	0,000	14,209
2-nov.	2,702	9,034
3-nov.	3,680	7,030
4-nov.	6,097	4,613
5-nov.	0,511	11,017
6-nov.	0,000	14,189
7-nov.	0,349	12,664
8-nov.	0,000	14,173
9-nov.	0,201	12,329
10-nov.	0,000	14,514
11-nov.	0,000	13,430
12-nov.	0,236	12,003
13-nov.	0,046	13,176
14-nov.	0,000	14,061
15-nov.	0,184	12,537
16-nov.	0,329	12,539
17-nov.	7,548	3,162
18-nov.	0,000	14,205
19-nov.	0,000	13,382
20-nov.	4,006	8,383
21-nov.	5,297	5,413
22-nov.	2,733	8,167
23-nov.	3,608	7,102
24-nov.	3,588	7,458
25-nov.	0,496	11,846
26-nov.	0,696	10,170
27-nov.	0,268	12,320
28-nov.	0,079	13,186
29-nov.	0,000	13,906
30-nov.	0,108	13,170
1-dic.	4,855	6,755
2-dic.	0,000	13,794
3-dic.	4,455	6,953
4-dic.	1,695	9,157
5-dic.	3,877	6,833
6-dic.	0,459	11,642
7-dic.	0,675	11,001
8-dic.	4,945	5,765
9-dic.	3,972	7,909
10-dic.	0,262	12,609
11-dic.	0,227	12,613
12-dic.	0,104	13,009
13-dic.	0,068	13,495
14-dic.	4,439	7,037
15-dic.	4,007	7,157

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

16-dic.	3,166		8,302
17-dic.	0,095		13,354
18-dic.	0,886		10,696
19-dic.	5,274		5,436
20-dic.	6,401		4,309
21-dic.	0,045		13,550
22-dic.	0,038		13,754
23-dic.	0,101		13,359
24-dic.	0,029		13,904
25-dic.	0,323		12,329
26-dic.	0,074		13,716
27-dic.	0,002		14,106
28-dic.	0,095		13,706
29-dic.	0,139		13,164
30-dic.	0,089		13,879
31-dic.	0,154		13,314

9.3. ANEXO 3. Cálculo de secciones de cableado

9.3.1. Cálculo secciones String – Cuadro CC

I criterio térmico	4 mm ²
--------------------	-------------------

VÁLIDO PARA TODOS LOS CUADROS CC

				Sección	Sección comercial	Sección más restrictiva
CUADRO CC	STRING 1,6	Longitud	Caída de tensión	5,851	6	6
		117	Criterio térmico	4	4	
	STRING 2,7	Longitud	Caída de tensión	4,651	6	6
		93	Criterio térmico	4	4	
	STRING 3,8	Longitud	Caída de tensión	3,500	4	4
		70	Criterio térmico	4	4	
	STRING 4,9	Longitud	Caída de tensión	2,400	4	4
		48	Criterio térmico	4	4	
	STRING 5,10	Longitud	Caída de tensión	1,200	4	4
		24	Criterio térmico	4	4	

