



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN RÉGIMEN ISLA

AUTORA: GOMIS CEBOLLA, ROSALÍA

TUTOR: MARTÍNEZ ROMÁN, JAVIER ANDRÉS

TUTOR EMPRESA: GARNES PORTOLÉS, TOMAS

Curso Académico: 2016-2017

Fecha 01/2017

AGRADECIMIENTOS

“Quiero aprovechar la ocasión para agradecer a la empresa V3J INGENIERÍA Y SERVICIO S.L., el dejarme realizar el proyecto fin de máster en su empresa a través del convenio de prácticas de empresas del SIE.

Por otra parte, quiero agradecer a mi director Javier Andrés Martínez Román el haber querido ser otra vez mi director de proyecto, así como toda la ayuda recibida por su parte”



RESUMEN

El presente proyectos, ***Proyecto de una instalación de accionamiento eléctrico directo mediante energía solar fotovoltaica en régimen isla***, pretende sustituir el accionamiento eléctrico de la estación de bombeo dedicada al regadío de cultivos de la Comunidad de Regantes “El Tarragón”, situada en término municipal de Chulilla, en la provincia de Valencia. Actualmente, esta Comunidad de Regantes hace uso de la red eléctrica para accionar las distintas bombas que forman la estación de bombeo. Con la realización de este proyecto se pretende que el accionamiento de las bombas se realice a partir de energía solar, mediante una planta fotovoltaica de 456 kWp.

Palabras Clave: Instalación fotovoltaica, bombeo solar, régimen isla.



RESUM

El present projecte, ***Projecte d'una instal·lació d'accionament elèctric directe mitjançant energia solar fotovoltaica en règim illa***, pretén substituir l'accionament elèctric de l'estació de bombeig dedicada al regadiu de cultius de la Comunitat de Regants "El Tarragón", situada al terme municipal de Chulilla, en la província de València. Actualment, esta Comunitat de Regants fa us de la xarxa elèctrica per accionar les distintes bombes que formen l'estació de bombeig. Amb la realització d'este projecte es pretén que l'accionament de les bombes es realitze a partir d'energia solar, mitjançant la instal·lació d'una planta fotovoltaica de 456 kWp.

Paraules clau: Instal·lació fotovoltaica, bombeig solar, règim illa.



ABSTRACT

This project, ***Project of a direct electric drive installation powered by solar photovoltaic energy in an off-grid electricity system***, is intended to replace the electric drive of the pumping station dedicated to the irrigation of crops of the Community of Irrigators "El Tarragón", located in municipal term of Chulilla, in the province of Valencia. Currently, this Community of Irrigators makes use of the electric network to operate the various pumps that form the pumping station. With the realization of this project it is intended that the pumps are operated from solar energy, using a photovoltaic plant of 456 kWp.

Keywords: photovoltaic installation, solar pumping, off-grid electricity system



ÍNDICE

A.MEMORIA DESCRIPTIVA

1. INTRODUCCIÓN.....	21
1.1. Antecedentes y objeto de la instalación.....	21
1.2. Objetivos.....	22
1.3. Justificación de la instalación y objeto de proyecto.....	22
2. NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN APLICADA	29
2.1. Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas.....	29
2.2. Varios	30
3. ESTACIÓN DE BOMBEO.....	35
3.1. Descripción de la estación de bombeo	35
3.2. Descripción técnica de la estación de bombeo	35
3.2.1. Características del sistema motobomba.....	37
3.2.2. Características del circuito hidráulico.	39
3.3. Consumos actuales de la estación de bombeo.....	42
3.4. Estudio medioambiental (emisiones de CO ₂).	45
4. INSTALACIÓN DE BOMBEO EN RÉGIMEN ISLA	49
4.1. Ubicación de la instalación fotovoltaica. Clasificación urbanística de los terrenos	49
4.2. Estudio energético de la instalación	51
4.2.1. Estudio del sistema motobomba	51
4.2.1.1. Curvas motrices de la bomba a diferentes velocidades.....	51
4.2.1.2. Curva resistente del sistema motobomba.	55
4.2.1.3. Cálculo de los nuevos puntos de funcionamiento para las distintas curvas motrices.	55
4.2.2. Estudio del sistema fotovoltaico de acuerdo al sistema motobomba.	60
4.2.2.1. Datos meteorológicos.	61
4.2.2.2. Elección de la inclinación y orientación de los paneles.	64
4.2.2.3. Cálculo de la energía fotovoltaica teórica.	67
4.2.2.4. Cálculo de la energía fotovoltaica real esperada.	69
4.2.2.5. Cálculo del volumen trasegado, horas de funcionamiento para cada frecuencia.	78
4.2.2.6. Perfil de consumo esperado tras la instalación en régimen isla.	80
4.2.2.7. Emisiones de CO ₂ para el nuevo perfil de consumo.....	81
4.3. Descripción general de la Planta Solar de Bombeo.....	82

4.3.1. General.....	82
4.3.2. Generador Fotovoltaico	82
4.3.3. Variadores de Frecuencia.....	83
4.3.4. Sistema de Corriente Alterna.....	84
4.4. Descripción de las principales características técnicas y funcionamiento de la Planta Fotovoltaica	84
4.4.1. Sistema de Obra Civil.....	84
4.4.2. Sistema de Baja Tensión de Corriente Continua	85
4.4.2.1. Módulos Fotovoltaicos.....	85
4.4.2.1.1. Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos	85
4.4.2.1.2. Características físicas de los módulos fotovoltaicos.....	86
4.4.2.2. Estructura soporte de los módulos fotovoltaicos	87
4.4.2.2.1. Características técnicas de los Variadores de Frecuencia.....	93
4.4.3. Sistema de Baja Tensión de Corriente Alterna.....	96
4.4.3.1. Cableado de Salida de los Variadores de Frecuencia	96
4.4.3.2. Protecciones y Maniobra	96
4.4.3.3. Puesta a Tierra.....	96
4.4.3.4. Servicios Auxiliares	96
4.4.4. Sistema Anti-intrusión.....	97
4.4.5. Sistema de Control y Adquisición de Datos.....	98
4.4.5.1. Monitorización de los variadores de frecuencia.	98
4.4.5.2. Sensorización necesaria para conocer los parámetros meteorológicos más relevantes.	99
4.4.5.3. Elaboración y obtención de informes.....	99
4.4.6. Medidas correctoras.....	100
4.4.6.1. Emisiones de gases	100
4.4.6.2. Emisiones de residuos	100
4.4.6.3. Emisiones de ruido y vibraciones.....	100
4.4.6.4. Sistema Contra Incendios.....	100
4.5. Resumen de indicadores económicos.....	100
4.5.1. Escenario primero: 100% financiado con fondos propios.....	101
4.5.2. Escenario primero: 50% financiado con fondos propios más 50% financiado con subvención	101
5. CONCLUSIONES	105
6. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA	109

6.1. Libros.....	109
6.2. Recursos web.....	109
ANEXO 1. Cálculo de cableado	113
1.1 Circuito de corriente continua (CC).....	113
1.2. Circuito de corriente alterna (CA)	114
ANEXO 2. Personal y programa de ejecución	116
2.1. Personal	116
2.2. Programa de ejecución.....	116
ANEXO 3. Dimensionado de secciones y protecciones eléctricas	119
3.1. Criterio 1: Caída de tensión	119
3.2. Criterio 2: Criterio térmico	128
3.3. Protecciones eléctricas.....	129
ANEXO 4. Fichas técnicas de los componentes utilizados	131
<u>B.PLANOS</u>	
1. PLANOS	137
1.1. Implementación General.....	137
1.1.1. Situación y emplazamiento	137
1.2. Obra civil	137
1.2.1. Ordenación General del Parque Solar Fotovoltaico.....	137
1.2.2. Detalle de zanjas.....	137
1.2.3. Sistema de puesta a tierra en continua.....	137
1.3. Estructura soporte generador fotovoltaico	137
1.4. Esquemas eléctricos desarrollados	137
1. PLIEGO DE CONDICIONES.....	143
1.1. ARTÍCULO 1: Evaluación del emplazamiento.....	143
1.2. ARTÍCULO 2: Componentes y Materiales.....	143
1.3. ARTÍCULO 3: Sistemas Generadores Fotovoltaicos	144
1.4. ARTÍCULO 4: Obra Civil y Estructura Soporte	145
1.5. ARTÍCULO 5: Variadores de Frecuencia	147
1.6. ARTÍCULO 6: Cableado.....	148
1.7. ARTÍCULO 7: Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas	148
1.8. ARTÍCULO 8: Monitorización y control	148
<u>C.PRESUPUESTO</u>	

1. PRESUPUESTOS	155
1.1. Cuadro de precios descompuesto	155
1.2. Presupuesto por partidas	162
1.3. Presupuesto general.....	163
1.4. Indicadores económicos.....	164
1.4.1. Escenario 1. 100% Fondos Propios sin Subvención	164
1.4.2. Escenario 2. 100% Fondos Propios con Subvención	164

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Características técnicas del sistema motobomba.	38
Tabla 2: Pérdidas hidráulicas y factor de fricción.	41
Tabla 3: Consumos eléctricos por período en el año 2014.	42
Tabla 4: Consumo eléctrico por período en el año 2015.	43
Tabla 5: Consumo eléctrico que debe cubrir la planta fotovoltaica.	44
Tabla 6: Emisiones de CO ₂ durante los años indicados.	45
Tabla 7: Coordenadas UTM de las parcelas.	49
Tabla 8: Condiciones hidráulicas para los puntos de funcionamiento de la bomba.	58
Tabla 9: Condiciones eléctricas que debe cumplir el motor eléctrico para cada punto de funcionamiento de la bomba.	59
Tabla 10: Condiciones eléctrica que debe cumplir la salida del variador de frecuencia.	60
Tabla 11: Radiación Global en el Plano Horizontal (H _{Gh}) según las distintas bases de datos Solares.	62
Tabla 12: Datos mensuales de Valencia Aeropuerto según Meteonorm 7.1.	64
Tabla 13: Datos mensuales de irradiación para el Plano Horizontal y el Plano Inclinado.	66
Tabla 14: Parámetros empíricos según módulo e instalación.	67
Tabla 15: Tabla de valores k según latitudes.	72
Tabla 16: Valores de producción del subcampo estudiado.	73
Tabla 17: Valores relativos al funcionamiento del subcampo estudiado.	74
Tabla 18: Rendimientos y performance ratio del subcampo fotovoltaico estudiado.	75
Tabla 19: Consumo eléctrico esperado que aporte la red para cubrir la actual demanda.	80
Tabla 20: Porcentaje de emisiones de CO ₂ emitidas respecto a las previstas que se dejasen de emitir	81
Tabla 21: Resumen de las Características técnicas de los Variadores de Frecuencia.	93

Tabla 22:Características técnicas de los Variadores de Frecuencia.	94
Tabla 23: Tabla resumen del cumplimiento del criterio térmico.....	129
Tabla 24: Tabla resumen del cumplimiento por sobrecarga de las protecciones.	130

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Balsa de El Campo y estación de bombeo donde está ubicado el sistema de impulsión.....	36
Figura 2: Centro de transformación.	36
Figura 3: Balsa El Campo y línea de alimentación aérea.	36
Figura 4: Sistema motobomba de impulsión.....	37
Figura 5: Detalle del sistema motobomba.	37
Figura 6:Detalle de los arrancadores electrónicos de las bombas.	38
Figura 7:Curvas características de la bomba.	39
Figura 8:Curva resistente de la instalación de bombeo.	41
Figura 9:Distribución aérea de la Estación de Bombeo y las parcelas colindante. Fuente Google Earth.....	50
Figura 10:Ubicación Planta Solar Fotovoltaica. Parcela 104 y 105. Fuente Sigpac.....	50
Figura 11:Curvas motrices de la bomba para distintas velocidades. Rango de 40-60Hz.	53
Figura 12:Curvas de rendimiento de la bomba para el rango de 40-50Hz.	54
Figura 13:Curvas de rendimiento de la bomba para el rango de 50-60Hz.	54
Figura 14:Curva resistente de la instalación de bombeo.	55
Figura 15:Puntos de funcionamiento de la bomba para el rango de frecuencias 40-60Hz.....	57
Figura 16: Datos meteorológicos mensuales proporcionados por Meteonorm 7.1.	63
Figura 17: Optimización de la orientación de los paneles según PV-SYST 5.0.....	65
Figura 18: Comparativa de la irradiación en el Plano Horizontal y en el Plano Inclinado.	65
Figura 19: Promedio temperatura mensual que alcanza la célula fotovoltaica en comparación con la temperatura ambiente.	68
Figura 20: Energía teórica mensual fotovoltaica esperada.	69
Figura 21:Performance Ratio mensuales del subcampo de 228kWp estudiado.	76
Figura 22: Relación energía producible bruta y energía producida bruta para la planta fotovoltaica de 456kWp.	76
Figura 23: Relación energía específica nominal y específica real para la planta de 456kWp.....	77
Figura 24:Factor de utilización para la planta fotovoltaica de 456kWp.	77
Figura 25:Rendimeintos para la planta fotovoltaica de 456 kWp.	78
Figura 26:Horas de funcionamiento anual para cada frecuencia.....	79
Figura 27: Volumen trasegado anual por frecuencias (Hz).	79

Figura 28:Esquema de la sujeción de módulos a la estructura y de ésta al terreno.	88
Figura 29:Diagrama de Gantt.	117
Figura 30:Tarea del diagrama de Gantt.....	118



A. MEMORIA DESCRIPTIVA





INTRODUCCIÓN



1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes y objeto de la instalación

Entre las medidas adoptadas por el Gobierno Español para fomentar el ahorro energético figura la promulgación de la Ley 82/1980, de 30 de Diciembre, sobre conservación de la energía cuyo objeto es, entre otros, favorecer las acciones encaminadas a "potenciar la adopción de fuentes de energías renovables reduciendo en lo posible el consumo de hidrocarburos, y en general la dependencia exterior de combustibles".