HIBRIDACIÓN FOTOVOLTAICA-DIESEL PARA CANTERA DE CEMENTO EN BARAHONA DE 3MW

9.3.2. Cálculo secciones Cuadro CC – Inversor

				l criterio térmico	35 mm2			Sección	Sección comercial	Sección más restrictiva
CUADRO CC 31	INVERSOR 31	-->	CUADRO CC 1	INVERSOR 1	Longitud	Caída de tensión	63,50818	70	70	70
					127	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 32	INVERSOR 32	-->	CUADRO CC 2	INVERSOR 2	Longitud	Caída de tensión	60,00773	70	70	70
					120	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 33	INVERSOR 33	-->	CUADRO CC 3	INVERSOR 3	Longitud	Caída de tensión	56,50728	70	70	70
					113	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 34	INVERSOR 34	-->	CUADRO CC 4	INVERSOR 4	Longitud	Caída de tensión	53,00682	70	70	70
					106	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 35	INVERSOR 35	-->	CUADRO CC 5	INVERSOR 5	Longitud	Caída de tensión	49,50637	50	50	50
					99	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 36	INVERSOR 36	-->	CUADRO CC 6	INVERSOR 6	Longitud	Caída de tensión	46,50599	50	50	50
					93	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 37	INVERSOR 37	-->	CUADRO CC 7	INVERSOR 7	Longitud	Caída de tensión	43,5056	50	50	50
					87	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 38	INVERSOR 38	-->	CUADRO CC 8	INVERSOR 8	Longitud	Caída de tensión	40,50521	50	50	50
					81	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 39	INVERSOR 39	-->	CUADRO CC 9	INVERSOR 9	Longitud	Caída de tensión	37,50483	50	50	50
					75	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 40	INVERSOR 40	-->	CUADRO CC 10	INVERSOR 10	Longitud	Caída de tensión	34,50444	35	35	35
					69	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 21	INVERSOR 21	-->	CUADRO CC 11	INVERSOR 11	Longitud	Caída de tensión	20,00258	25	25	35
					40	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 22	INVERSOR 22	-->	CUADRO CC 12	INVERSOR 12	Longitud	Caída de tensión	22,5029	25	25	35
					45	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 23	INVERSOR 23	-->	CUADRO CC 13	INVERSOR 13	Longitud	Caída de tensión	25,50328	35	35	35
					51	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 24	INVERSOR 24	-->	CUADRO CC 14	INVERSOR 14	Longitud	Caída de tensión	28,50367	35	35	35
					57	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 25	INVERSOR 25	-->	CUADRO CC 15	INVERSOR 15	Longitud	Caída de tensión	31,50406	35	35	35
					63	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 26	INVERSOR 26	-->	CUADRO CC 16	INVERSOR 16	Longitud	Caída de tensión	34,50444	35	35	35
					69	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 27	INVERSOR 27	-->	CUADRO CC 17	INVERSOR 17	Longitud	Caída de tensión	38,00489	50	50	50
					76	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 28	INVERSOR 28	-->	CUADRO CC 18	INVERSOR 18	Longitud	Caída de tensión	41,50534	50	50	50
					83	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 29	INVERSOR 29	-->	CUADRO CC 19	INVERSOR 19	Longitud	Caída de tensión	45,00579	50	50	50
					90	Criterio térmico	35	35	35	
CUADRO CC 30	INVERSOR 30	-->	CUADRO CC 20	INVERSOR 20	Longitud	Caída de tensión	48,50625	50	50	50
					97	Criterio térmico	35	35	35	
			CUADRO CC 41	INVERSOR 41	Longitud	Caída de tensión	37,50483	50	50	50
					75	Criterio térmico	35	35	35	
			CUADRO CC 42	INVERSOR 42	Longitud	Caída de tensión	34,00438	35	35	35
					68	Criterio térmico	35	35	35	
			CUADRO CC 43	INVERSOR 43	Longitud	Caída de tensión	30,50393	35	35	35
					61	Criterio térmico	35	35	35	
			CUADRO CC 44	INVERSOR 44	Longitud	Caída de tensión	27,00348	35	35	35
					54	Criterio térmico	35	35	35	
			CUADRO CC 45	INVERSOR 45	Longitud	Caída de tensión	23,50303	25	25	35
					47	Criterio térmico	35	35	35	
			CUADRO CC 46	INVERSOR 46	Longitud	Caída de tensión	20,00258	25	25	35
					40	Criterio térmico	35	35	35	
			CUADRO CC 47	INVERSOR 47	Longitud	Caída de tensión	16,50212	25	25	35
					33	Criterio térmico	35	35	35	
			CUADRO CC 48	INVERSOR 48	Longitud	Caída de tensión	13,00167	16	16	35
					26	Criterio térmico	35	35	35	

9.4 ANEXO 4. Planos

9.4.1. Plano situación

9.4.2. Plano distribución en planta

9.4.3. Perfil estructura y placas

9.4.4. Plano distribución *strings*

9.4.5. Plano secciones *strings*

9.4.6. Plano distribución de zanjas

9.4.7. Plano detalle de zanjas

9.4.8. Plano sistema de tierras

9.4.9. Plano caseta inversores

9.4.10. Esquema unifilar