En dicha Ley se establece que podrán acogerse a los beneficios que en la misma se disponen, las personas que desarrollen actividades para "el montaje de nuevas instalaciones de transformación energética en orden a sustituir el petróleo o sus derivados por otras fuentes de origen nacional", así como "sistemas de transformación energética que usen como fuente de energía las de tipo renovable".

Con posterioridad a la promulgación de esta Ley se han venido desarrollando unos conjuntos normativos que actualmente permiten establecer acciones encaminadas a alcanzar los objetivos marcados por la Ley, desarrollando instalaciones de generación solar fotovoltaica que representen una mejora en el consumo energético y que de la producción de la energía eléctrica que se realice se deduzca un ahorro energético dentro de las prioridades de la política energética general.

El actualmente vigente RD 413/2014 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos, establece los requisitos necesarios y el procedimiento para acogerse a él, así como las condiciones de entrega de energía a la red y su régimen económico.

Según este Real Decreto, podrán acogerse a la regulación del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, entre otras, las instalaciones de producción que utilicen como energía primaria la energía solar, clasificadas en la categoría b, grupo b.1, el cual las define como "las instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica".

El RD-413/2014 establece, también, que los titulares de instalaciones de producción acogidas al mismo podrán transferir al sistema eléctrico sus excedentes de energía eléctrica, percibiendo por ello la retribución que les corresponda por su participación en el mercado de producción de energía eléctrica a través de cualquiera de sus modalidades de contratación y, en su caso, el régimen retributivo específico regulado en este real decreto.

El RD 900/2015, de 9 de octubre, establece las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.

Lo dispuesto en este real decreto resulta de aplicación a las instalaciones conectadas en el interior de una red, aun cuando no viertan energía a las redes de transporte y distribución en ningún instante. Se exceptúa de la aplicación del presente real decreto a las instalaciones aisladas y los grupos de generación utilizados exclusivamente en caso de una interrupción de alimentación de energía eléctrica de la red eléctrica de acuerdo con las definiciones del artículo 100 del Real Decreto

1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Al amparo de esta legislación el titular de la instalación que se proyecta pretende desarrollar una **“INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”**, en régimen de isla, ubicada en el término municipal de Chulilla, provincia Valencia.

Es objeto de esta instalación la utilización de una energía renovable, como es la energía solar, para la producción de energía eléctrica, y tal como se decía antes, reduciendo el consumo de hidrocarburos, y en general la dependencia exterior de combustibles.

Esta instalación de energía solar fotovoltaica presenta un gran interés energético general, ya que incide positivamente en el escenario energético global puesto que contribuye a disminuir la dependencia de fuentes energéticas exteriores, reduce el consumo de combustibles fósiles y utiliza una fuente de energía renovable y autóctona.

1.2. Objetivos

El objetivo que se pretende alcanzar con la realización de este proyecto, es satisfacer las necesidades del cliente, mediante el desarrollo de una **“INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”**, en régimen de isla, ubicada en el término municipal de Chulilla, provincia Valencia.

Este proyecto pretende cubrir las necesidades de riego de la Comunidad de Regantes “El Tarragón”, ubicada en el término municipal de Chulilla, mediante energía solar fotovoltaica. Actualmente, el sistema de riego se realiza a través de un sistema de impulsión a presión conectado a la red eléctrica, debido a que esto les reporta un coste anual elevado se pretende sustituir parte del accionamiento del sistema de impulsión a presión por energía solar fotovoltaica, mediante la construcción de una Planta Solar Fotovoltaica. De este modo, pasará parte de la instalación a funcionar en régimen isla.

1.3. Justificación de la instalación y objeto de proyecto

El desarrollo de la actividad humana va unido, cada vez más, a las necesidades crecientes de energía. Esto conduce a una utilización masiva de combustibles fósiles que produce un agotamiento de estos recursos.

Los procesos de conversión energética basados en combustibles fósiles producen efectos nocivos sobre el planeta: lluvia ácida, efecto invernadero, cambio climático, destrucción de la capa de ozono, etc.

La única alternativa viable, y aceptable políticamente en la actualidad, para evitar los efectos descritos es el uso de las energías renovables, las cuales producen efectos secundarios muy inferiores a los de las energías no renovables, constituyéndose como recursos energéticos inagotables. Por otro lado, es la única forma viable, y muchas veces rentable, de reducir las tasas de dependencia energética de países que, como España y otros europeos, no disponen de fuentes convencionales alternativas energéticas.

Para luchar contra los efectos causados por el uso de los combustibles fósiles se estableció el llamado “Protocolo de Kioto”, el cual constituye el más fuerte acuerdo internacional para combatir el cambio climático implantando una reducción en las emisiones de los gases causantes del efecto invernadero y del sobrecalentamiento global del planeta.

Según el citado Protocolo los Estados miembros de la Unión Europea deberán reducir conjuntamente sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 5%, respecto de los niveles de 1990, en el período 2008-2012.

El segundo período de compromiso del “Protocolo de Kioto” comenzó el 1 de enero de 2013 y finalizará en 2020. A este segundo período se aplica la enmienda de Doha, con arreglo a la cual los países participantes se han comprometido a reducir las emisiones en un 18% como mínimo con respecto a los niveles de 1990. La UE se ha comprometido a reducir las emisiones en este período en un 20% por debajo de los niveles de 1990.

El 6 de marzo de 2015, la UE aprobó formalmente el Plan de Contribuciones Previstas determinadas a nivel nacional. Tal y como se recoge en el Marco de actuación en materia de clima y energía hasta el año 2030, se trata del objetivo vinculante de una reducción interna del 40% como mínimo de las emisiones de gases de efecto invernadero antes del 2030 y respecto a los niveles de 1990.

El 13 de julio de 2015, el Consejo Europeo adoptó la decisión que permitía a la UE ratificar la enmienda de Doha por la que se establece el segundo período de compromiso del Protocolo de Kioto.

El 12 de diciembre de 2015, en la Conferencia sobre el Cambio Climático celebrada en París, se alcanzó un nuevo acuerdo mundial en materia de cambio climático. Los principales elementos del nuevo acuerdo de París fueron:

- Objetivo a largo plazo: los gobiernos acordaron mantener el incremento de la temperatura media mundial muy por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales y redoblar los esfuerzos para limitarlo a 1,5°C.
- Contribuciones: planes nacionales de acción contra el cambio climático para reducir sus emisiones.
- Ambición: los gobiernos acordaron comunicar cada cinco años sus contribuciones para fijar objetivos más ambiciosos.
- Transparencia sobre el grado de cumplimiento de sus objetivos.
- Solidaridad: la UE y otros países desarrollados seguirán financiando la lucha contra el cambio climático para ayudar a los países en vías de desarrollo.

Para lograr este objetivo, el Consejo Europeo subrayó que las emisiones mundiales de gases con efecto invernadero deberán alcanzar sus valores máximos en 2020 a más tardar, reducirse en al menos un 50% en 2050 en comparación con 1990 y aproximarse a cero o estar por debajo de cero en 2100.

Con el fin de desarrollar el Protocolo y el acuerdo mundial en materia de cambio climático, la Unión Europea promulgó:

- Directiva 2001/77/CE, del 27 de septiembre, relativa a la promoción de la electricidad generada a partir de fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad.
- Directiva 2003/96/CE del Consejo de 27 de octubre de 2003 por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.
- Libro verde sobre la eficiencia energética o cómo hacer más con menos (2005).
- Libro verde: Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura.
- Directiva 2006/32/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de abril de 2006, sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos.
- Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Corrección de errores de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Decisión de la Comisión, de 30 de junio de 2009, por la que se establece un modelo para los planes de acción nacionales en materia de energía renovable en virtud de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo.
- Decisión del Consejo, de 24 de junio de 2010, relativa a la celebración por parte de la Unión Europea del Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA).
- Reglamento (UE) nº 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía.

España, por su parte, también estableció el, “Plan de Fomento de las Energías Renovables 2000-2010”, el cual establece que el 12% de la demanda de energía primaria en el año 2010, debe ser cubierto por energías renovables. Igualmente, el 22,5% de la energía eléctrica generada deberá ser de origen renovable; el “Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España” y, el “Plan de Energías Renovables 2011-2020” el cual establece entre sus objetivos para 2020: un 20% de mejora de la eficiencia energética, una contribución de las energías renovables del 20% y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 20%. Sin embargo, teniendo en cuenta las conclusiones adoptadas por los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, los objetivos se fijan en reducciones del 30% en 2020, reducciones del 40% en 2030 según se citaba anteriormente.

Una de las energías renovables más abundante en nuestro País es la energía solar. Esta fuente energética dispone de unos sistemas de utilización que actualmente cuentan con un nivel de desarrollo tecnológico avanzado y una viabilidad económica aceptable.

La forma de avanzar en estos objetivos y cumplir con las previsiones gubernamentales es proyectar y construir plantas de energías renovables como es el caso de la solar fotovoltaica.

Este proyecto se fundamenta y justifica en que actualmente la energía solar fotovoltaica presenta un gran interés energético general, ya que incide positivamente en el escenario energético global puesto que contribuye a disminuir la dependencia de fuentes energéticas exteriores, reduce el consumo de combustibles fósiles y utiliza una fuente de energía renovable y autóctona, cumple con las directrices gubernamentales en materia energética y todo ello con unos niveles de eficiencia y rentabilidad apreciables.

Establecida la justificación, conveniencia y necesidad de la instalación de plantas solares fotovoltaicas, se redacta el presente Proyecto cuyo objeto es describir las principales características técnicas, de funcionamiento y de diseño de la **“INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”**, a implantar en el término municipal de Chulilla, provincia de Valencia, a base de módulos fotovoltaicos policristalinos de silicio que produzcan una conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica, sin ningún paso intermedio, y la cual será exportada a la red interior del cliente en baja tensión, para el accionamiento electromecánico del conjunto motobomba de la instalación.

Como se verá en el contenido del citado proyecto la proyectada instalación no genera incidencias negativas en el sistema eléctrico al que se conecta debido a las seguridades y protecciones estudiadas e implantadas y a los estudios realizados por la empresa distribuidora para definir el punto y características de la conexión.

Es también objeto de este proyecto además de definir las instalaciones necesarias, como se decía antes, el darlas a conocer a los Organismos competentes de la Administración para solicitar de la misma las autorizaciones y aprobaciones pertinentes para la construcción, montaje y puesta en servicio de la citada planta solar.

1.4. ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

La presente memoria se ha estructurado de la siguiente forma:

El primer capítulo, Introducción, permite poner en contexto el proyecto que se pretende realizar, para ello se presenta el objeto de proyecto, los objetivos, así como su justificación y antecedentes.

El segundo capítulo, Normativa, indica la normativa que debe cumplir el objeto de proyecto.

El tercer capítulo, Estación de Bombeo, describe la instalación sobre la cual se va realizar el estudio de la Planta Solar Fotovoltaica, así como cuál es su funcionamiento y características actuales.

El cuarto capítulo, Instalación de Bombeo Solar, presenta el desarrollo seguido para poder realizar el estudio energético esperado de la Planta Solar Fotovoltaica, así como la cantidad de volumen trasegado por la estación de bombeo para este nuevo accionamiento eléctrico. Posteriormente, se describen las características que debe tener la Planta Solar Fotovoltaica: componentes, cableado, obra civil, etc.

El quinto capítulo, Conclusiones, detalla y evalúa el diseño del objeto del proyecto.

El sexto capítulo, Referencia y Bibliografía, contiene todas las referencias de libros y páginas web consultadas para la realización del proyecto.

Finalmente, se encuentran los Anexos, donde se muestran otras características y cálculos realizados en el proyecto.



NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN APLICADA



2. NORMATIVA Y REGLAMENTACIÓN APLICADA

La actividad que se define en este documento está regulada de forma directa por la normativa legal que se relaciona, además de por otra que también le afecta de forma indirecta, la cual ha sido tenida en cuenta en la realización de este documento en la medida en que le afecta.

2.1. Régimen de producción eléctrica. Instalaciones eléctricas

- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Orden IET/1953/2015, de 24 de septiembre, por la que se modifica la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto, por la que se aprueban los parámetros retributivos y se establece el mecanismo de asignación del régimen retributivo específico para nuevas instalaciones eólicas y fotovoltaicas en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Real Decreto 1074/2015, de 27 de noviembre, por el que se modifican distintas disposiciones en el sector eléctrico.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento electrotécnico para baja tensión.
- Real Decreto 337/2014, de 9 de mayo, por el que se aprueban el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en instalaciones eléctricas de alta tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITCRAT 01 a 23.
- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020.

2.2. Varios

- Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) 2011-2020.
- Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera.
- Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.
- Real Decreto 678/2014, de 1 de agosto, por el que se modifica el Real Decreto 102/2011, de 28 de enero, relativo a la mejora de la calidad del aire.
- Decreto 2414/1961, Reglamento de actividades molestas, insalubres y peligrosas.
- Decreto 18/1996, de 8 de febrero, mediante el cual se aprueba el Reglamento de actividades clasificadas.
- Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- RD 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico.
- RD 171/2004, de 30 de enero, por el que se desarrolla el artículo 24 de la Ley 31/1995, de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales, en materia de coordinación de actividades empresariales.
- RD 39/1997, de 17 de enero, por el que se aprueba el Reglamento de los Servicios de Prevención.
- Real Decreto 1495/1986, sobre Reglamento de Seguridad en las Máquinas.
- Real Decreto 1849/2000, de 10 de noviembre, por el que se derogan diferentes disposiciones en materia de normalización y homologación de productos industriales.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Documento Básico Seguridad en caso de incendio.
- Documento Básico Protección frente al ruido.
- Documento Básico Ahorro de Energía.
- Documento Básico Seguridad Estructural.
- Real Decreto 2267/2004, de 3 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.
- Ley 21/2013 de 9 de diciembre de Evaluación Ambiental.
- Ley 6/2010, de 24 de marzo, de modificación del texto refundido de la ley de Evaluación de Impacto Ambiental de proyectos, aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero.
- Real Decreto Legislativo 1/2008, de 11 de enero, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Evaluación de impacto Ambiental.
- Ley 5/2014, de 25 de julio, de Ordenación del Territorio, Urbanismo y Paisaje, de la Comunitat Valenciana.
- Decreto 88/2005, de 29 de abril, del Consell de la Generalitat, por el que se establecen los procedimientos de autorización de instalaciones de producción, transporte y distribución de energía eléctrica que son competencia de la Generalitat.

Asimismo, se observarán cuantas disposiciones legales se dicten en relación con las materias objeto del proyecto, durante la realización del mismo.





ESTACIÓN DE BOMBEO



3. ESTACIÓN DE BOMBEO

3.1. Descripción de la estación de bombeo

La estación de bombeo objeto de estudio se encuentra ubicada en la localidad de Chulilla, en la provincia de Valencia. Esta estación de bombeo pertenece a la Comunidad de Regantes “El Tarragón”.

La Comunidad de Regantes “El Tarragón”, gestiona el riego de 1.906 hectáreas donde predominan el cultivo leñoso como puede ser los frutales de hueso y cítricos. Los recursos hídricos de los que se hacen uso proceden del embalse de Benageber y son distribuidos por “El Canal Principal Camp del Túria”.

El proyecto de la estación de bombeo, partió como resultado de querer sustituir el riego “a manta” por el riego localizado, rentabilizando de esta forma el uso del agua del riego, mejorando su gestión y obtener un nivel más productivo. Siendo la puesta en marcha de la estación de bombeo el año 2007.

3.2. Descripción técnica de la estación de bombeo

Las instalaciones técnicas que se construyeron en el proyecto de *Modernización del riego y utilización de sistemas de riego a presión en la Comunidad de Regantes “El Tarragón”*, y por lo tanto pertenecientes a la Comunidad de Regantes son:

- ✓ Cuatro balsas de materiales sueltos con las siguientes capacidades:
El Portichuelo 42.102 m³, Marcelino 43.698 m³, El Campo 80.532 m³ y el Cerro Gordo de 27.346 m³.
- ✓ Realizaciones de dos impulsiones desde la balsa del El Portichuelo y El Campo de 1.876m y 3.574 m de longitud.
- ✓ Dos líneas de media tensión de 20 kV de tensión nominal de 2.710 ml y 220 ml, así como dos centros de transformación de 50 kVA y uno de 1.250 kVA.
- ✓ Red de distribución principal, con una longitud total de 14.800 ml, mediante tuberías comprendidas entre 200 y 800mm.

A continuación, en la Figura 1, Figura 2 y Figura 3 se muestran los exteriores de la estación de bombeo.



Figura 1: Balsa de El Campo y estación de bombeo donde está ubicado el sistema de impulsión.



Figura 2: Centro de transformación.



Figura 3: Balsa El Campo y línea de alimentación aérea.

3.2.1. Características del sistema motobomba.

Por lo que respecta al sistema de impulsión, éste está formado por seis bombas accionadas por seis motores eléctricos, obsérvese Figura 4.



Figura 4: Sistema motobomba de impulsión.

Las bombas hidráulicas son de la marca IDEAL modelo CPH200-420-132 kW y están accionadas mediante arrancadores electrónicos, obsérvese la Figura 5 y Figura 6.



Figura 5: Detalle del sistema motobomba.



Figura 6:Detalle de los arrancadores electrónicos de las bombas.

En la actualidad, sólo se hace uso de dos de las seis bombas. Para evitar el desgaste de unas bombas sobre las otras lo que se hace es alternar el uso de las misma de dos en dos. En la Tabla 1, se muestran las características técnicas de los motores eléctricos que accionan las bombas hidráulicas, y en la Figura 7 se muestran las curvas características de la bomba.

Tabla 1: Características técnicas del sistema motobomba.

Motor		
Marca	CIME (Sime europe group)	
Potencia mecánica (kW)	132	158
Frecuencia (Hz)	50	60
Tensión (Voltios)	380	480
cos φ	0.87	0.87
Velocidad (rpm)	1485	1485
Rendimiento (%)	0.93	

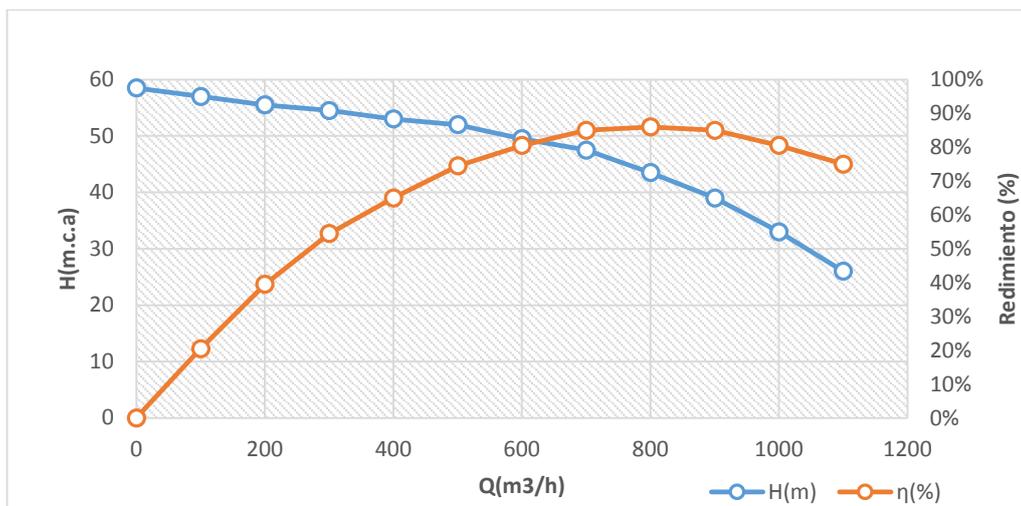


Figura 7: Curvas características de la bomba.

3.2.2. Características del circuito hidráulico.

En la actualidad de las cuatro balsas que forman parte de la Comunidad de Regantes “El Tarragón” solo se impulsa agua desde la balsa de “El Campo” a una segunda balsa llamada “El Marcelino”. Estas dos balsas están unidas mediante un canal abierto de 3,5 kilómetros. La diferencia de cotas entre las dos balsas es aproximadamente de 37 metros.

Para conocer el correcto funcionamiento del circuito hidráulico, es necesario conocer la curva resistente de la instalación, para ello es necesario conocer la diferencia de cotas entre las distintas balsas, así como las pérdidas hidráulicas de la tubería, definiéndose la curva resistente como:

$$H^{resistente} = (Z_B - Z_A) + h_{f_{A \rightarrow B}} \quad [1]$$

Donde:

$H^{resistente}$ es la curva resistente de la instalación (m.c.a).

Z_A Cota de la balsa donde se bombea (m).

Z_B Cota de la balsa hacia la que se bombea (m).

$h_{f_{A \rightarrow B}}$ Pérdidas en la tubería (m).

Se conoce que la diferencia de cotas entre las dos balsas es de aproximadamente 37 metros. Para el cálculo de las pérdidas hidráulicas de la tubería se procede a aplicar la fórmula de Darcy-Weisbach.

$$h_{f_{A \rightarrow B}} = \frac{8 \cdot f \cdot L \cdot Q^2}{g \cdot \pi^2 \cdot D^5} \quad [2]$$

Dónde:

f Factor de fricción (adimensional).

L Longitud de la tubería (m).

Q Caudal circulante por la tubería (m³/s).

g Gravedad (m/s²).

D Diámetro de la tubería (m).

Para poder aplicar la fórmula de Darcy-Weisbach se debe previamente calcular el factor de fricción, para ello existen diferentes fórmulas, para el caso objeto de estudio se ha optado por la fórmula de Blasius ya que es aplicable a tubos lisos.

$$f = 0,3164 \cdot Re^{-0,25} \quad [3]$$

$$Re = \frac{v \cdot D}{\nu} \quad [4]$$

Donde:

Re es el Número de Reynolds (adimensional).

v Velocidad del fluido en (m/s).

D Diámetro de la tubería (m).

ν Viscosidad cinemática (m²/s) a 15°C: $1,25 \cdot 10^{-6}$

Aplicando las respectivas expresiones ([1],[2],[3]y[4]), como se puede observar en Tabla 2, se obtiene el factor de pérdidas y las pérdidas en la tubería para todo el rango de caudal de funcionamiento de la bomba.

Tabla 2: Pérdidas hidráulicas y factor de fricción.

Q(m ³ /h)	H _f (m)	f
0	0	0
100	0.0157	0.0230
200	0.0529	0.0194
300	0.1075	0.0175
400	0.1779	0.0163
500	0.2629	0.0154
600	0.3617	0.0147
700	0.4737	0.0141
800	0.5985	0.0137
900	0.7355	0.0133
1000	0.8844	0.0129
1100	1.0449	0.0126
1200	1.2168	0.0123
1300	1.3997	0.0121
1400	1.5936	0.0119
1500	1.7981	0.0117

Finalmente a partir de los datos previamente calculados se procede a obtener la curva resistente de la instalación, (obsérvese Figura 8).

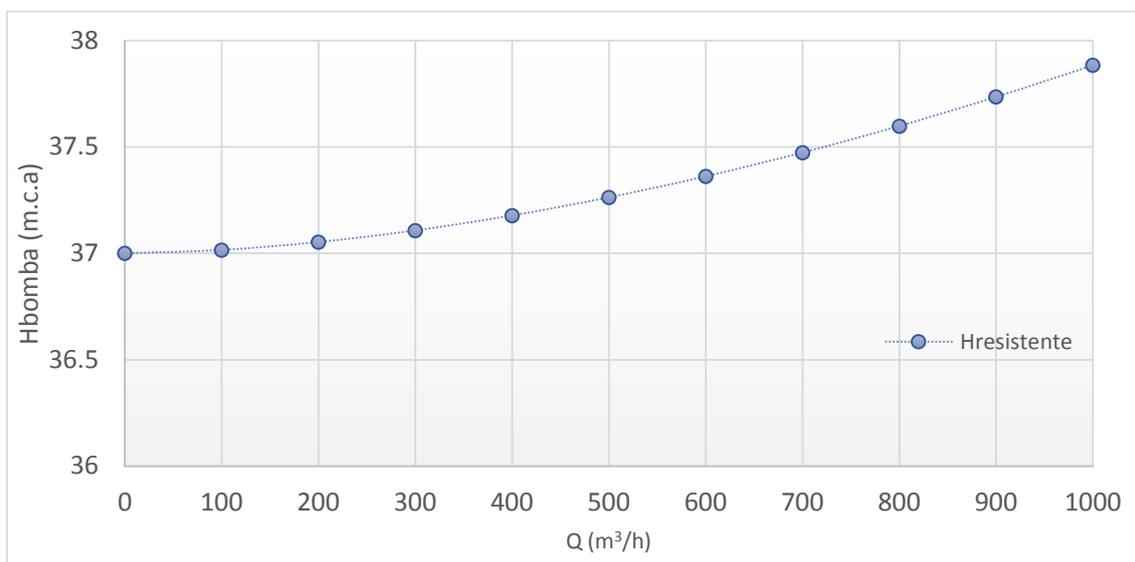


Figura 8: Curva resistente de la instalación de bombeo.

Conociendo la curva resistente de la instalación, así como las características del sistema de impulsión, quedan definidas las principales características técnicas que describen la instalación de riego sobre la cual se aplicará el objeto de estudio.

3.3. Consumos actuales de la estación de bombeo.

Respecto al consumo eléctrico, la Comunidad de Regantes “El Tarragón” tiene contratada una tarifa eléctrica 3.0A, donde la potencia contratada por período es de: Punta 15 kW, Llano 15 kW y Valle 270 kW. Gracias a las facturas aportadas y a través de la distribuidora eléctrica se ha podido conocer el consumo eléctrico para los años 2014 y 2015 en los tres períodos. Siendo el consumo eléctrico anual de 511.886 kWh en 2014 y de 417.392 kWh en 2015, obsérvese Tabla 3 y Tabla 4. En el año 2015, del cual se tiene datos económicos, el coste de la electricidad le ha supuesto a la Comunidad 29.839,62€. Teniendo un descuento en el término de la energía del 3%, así como un impuesto eléctrico reducido al 85 % a partir del mes de mayo de 2015.

Tabla 3: Consumos eléctricos por período en el año 2014.

Mes	2014			
	Punta	Llano	Valle	Total mensual (kWh)
Enero	213	455	19.531	20.199
Febrero	222	468	19.661	20.351
Marzo	243	478	29.173	29.894
Abril	278	565	51.264	52.107
Mayo	231	478	51.856	52.565
Junio	237	458	49.916	50.611
Julio	259	517	64.834	65.610
Agosto	265	548	82.578	83.391
Septiembre	252	538	55.424	56.214
Octubre	228	481	43.059	43.768
Noviembre	225	471	24.825	25.521
Diciembre	292	616	4.674	5.582
Total (kWh)	2.945	6.073	496.795	511.886

Tabla 4: Consumo eléctrico por período en el año 2015.

Mes	2015			
	Punta	Llano	Valle	Total mensual (kWh)
Enero	259	538	18.681	19.478
Febrero	241	444	23.715	24.400
Marzo	250	491	18.397	19.138
Abril	258	535	31.601	32.394
Mayo	235	468	48.379	49.082
Junio	250	502	43.236	43.988
Julio	273	573	80.832	81.678
Agosto	260	513	55.988	56.761
Septiembre	250	497	39.522	40.269
Octubre	266	558	31.576	32.400
Noviembre	216	459	11.547	12.222
Diciembre	292	616	4.674	5.582
Total anual (kWh)	3.050	6.194	408.148	417.392

El regadío de los cultivos está condicionado a las condiciones meteorológicas, por tanto, en un año seco se producirán más horas de bombeo que en un año húmedo, siendo una consecuencia de esto, el aumento del consumo eléctrico. Ésta es una de las razones por las cuales se piensa que hay una discrepancia de 94.494 kWh entre los dos años estudiados. Para conocer cuál será la demanda eléctrica que se debe cubrir con energía solar, se ha optado por escoger el promedio de los dos años de estudio, siendo el consumo eléctrico a cubrir con energía solar de 461.604 kWh. Obsérvese Tabla 5.

Tabla 5: Consumo eléctrico que debe cubrir la planta fotovoltaica.

Mes	Promedio (2014-2015)			
	Punta	Llano	Valle	Total mensual (kWh)
Enero	236	497	19.106	19.839
Febrero	232	456	21.688	22.376
Marzo	247	485	23.785	24.517
Abril	268	550	41.433	42.251
Mayo	233	473	50.118	50.824
Junio	244	480	46.576	47.300
Julio	266	545	72.833	73.644
Agosto	263	531	69.283	70.077
Septiembre	251	518	47.473	48.242
Octubre	247	520	37.318	38.085
Noviembre	221	465	18.186	18.872
Diciembre	292	616	4.674	5.582
Total anual (kWh)	2.998	6.134	452.472	461.604

Respecto al volumen trasegado, no se han podido conocer los valores anuales monitorizados, así que se ha hecho una estimación de un volumen trasegado anual de casi 4.000.000 m³, aproximadamente 2.000.000 m³ anuales por bomba. Esta cantidad, se ha estimado para los años donde las condiciones climáticas son más adversas para el regadío, es decir, los años de sequía. Siendo este caudal menor en los años más húmedos.

3.4. Estudio medioambiental (emisiones de CO₂).

Para el caso de estudio, las emisiones emitidas a la atmósfera son debidas al consumo eléctrico. A continuación, en la Tabla 6 se muestran la cantidad de CO₂ emitida en los años 2014 y 2015. Así como la que se espera evitar con la incorporación de la planta fotovoltaica.

Tabla 6: Emisiones de CO₂ durante los años indicados.

Mes	Emisiones CO ₂ (ton CO ₂)		
	2014	2015	Promedio (2014-2015)
Enero	13,109	12,641	12,875
Febrero	13,207	15,835	14,521
Marzo	19,401	12,420	15,910
Abril	33,817	21,023	27,420
Mayo	34,114	31,854	32,984
Junio	32,846	28,548	30,697
Julio	42,580	53,009	47,794
Agosto	54,120	36,837	45,479
Septiembre	36,482	26,134	31,308
Octubre	28,405	21,027	24,716
Noviembre	16,563	7,932	12,247
Diciembre	3,622	3,622	3,622
Total anual	328,272	270,887	299,58

Las emisiones del período “promedio 2014-2015” son las que se espera evitar con la implantación de la planta fotovoltaica.





INSTALACIÓN DE BOMBEO EN REGIMEN ISLA



4. INSTALACIÓN DE BOMBEO EN RÉGIMEN ISLA

4.1. Ubicación de la instalación fotovoltaica. Clasificación urbanística de los terrenos

La instalación de accionamiento eléctrico mediante energía solar fotovoltaica en régimen isla, denominada a partir de ahora como: **Planta Solar de Bombeo**, está constituida por una parte por la **Estación de Bombeo** (descrita en el capítulo anterior) y por la **Planta Solar Fotovoltaica** (generador fotovoltaico) encargada del accionamiento de la estación de bombeo en régimen isla. Dicha **Planta Solar de Bombeo** se situará en el término municipal de **Chulilla**, provincia de **Valencia**, con una latitud de 39º 40' norte y una longitud de 0º 50' este.

La **Planta Solar Fotovoltaica**, se ubicará en dos parcelas, parcelas 104 y 105, que se encuentran situadas del polígono 2 del término municipal de Chulilla, en la provincia de Valencia. Cada parcela tiene una extensión de 5.431 m² y 7.320 m², respectivamente.

A continuación, en la Tabla 7, se encuentran las coordenadas UTM perimetrales de las parcelas que se utilizarán para la instalación del generador fotovoltaico. Seguidamente en la Figura 9 y la Figura 10, se puede ver la distribución aérea del parcelario de la zona.

Tabla 7:Coordenadas UTM de las parcelas.

Parcela 104		Parcela 105	
X	Y	X	Y
685.217,60	4.394.386,63	685.194,41	4.394.317,29
685.242,03	4.394.375,75	685.263,72	4.394.278,15
685.276,10	4.394.337,37	685.170,85	4.394.265,37
685.194,41	4.394.317,29	685.263,06	4.394.164,41
685.263,72	4.394.278,15		



Figura 9: Distribución aérea de la Estación de Bombeo y las parcelas colindante. Fuente Google Earth.

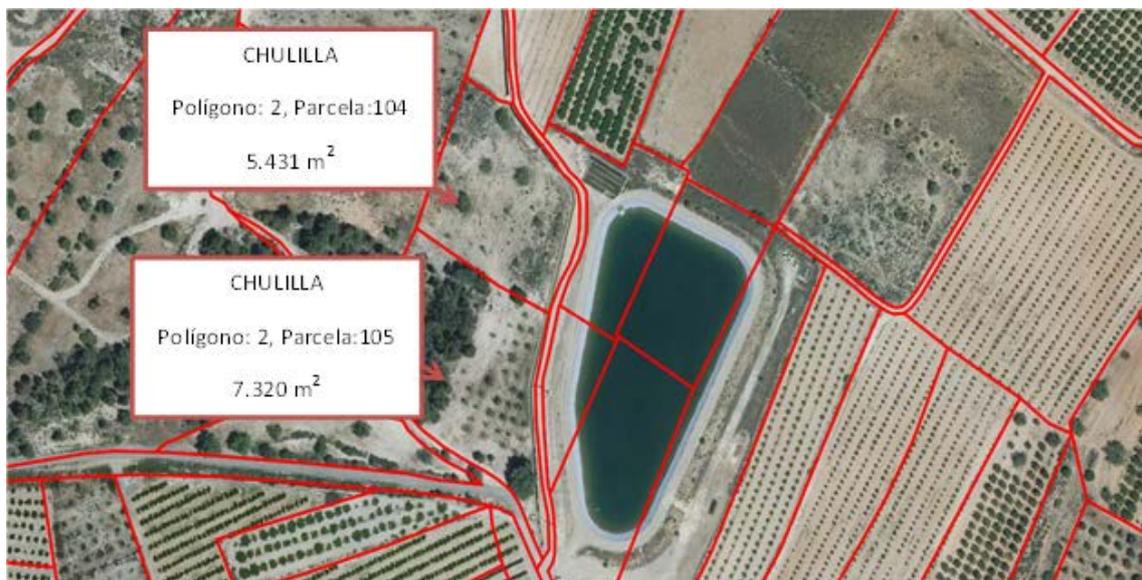


Figura 10: Ubicación Planta Solar Fotovoltaica. Parcela 104 y 105. Fuente Sigpac.

Respecto a la clasificación urbanística de las parcelas que se proyecta utilizar, se puede indicar, según datos catastrales que tienen una clasificación de **suelo rústico**. Dicho suelo rústico está dedicado a cultivo de algarrobo seco, almendro seco y pinar maderable. Según normas subsidiarias de Chulilla, el terreno es suelo rústico, no urbanizable.

Las referencias catastrales de los inmuebles son las siguientes:

- ✓ 46114A002001040000IQ, parcela 104.
- ✓ 46114A002001050000IP, parcela 105.

4.2. Estudio energético de la instalación

Mediante la realización del presente proyecto se pretende sustituir el accionamiento de los sistemas motobomba mediante el uso de la red eléctrica por un sistema en régimen isla formado a partir de un sistema fotovoltaico. Concretamente, el nuevo sistema de accionamiento eléctrico en régimen isla estará formado por: el campo solar fotovoltaico, los variadores de frecuencia (uno por cada bomba) y el sistema de motobombas. De esta forma el sistema de riego se adecuará al ciclo solar, siendo la planta solar fotovoltaica el generador que alimentará a los distintos variadores de frecuencia que accionarán las dos bombas, permitiendo bombear así el caudal necesario para abastecer el riego de la Comunidad de Regantes.

Como se ha descrito en el capítulo anterior, la estación de bombeo está formada por seis conjuntos motobomba conectados a la red eléctrica, permitiendo bombear agua desde una balsa contigua a la estación de bombeo hasta otra balsa ubicada a 3,5 kilómetros de distancia de la misma, y de ahí se abastece a los distintos regantes. En la actualidad, solamente se hace uso de dos bombas.

A continuación, se indican los objetivos principales realizados durante el estudio del sistema motobomba para poder dimensionar correctamente el nuevo sistema de accionamiento en modo isla.

1. *Estudio del sistema motobomba.*
2. *Estudio del sistema fotovoltaico de acuerdo al sistema motobomba.*

La Planta Solar Fotovoltaica con una potencia pico de 456 kWp, se dividirá en dos subcampos fotovoltaicos con una potencia pico idéntica, 228 kWp, donde cada subcampo alimentará a una bomba. Por esa razón, se destaca que el estudio del sistema motobomba como el estudio del sistema fotovoltaico se ha realizado solamente para una sola bomba y por tanto para un sólo subcampo fotovoltaico asociado.

4.2.1. Estudio del sistema motobomba

4.2.1.1. *Curvas motrices de la bomba a diferentes velocidades*

Como se ha expuesto en el capítulo tres, el sistema motobomba en la actualidad funciona con solo dos bombas de las seis que tiene disponibles, debido a la baja demanda de riego de la zona. Cada bomba utilizada tiene una potencia 132 kW a una velocidad fija, 1.485 rpm, según placa de características.

Con la incorporación de la Planta Fotovoltaica en sustitución de la red eléctrica, es necesario que el accionamiento de las bombas se realice mediante variadores de frecuencia, permitiendo que las bombas adecuen su velocidad de giro y por tanto el caudal bombeado, según la producción del campo solar.

Por tanto, el primer paso que se debe realizar en el estudio del sistema motobomba es conocer como varían las curvas motrices según la velocidad de giro del motor. Para conocer dichas curvas, se deben aplicar las leyes de la semejanza hidráulica, (ecuaciones [1], [2], [3] y [4]):

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad [1]$$

$$\frac{H_1}{H_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^2 \quad [2]$$

$$\frac{P_1}{P_2} = \left(\frac{N_1}{N_2}\right)^3 \quad [3]$$

$$\frac{\eta_1}{\eta_2} = 1 \quad [4]$$

Dónde:

Qi Caudal trasegado por la bomba (m³/h).

Hi Altura de la bomba (m.c.a).

Pi Potencia hidráulica de la bomba (W).

ηi Rendimiento de la bomba.

N1,N2 Velocidad de giro de la bomba (r.p.m).

** El subíndice (2) corresponde a la nueva velocidad y el subíndice (1) corresponde a la velocidad actual.*

Como se conoce de la placa de características del motor de la bomba, éste puede funcionar a dos frecuencias, 50-60 Hz. En este caso, se ha analizado las curvas motrices de la bomba para un rango de frecuencias comprendido entre 40-60Hz. Obsérvese Figura 11.

De la misma forma, aplicando las leyes de la semejanza se calculan las distintas curvas de rendimiento de la bomba para diferentes velocidades de giro, al igual que antes, en un rango de giro comprendido entre 40-60Hz. Obsérvese Figura 12 y Figura 13.

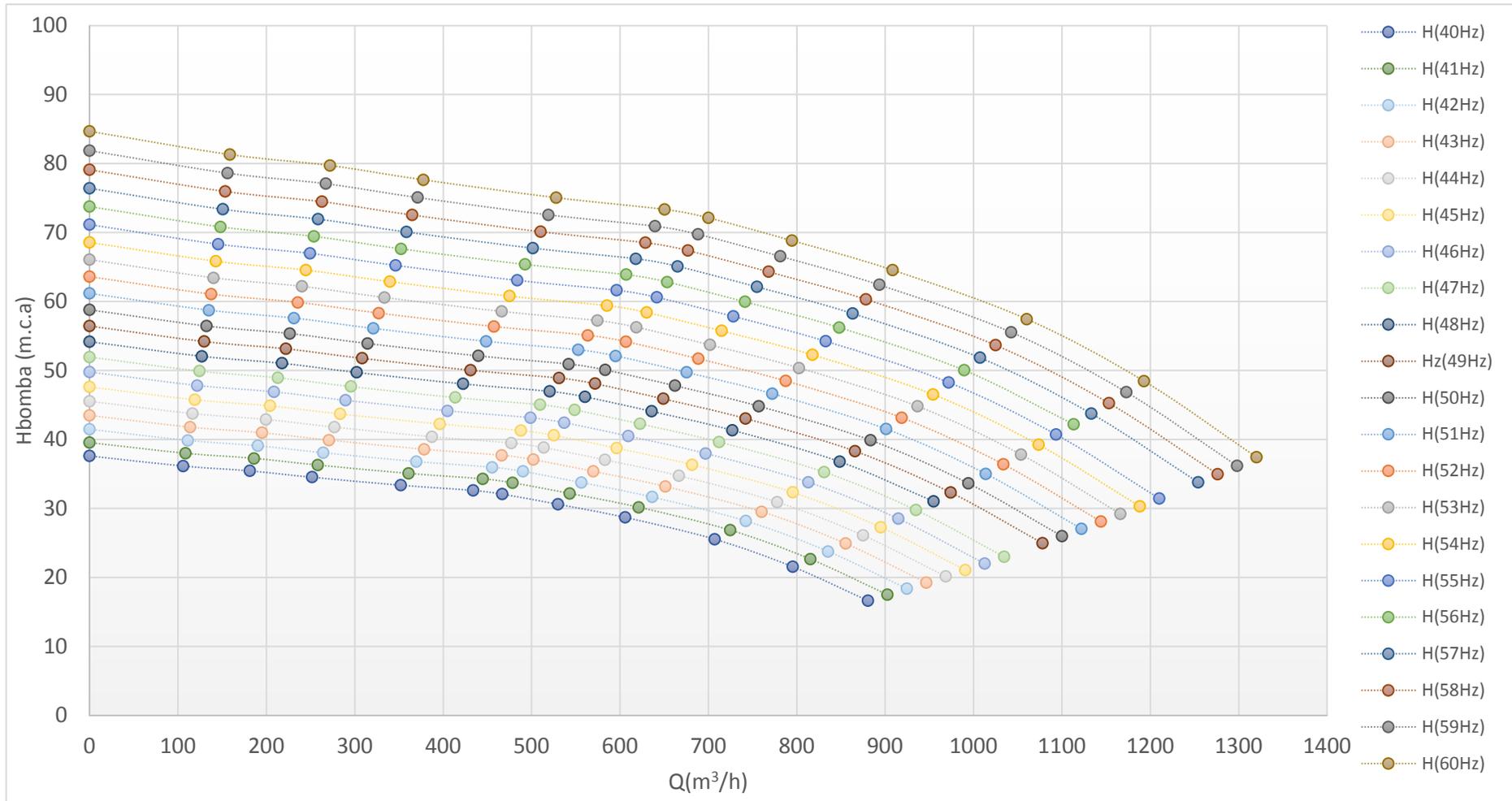


Figura 11: Curvas motrices de la bomba para distintas velocidades. Rango de 40-60Hz.

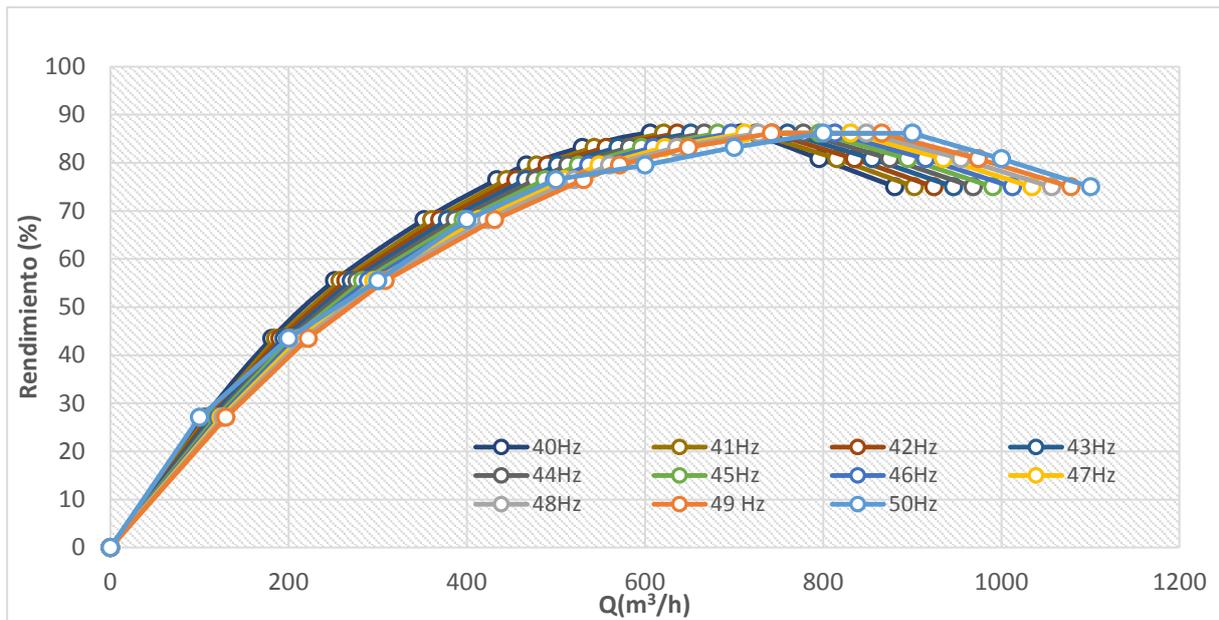


Figura 12: Curvas de rendimiento de la bomba para el rango de 40-50Hz.

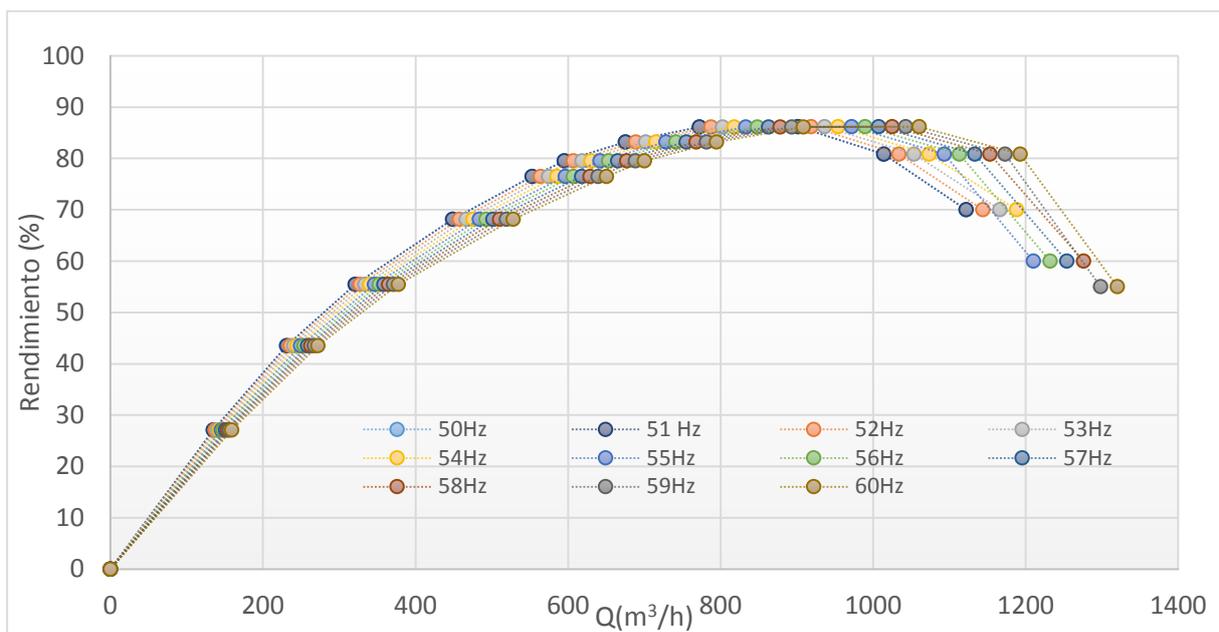


Figura 13: Curvas de rendimiento de la bomba para el rango de 50-60Hz.

4.2.1.2. Curva resistente del sistema motobomba.

Como se conoce del capítulo anterior, la curva resistente del sistema motobomba se mantiene constante, obsérvese la Figura 14. Dicha curva no varía debido a que las condiciones de las dos balsas no se han modificado.

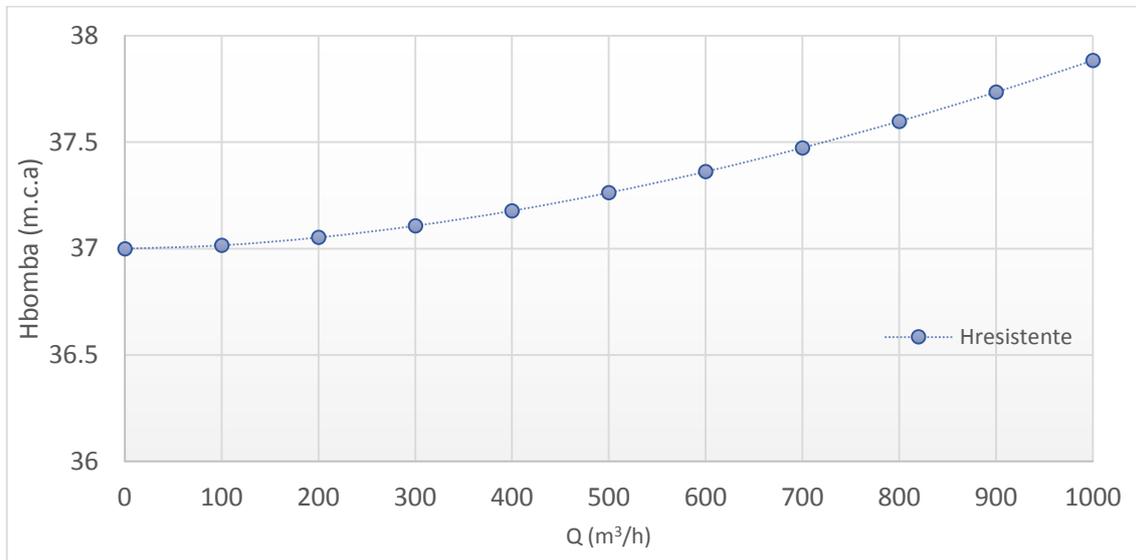


Figura 14: Curva resistente de la instalación de bombeo.

4.2.1.3. Cálculo de los nuevos puntos de funcionamiento para las distintas curvas motrices.

Los nuevos puntos de funcionamiento del sistema motobomba para el rango estudiado se determinan a partir de la intersección de la curva motriz de la bomba para cada frecuencia con la curva resistente de la instalación. A continuación, se puede observar en la Figura 15 los distintos puntos de funcionamiento para el caso de estudio.

Como se puede observar en la Figura 15, en un principio el rango de funcionamiento de la bomba estaría comprendido entre 40-60Hz. Pero este rango se ve afectado por ciertas restricciones haciendo que el rango final de funcionamiento de la bomba este comprendido entre 42-53Hz.

Las restricciones que condicionan el rango de funcionamiento son: restricciones hidráulicas y restricciones mecánicas.

- ✓ **Restricciones hidráulicas:** existe un caudal mínimo a partir del cual la bomba no puede funcionar, siendo este caudal mínimo de 260 m³/h. Esto condiciona que el rango de funcionamiento empiece en 42Hz para poder cumplir con la restricción de caudal.
- ✓ **Restricciones mecánicas del motor eléctrico:** debido a que la curva de par resistente que impone la bomba es mayor que el par motor nominal, el motor eléctrico funcionará hasta una frecuencia de 53Hz. El variador de frecuencia irá aumentando la tensión y corriente de entrada para que el motor funcione a la frecuencia adecuada, manteniendo el par constante. Mediante consigna se limitará el variador de frecuencia a 53 Hz, haciendo que el generador fotovoltaico regule a través del algoritmo de control situado en el variador, su punto de máxima potencia, MPP, disminuyendo

éste y no permitiendo el funcionamiento del motor a potencia constante, a partir de la frecuencia indicada.

Seguidamente se presenta, en Tabla 8 y Tabla 9, las condiciones hidráulicas y las condiciones eléctricas del motor de la bomba para el rango de funcionamiento de 42Hz-53Hz.

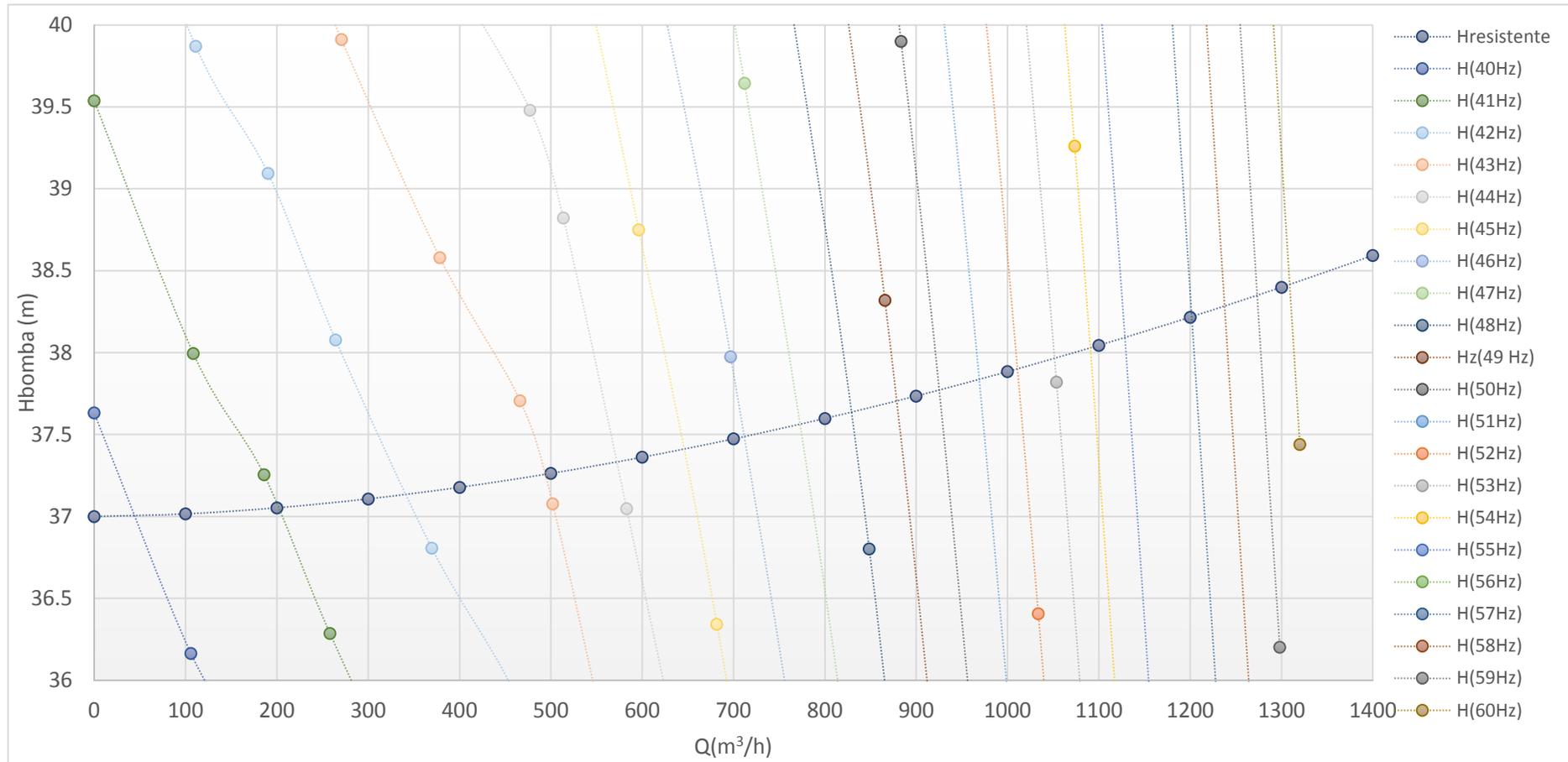


Figura 15: Puntos de funcionamiento de la bomba para el rango de frecuencias 40-60Hz.

Tabla 8: Condiciones hidráulicas para los puntos de funcionamiento de la bomba.

Frecuencia (Hz)	Velocidad de giro (rpm)	Q (m ³ /h)	H (m)	Potencia hidráulica (W)	η hidráulico	Potencia eje (W)	Par eje (N·m)
42	1.260	344	37,13	34.841	0,61	57.033	432
43	1.290	491	37,25	49.862	0,75	65.823	487
44	1.320	570	37,33	58.031	0,78	73.808	533
45	1.350	641	37,40	65.374	0,81	80.669	570
46	1.380	707	37,48	72.233	0,83	86.598	599
47	1.410	767	37,55	78.562	0,85	92.222	624
48	1.440	827	37,63	84.825	0,86	98.467	652
49	1.470	884	37,71	90.900	0,86	105.505	685
50	1.500	920	37,91	95.099	0,85	111.788	711
51	1.530	964	37,83	99.381	0,82	120.092	749
52	1.560	1.008	37,89	104.148	0,80	129.627	793
53	1.590	1.052	37,96	108.892	0,77	140.007	840

Donde la potencia en el eje, hace referencia a la potencia resistente (W) que pide la bomba para poder proporcionar a una velocidad determinada esa cantidad de caudal y altura.

Tabla 9: Condiciones eléctricas que debe cumplir el motor eléctrico para cada punto de funcionamiento de la bomba.

Frecuencia (Hz)	Velocidad de giro (rpm)	η_{motor}	Potencia activa eléctrica (W)	$\cos\varphi$	Tensión motor (V)	Intensidad total motor (A)
42	1.260	0,77	74.069	0,73	336	172
43	1.290	0,87	75.658	0,74	344	170
44	1.320	0,87	84.836	0,77	352	178
45	1.350	0,87	92.723	0,80	360	184
46	1.380	0,90	96.220	0,81	368	184
47	1.410	0,93	99.163	0,82	376	184
48	1.440	0,93	105.879	0,84	384	189
49	1.470	0,93	113.446	0,85	392	194
50	1.500	0,93	120.202	0,87	400	199
51	1.530	0,93	129.132	0,88	408	206
52	1.560	0,93	139.384	0,89	416	215
53	1.590	0,93	150.545	0,91	424	225

Atendiendo a la potencia que va a consumir el motor, Tabla 9, la potencia del variador de frecuencia debe ser superior a 150,54 kW. Comercialmente no existe un variador que se adecua a esa potencia, por lo tanto, se ha optado por escoger un variador de frecuencia de 180 kW de potencia continua máxima. (En los siguientes puntos se especificará modelo, marca y características técnicas) Para dimensionar correctamente el variador de frecuencia, se deben cumplir ciertas condiciones eléctricas a la salida del mismo, concretamente se debe cumplir que la salida del variador de frecuencia en términos de tensión y corriente sea superior con un margen de seguridad, a la tensión y corriente de entrada al motor eléctrico. Para el caso de estudio se opta por un margen de seguridad de 5%. A continuación, en Tabla 4 se puede observar cuales son los ratios de funcionamiento para cada punto de funcionamiento, observando que en ningún momento se supera la intensidad máxima del motor eléctrico, cifrada en 240 A.

Tabla 10: Condiciones eléctrica que debe cumplir la salida del variador de frecuencia.

Frecuencia (Hz)	Tensión del motor (V)	Intensidad del motor (A)	<	Tensión nominal variador (V)	Intensidad nominal variador (A)
42	336	172	<	352	181
43	344	170	<	361	179
44	352	178	<	369	187
45	360	184	<	378	193
46	368	194	<	386	194
47	376	184	<	394	193
48	384	189	<	403	198
49	392	194	<	411	204
50	400	199	<	420	209
51	408	206	<	428	216
52	416	215	<	436	226
53	424	225	<	445	236

4.2.2. Estudio del sistema fotovoltaico de acuerdo al sistema motobomba.

Una vez conocida la potencia continua que demanda la estación de bombeo, y por lo tanto la potencia mínima que se debe suministrar al variador de frecuencia, se procede a dimensionar el campo fotovoltaico.

En las plantas solares fotovoltaicas, el factor de sobredimensionamiento del campo fotovoltaico, respecto del inversor, en este caso del variador de frecuencia está comprendido entre un 20% -50%. Siguiendo este criterio como guía, y realizando un estudio de sensibilidad de todos los indicadores económicos, se ha determinado que el campo fotovoltaico tenga una potencia pico de 456 kWp, siendo la potencia pico de los subcampos idéntica y de valor 228 kWp. Siendo su factor de sobredimensionamiento de 1,26.

A continuación, se indican el proceso que se va a seguir para analizar la producción energética tanto del campo fotovoltaico como el volumen trasegado, (destacar que se indican los valores obtenidos para un subcampo con una potencia pico de 228 kWp siendo la potencia pico de toda la Planta Solar Fotovoltaica de 456 kWp):

- ✓ Datos meteorológicos
- ✓ Elección de la inclinación de los paneles
- ✓ Cálculo de la energía fotovoltaica teórica
- ✓ Cálculo de la energía fotovoltaica real esperada
- ✓ Cálculo del volumen trasegado, horas de funcionamiento y energía vertida a variador para cada frecuencia.
- ✓ Perfil de consumo eléctrico esperado tras la instalación en régimen isla.

4.2.2.1. Datos meteorológicos.

Los datos meteorológicos son los principales factores que condicionan la instalación o no, de una planta fotovoltaica, ya que estos condicionan la producción energética del sistema fotovoltaico y por tanto su rentabilidad. Los parámetros meteorológicos más importantes son: la irradiancia solar, temperatura ambiente y velocidad del viento.

En la actualidad existen fuentes de consulta de datos climáticos que permiten conocer la radiación solar de distintas zonas planetarias. Existen muchas bases de datos proporcionadas por distintas instituciones. A continuación, se mencionarán las tres fuentes de datos más conocidas a **nivel industrial** dentro del campo de la energía fotovoltaica. Estas son:

- ✓ **S@tel-light (www.satel-light.com)**: hace uso de las imágenes del satélite MetoSat, así como diferentes modelos para sacar los valores de radiación solar a nivel del suelo. Dicha base utiliza un período de estudio comprendido entre 1996-2000.
- ✓ **PV-GIS,JRC (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>)**: es una base de datos de radiación solar desarrollada por la Unión Europea. Los datos de radiación solar contenidos en dicha base, se han obtenido a partir de datos climáticos homogeneizados, utilizando modelos y técnicas de interpolación. Esta base, proporciona medias mensuales y un promedio anual de la irradiancia global en superficies horizontal y en superficies inclinadas.
- ✓ **Meteonorm (meteonorm.com)**: es un software comercial que ofrece la posibilidad de acceder a múltiples datos meteorológicos, como la irradiación, la temperatura, etc. de cualquier lugar del planeta. Meteonorm, utiliza las más de 8.325 estaciones meteorológicas ubicadas en todo el mundo para obtener los datos climáticos necesarios. Debido a que no se dispone de estaciones meteorológicas en todas las ciudades del planeta, necesita hacer uso de los satélites, en concreto utiliza cinco satélites geoestacionarios con cobertura mundial que le permite interpolar los datos meteorológicos de las estaciones y las imágenes del satélite para poder hallar los datos climáticos de los lugares donde no hay estaciones meteorológicas. El historial de datos de esta base de datos, se divide en dos: desde 1991-2010 se pueden obtener los datos de irradiación y desde 2000-2009 otros parámetros.

Para el caso de estudio, la planta solar fotovoltaica que alimentará la estación de bombeo se encuentra ubicada en la localidad de Chulilla, en la provincia de Valencia. Por tanto, se han tomado los datos meteorológicos de la ciudad de **VALENCIA**, más concretamente del **AEROPUERTO DE VALENCIA**.

Una vez determinada la ciudad de referencia de donde se tomarán los datos climáticos, se procede a analizar los datos de radiación solar aportados por las tres bases de datos mencionadas. A continuación, en Tabla 11, se presenta la radiación global en el plano horizontal en (Wh/m^2).

Tabla 11: Radiación Global en el Plano Horizontal (H_{Gh}) según las distintas bases de datos Solares.

Meses	Meteonorm 7.1	PV-GIS Climate-SAF PV-GIS	PV-GIS Classic PV-GIS	S@tel-light
	H_{Gh} (Wh/m^2)	H_{Gh} (Wh/m^2)	H_{Gh} (Wh/m^2)	H_{Gh} (Wh/m^2)
Enero	67.413	72.230	62.620	70.029
Febrero	81.519	91.000	77.560	95.732
Marzo	130.678	146.320	120.900	141.205
Abril	160.384	169.800	146.400	177.150
Mayo	198.033	208.940	183.520	202.461
Junio	209.367	225.600	193.200	211.380
Julio	216.493	232.810	198.710	225.153
Agosto	189.563	200.260	177.010	198.276
Septiembre	142.673	149.700	138.900	148.770
Octubre	107.617	115.630	105.090	120.342
Noviembre	67.662	79.980	65.400	75.540
Diciembre	58.948	62.620	53.630	61.721
Total Anual	1.630.350	1.754.890	1.522.940	1.727.759

Como se puede observar en la Tabla 11, la base de datos que resulta más restrictiva es una de las que proporciona PV-GIS, concretamente la base de datos Classic PV-GIS, con una producción anual de 1.522.940 kWh/m².

La base de datos Classic PV-GIS, ofrece datos meteorológicos más restrictivos que las otras bases de datos climáticas. Pero siguiendo las indicaciones del mismo programa PV-GIS, se ha decidido desestimarla para el estudio del objeto del proyecto. El motivo de esta decisión es que en la actualidad, el PV-GIS, proporciona dos bases de datos, Classic PV-GIS (la cual proporciona datos insitu) y la Climate-SAF (la cual proporciona datos procedentes del satélite). El mismo programa, recomienda el uso de la nueva base de datos Climate-SAF, ya que contiene datos más precisos con un error inferior al 5%

Una vez descartada la Classic-PV-GIS, la segunda base de datos de radiación más restrictiva es la ofrecida por el software Meteonorm 7.1. Por tanto, los datos meteorológicos que condicionarán la producción de la planta fotovoltaica de la estación de bombeo se han obtenido del Software Comercial Meteonorm 7.1, concretamente la ubicación de Valencia Aeropuerto. Seguidamente, se presenta en Tabla 12 y Figura 16, los datos meteorológicos mensuales para un año de: irradiación global en el plano horizontal, viento y temperatura. Meteonorm 7.1 permite obtener los datos meteorológicos tanto de forma mensual como horaria.

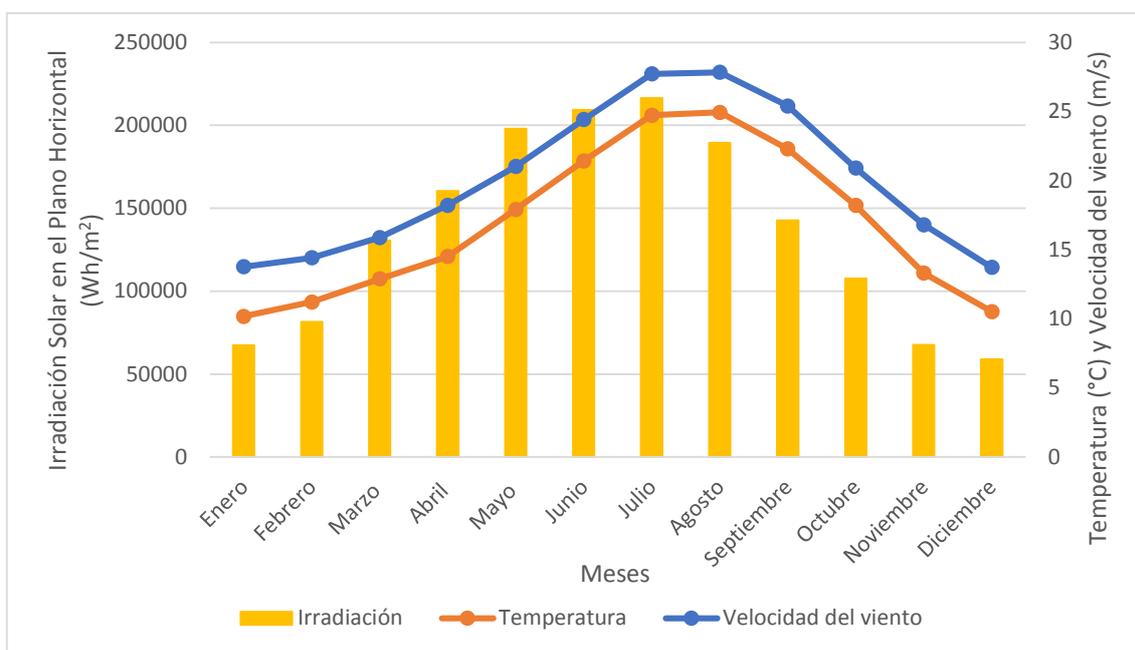


Figura 16: Datos meteorológicos mensuales proporcionados por Meteonorm 7.1.

Tabla 12: Datos mensuales de Valencia Aeropuerto según Meteonorm 7.1.

Meses	Irradiación en el Plano Horizontal	Temperatura promedio	Velocidad del viento promedio
	H_Gh (Wh/m ²)	°C	(m/s)
Enero	67.413	10,174	3,594
Febrero	81.519	11,219	3,199
Marzo	130.678	12,889	2,997
Abril	160.384	14,514	3,700
Mayo	198.033	17,921	3,099
Junio	209.367	21,431	2,993
Julio	216.493	24,732	2,994
Agosto	189.563	24,940	2,900
Septiembre	142.673	22,298	3,106
Octubre	107.617	18,204	2,702
Noviembre	67.662	13,306	3,500
Diciembre	58.948	10,529	3,194
Total Anual	1.630.350	16,846	3,165

4.2.2.2. Elección de la inclinación y orientación de los paneles.

Otro factor importante es la elección de la inclinación y orientación de los paneles. En este caso la orientación óptima por estar en el hemisferio norte es hacia el SUR, con un azimut de 0°C, por lo que respecta a la inclinación (β), la óptima viene determinada por la siguiente fórmula [5]:

$$\beta = 3,7 + 0,69 \cdot \text{Latitud} \quad [5]$$

Para el objeto el estudio, por tanto, la orientación óptima es SUR, con 0° azimut y la inclinación óptima es 30,88°. Pero en cambio, se ha elegido para el objeto de estudio una orientación SUR (0°azimut) y una inclinación de 15°. En este caso, basándose en el software comercial, **PV-SYST 5.0**, se ha buscado la orientación que favorezca la producción en verano, con unas pérdidas asumibles.

Se ha establecido este criterio, ya que las necesidades de bombeo son mayores en verano debido a que aumenta la demanda de regadío que abastece la estación de bombeo. A continuación, en la Figura 17 se muestra el gráfico de optimización.

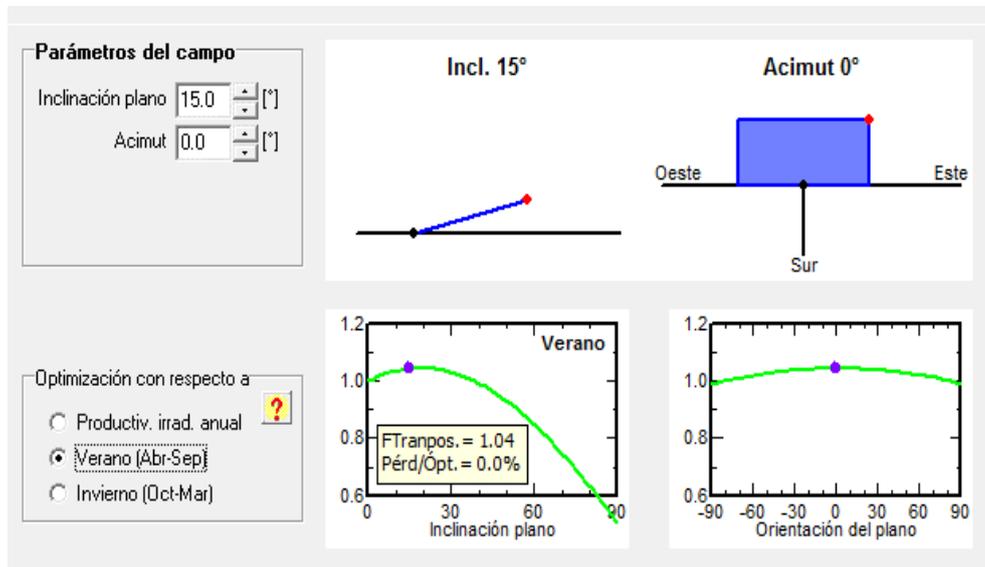


Figura 17: Optimización de la orientación de los paneles según PV-SYST 5.0.

Haciendo uso del mismo software, **PV-SYST 5.0**, se obtienen los datos de irradiación horaria para la inclinación del plano de estudio, en este caso 15°. En la Tabla 13 y la Figura 18 se muestran una comparativa de los datos meteorológicos obtenidos por el software **Meteonorm 7.1** y la irradiación en el plano inclinado.

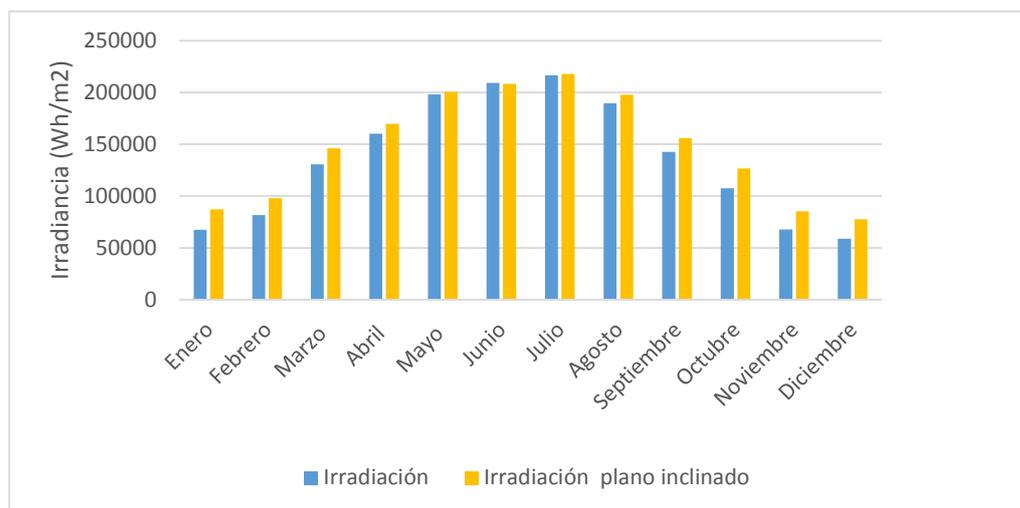


Figura 18: Comparativa de la irradiación en el Plano Horizontal y en el Plano Inclinado.

Tabla 13: Datos mensuales de irradiación para el Plano Horizontal y el Plano Inclinado.

Meses	PV-SYST 5.0	Irradiación en el Plano Horizontal
	Incl_Gh (Wh/m ²)	H_Gh (Wh/m ²)
Enero	87.134	67.413
Febrero	97.977	81.519
Marzo	145.932	130.678
Abril	169.777	160.384
Mayo	200.669	198.033
Junio	208.236	209.367
Julio	217.759	216.493
Agosto	197.737	189.563
Septiembre	156.053	142.673
Octubre	126.734	107.617
Noviembre	85.302	67.662
Diciembre	77.805	58.948
Total Anual	1.771.115	1.630.350

Como se puede observar en Tabla 13, y en la Figura 18, la irradiancia en el plano inclinado es mayor que en el plano horizontal (efecto perseguido precisamente con la inclinación del plano). Un ajuste de la inclinación del plano óptimo para todo el año habría supuesto mejoras aún mayores en los meses de invierno, pero a costa de una reducción de la irradiancia en el plano inclinado en los meses de mayo a julio, justo cuando la producción posible es mayor y cuando mayor es la demanda.

4.2.2.3. Cálculo de la energía fotovoltaica teórica.

Una vez conocidos los datos climáticos en el plano de estudio, se procede a calcular la potencia fotovoltaica teórica que proporcionará el campo solar fotovoltaico.

Para poder calcular esta potencia teórica, previamente se calcula la temperatura de la célula fotovoltaica, para ello, se procede a utilizar la siguiente fórmula [6]:

$$T_c = \frac{G}{G^*} (T_1 \cdot e^{b v_v} + T_2) + T_a + \frac{G}{G^*} \Delta T \quad [6]$$

Dónde:

G es la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico (W/m^2).
Plano inclinado a 15° .

T_c es la temperatura de la célula ($^\circ C$).

T_a es la temperatura ambiente.

*G** es la irradiancia en STC, $G^*=1kW/m^2$.

V_v es la velocidad del viento (m/s).

Los valores ΔT , T_1 , T_2 y b son parámetros empíricos según el tipo de módulo e instalación. Estos se presenta la Tabla 14, donde se indican los valores utilizados:

Tabla 14: Parámetros empíricos según módulo e instalación.

Tipo de módulo	T1	T2	b	ΔT
Vidrio/ Tedlar	19,6	11,6	-0,223	3,0

Seguidamente, en Figura 19 se presentan los datos promedios mensuales de la temperatura de la célula que se alcanzan.

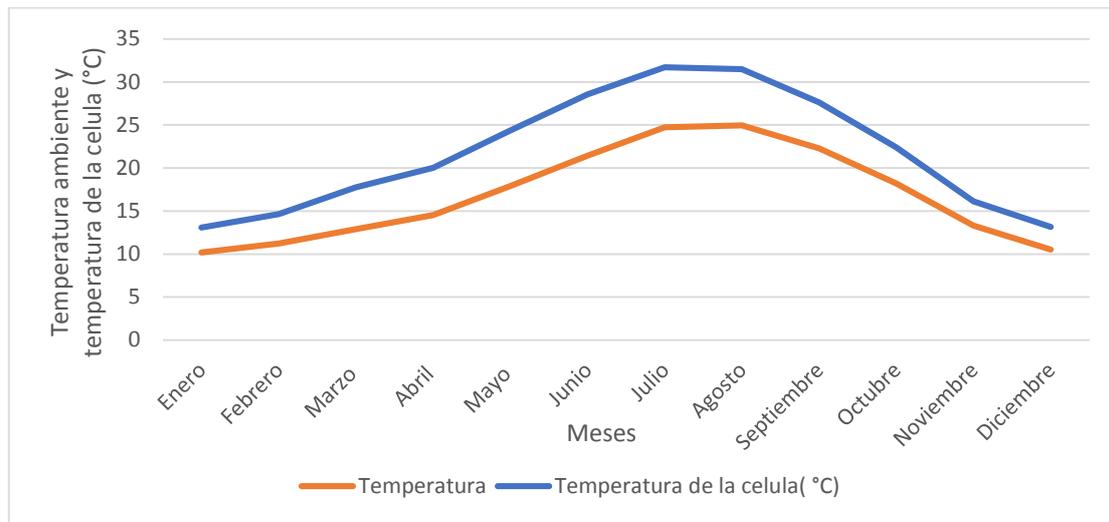


Figura 19: Promedio temperatura mensual que alcanza la célula fotovoltaica en comparación con la temperatura ambiente.

Una vez hallada la temperatura de la célula se procede a calcular la potencia teórica fotovoltaica, mediante la siguiente fórmula [7]:

$$P_m = P_m^* \frac{G}{G^*} [1 - \delta(T_c - T_c^*)] \quad [7]$$

Dónde:

G es la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico.

G^* es la irradiancia en STC, $G^*=1kW/m^2$.

T_c es la temperatura de la célula.

T_c^* es la temperatura en STC, $T_c^*=25^\circ C$.

δ es el coeficiente de variación de la potencia con la temperatura.

P_m^* es la potencia nominal en condiciones estándar STC.

P_m es la potencia teórica.

En este caso, es necesario haber elegido un panel fotovoltaico ya que el coeficiente de variación de la temperatura es un parámetro que depende de las características técnicas del panel, para el caso de estudio se ha elegido un panel solar de 250 Wp, cuyo coeficiente de temperatura de potencia es $-0.42\%/^\circ C$. En puntos posteriores, se indicará marca, modelo y características técnicas. Destacar que la potencia teórica por panel junto con la potencia pico requerida para el subcampo de 228 kWp, permiten calcular el número de paneles necesarios, ascendiendo para cada subcampo a 912 paneles.

A continuación, en Figura 20, se muestran los valores mensuales de energía fotovoltaica teórica esperada para los datos climáticos introducidos, para cada subcampo analizado.

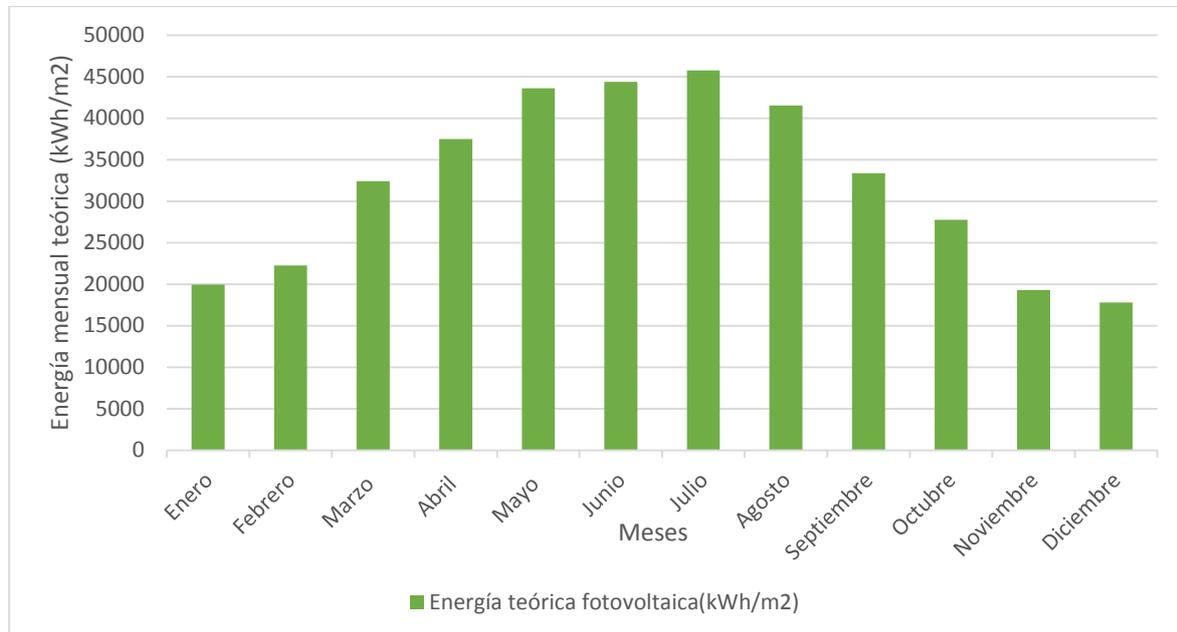


Figura 20: Energía teórica mensual fotovoltaica esperada.

4.2.2.4. Cálculo de la energía fotovoltaica real esperada.

Para calcular la energía fotovoltaica real esperada, se debe afectar a la energía fotovoltaica teórica por un coeficiente de rendimiento global o performance ratio.

A la hora de realizar el mantenimiento de una planta fotovoltaica, resulta útil conocer el performance ratio mensual, para el caso de estudio, mediante la simulación con el software PV-SYS 5.0 se ha obtenido la producción energética anual que aportaría el campo, siendo ésta 303.151 kWh. A continuación, se procede a corregir el valor de energía teórica obtenido anual que es de 385.689,056 kWh por un rendimiento global o performance ratio anual de 0,786 para que al final la energía fotovoltaica real esperada coincida con la obtenida a través de la simulación con PV-SYST 5.0. Por tanto, con esta modificación, se obtiene la energía real horaria para el subcampo estudiado durante un año.

Se considera el valor de producción anual aportado por la simulación como valor real, ya que el software contempla todas las pérdidas existentes en una planta fotovoltaica. Pérdidas que se detalla a continuación:

- *Pérdidas por incumplimiento de la potencia nominal.*

Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, *STC*, presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV de potencia nominal, P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$, $P^* \pm 5\%$ o $P^* \pm 10\%$.

- *Pérdidas de mismatch o de conexionado.*

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que, si se conectan dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV, así como la utilización de diodos de “bypass”.

- *Pérdidas por polvo y suciedad.*

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Cabría destacar dos aspectos: por un lado, la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves) da lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

- *Pérdidas angulares y espectrales.*

La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, *STC*, que, además de 1000 W/m^2 de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante, en la operación habitual de un módulo FV ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 90° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a menores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado, los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos. Esto es, la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células FV dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

- *Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado.*

Tanto en la parte CC como en la parte CA (desde la salida de los variadores de frecuencia hasta los contadores de energía) de la instalación se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se reducen tanto como es factible dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.

Para el caso que nos ocupa, las pérdidas debidas a los elementos de protección como fusibles, interruptores, disyuntores, y bornes de conexión, etc, se pueden cifrar aproximadamente en un 1,5-2%, suma de CC y CA, ya que se diseña para ese rango de caída de tensión.

- *Pérdidas por temperatura.*

Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10 °C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos FV depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente y velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que, por ejemplo, a igualdad de irradiación solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío.

- *Pérdidas por rendimiento CA/CC de los variadores de frecuencia.*

Los variadores de frecuencia fotovoltaicos se pueden caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación.

Es importante seleccionar un variador de frecuencia de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del variador de frecuencia en función de la potencia del generador FV.

- *Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV.*

El variador de frecuencia fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador FV y tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Un problema adicional puede surgir cuando hay sombras sobre el generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva IV y el variador de frecuencia operar en un punto que no es el de máxima potencia.

- *Pérdidas por sombreado del generador FV.*

Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día sobre el generador FV que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas en primer lugar por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a las que puedan dar lugar.

En lo referente a pérdidas por sombreado, éstas sólo se deben a sombras entre filas de módulos, puesto que la instalación está ubicada en un terreno llano donde no existen edificios ni árboles circundantes que pudieran proyectar otras sombras sobre el campo fotovoltaico. Estas pérdidas por sombreado, calculadas mediante la aplicación del software PV-SYST, son del 1.2%.

Para el cálculo de distancias entre filas de módulos sobre superficie horizontal se utilizará el criterio siguiente:

- La distancia d , medida sobre la horizontal, entre filas de módulos de altura h , que puedan producir sombras sobre la instalación, deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión [8] y la Tabla 15:

$$d = \frac{h}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})}; k = \frac{1}{\operatorname{tg}(61^\circ - \text{latitud})} \quad [8]$$

Tabla 15: Tabla de valores k según latitudes.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	44°	45°
k	1,6	2,246	2,475	2,747	3,078	3,280	3,487

Para el caso de estudio, para tener una diferencia de alturas aproximada entre la arista superior de una fila y la inferior de la siguiente de 5,31 m, la distancia para cumplir con este criterio será de 2,60 m.

Además de las pérdidas consideradas anteriormente puede haber otras específicas para cada instalación, como pueden ser: los tiempos de paradas de los variadores de frecuencia por mantenimiento, mantenimientos reglamentarios, inspecciones reglamentarias, averías o mal funcionamiento, los efectos de la disminución del rendimiento de los módulos FV a bajas irradiancia, etc.

A continuación, se presenta, en la Tabla 16, Tabla 17 y Tabla 18, la producción mensual del subcampo estudiado, así como otros parámetros de relevancia de la planta fotovoltaica.

Tabla 16: Valores de producción del subcampo estudiado.

Meses		Energía producible bruta (kWh)	Energía específica nominal (kWh/kWp)	Energía producida bruta (kWh)	Energía específica real (kWh/kWp)
Enero	1	15.680	69	8.662	38
Febrero	2	17.488	77	11.159	49
Marzo	3	25.486	112	18.961	83
Abril	4	29.470	129	22.867	100
Mayo	5	34.282	150	27.137	119
Junio	6	34.892	153	27.919	122
Julio	7	35.987	158	29.415	129
Agosto	8	32.648	143	26.632	117
Septiembre	9	26.226	115	20.193	89
Octubre	10	21.826	96	15.189	67
Noviembre	11	15.174	67	8.109	36
Diciembre	12	13.995	61	6.862	30
Totales		303.152	1.330	223.107	979
Media		46.639	205	34.324	151

La energía específica nominal y la energía específica real, son los valores respectivamente de energía producible como de energía producida bruta, divididas por la potencia nominal del subcampo fotovoltaico, en este caso 228kWp.

Tabla 17: Valores relativos al funcionamiento del subcampo estudiado.

Meses		Horas de funcionamiento	Potencia Nominal media (kW)	Horas de utilización a Potencia Nominal	Factor de utilización
Enero	1	90	96	48	0,53
Febrero	2	111	101	62	0,56
Marzo	3	170	112	105	0,62
Abril	4	191	120	127	0,67
Mayo	5	224	121	151	0,67
Junio	6	231	121	155	0,67
Julio	7	242	122	163	0,68
Agosto	8	229	116	148	0,65
Septiembre	9	186	109	112	0,60
Octubre	10	146	104	84	0,58
Noviembre	11	83	98	45	0,54
Diciembre	12	75	91	38	0,51
Totales		1.978	-----	1.239	----
Media		304	113	191	0,63

Las horas de utilización a potencia nominal se definen como las horas de funcionamiento para las que los variadores de frecuencia deberían estar funcionando a potencia nominal, es decir, representan la relación entre la energía bruta producida y la potencia nominal del variador de frecuencia.

Tabla 18: Rendimientos y performance ratio del subcampo fotovoltaico estudiado.

Meses		Performance Ratio (%)	Producida /Producible (%)	Rendimiento Energético Global (%)
Enero	1	79%	55%	44%
Febrero	2	78%	64%	50%
Marzo	3	77%	74%	57%
Abril	4	76%	78%	59%
Mayo	5	75%	79%	59%
Junio	6	73%	80%	59%
Julio	7	72%	82%	59%
Agosto	8	72%	82%	59%
Septiembre	9	74%	77%	57%
Octubre	10	76%	70%	53%
Noviembre	11	78%	53%	42%
Diciembre	12	79%	49%	39%
Totales		75%	74%	55%
Media		76%	70%	53%

Se debe destacar que el performance ratio representado en Tabla 18, se ha calculado como la relación entre la energía específica nominal mensual y la irradiación en el plano inclinado 15° mensual. De esta forma se obtiene el verdadero performance ratio del subcampo estudiado. Comparándose los valores de la Figura 21 obtenida de la simulación, en la que se representan los performance ratios simulados, éstos prácticamente coinciden con los de la Tabla 18.

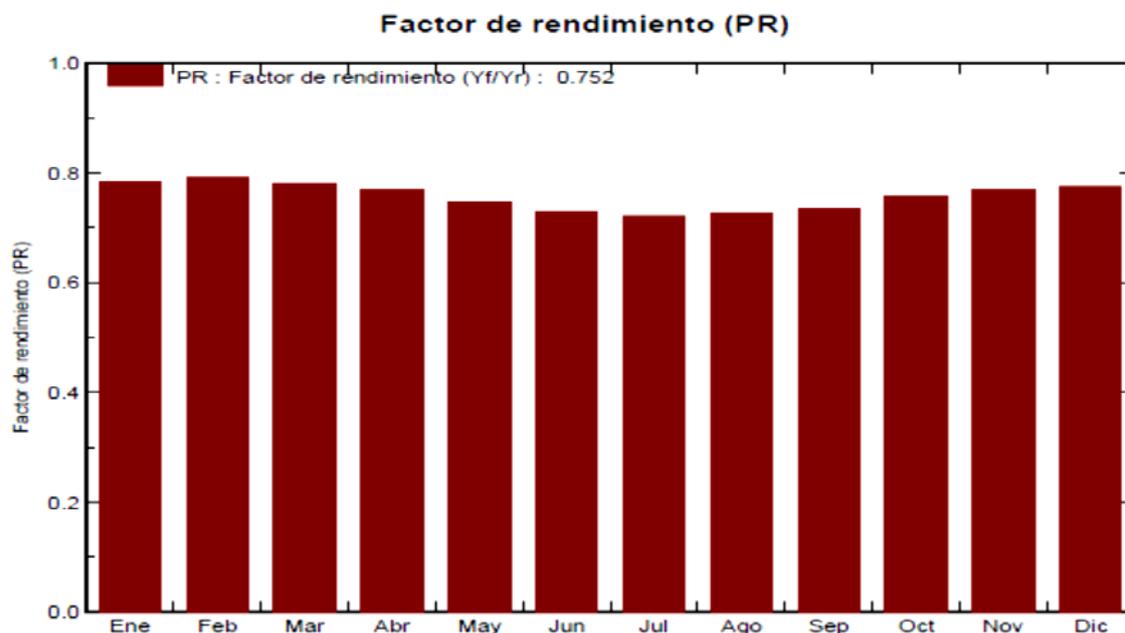


Figura 21: Performance Ratio mensuales del subcampo de 228kWp estudiado.

Como se ha indicado en todo momento los resultados obtenidos corresponden a un subcampo de 228 kWp de los dos a instalar (con igual potencia pico), cada uno alimentará una de las dos bombas consideradas en el proyecto. Interesa también, por tanto, conocer cuál es la producción anual de toda la planta fotovoltaica de 456 kWp. Seguidamente en la *Figura 22*, *Figura 23*, *Figura 24* y *Figura 25* se presentan gráficamente los resultados obtenidos.

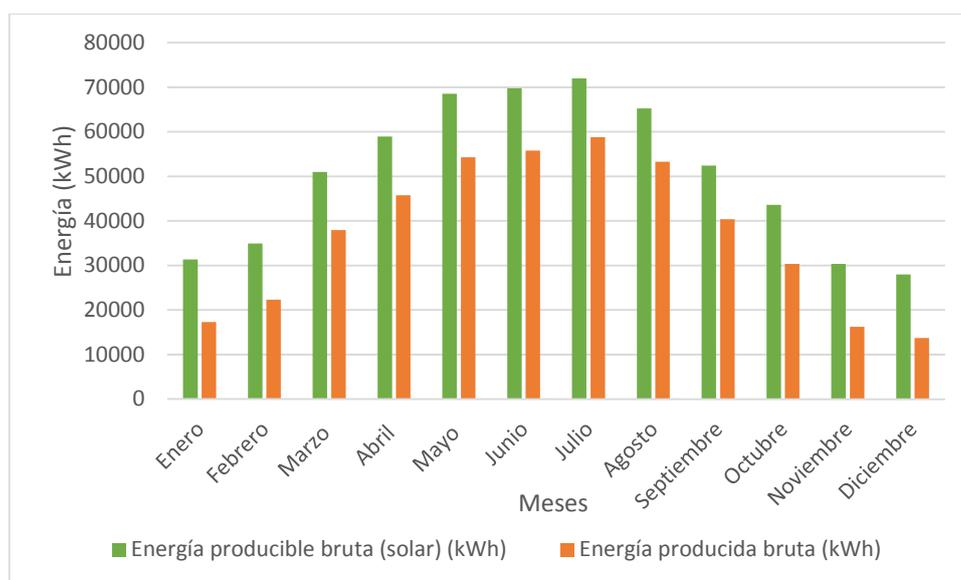


Figura 22: Relación energía producible bruta y energía producida bruta para la planta fotovoltaica de 456kWp.

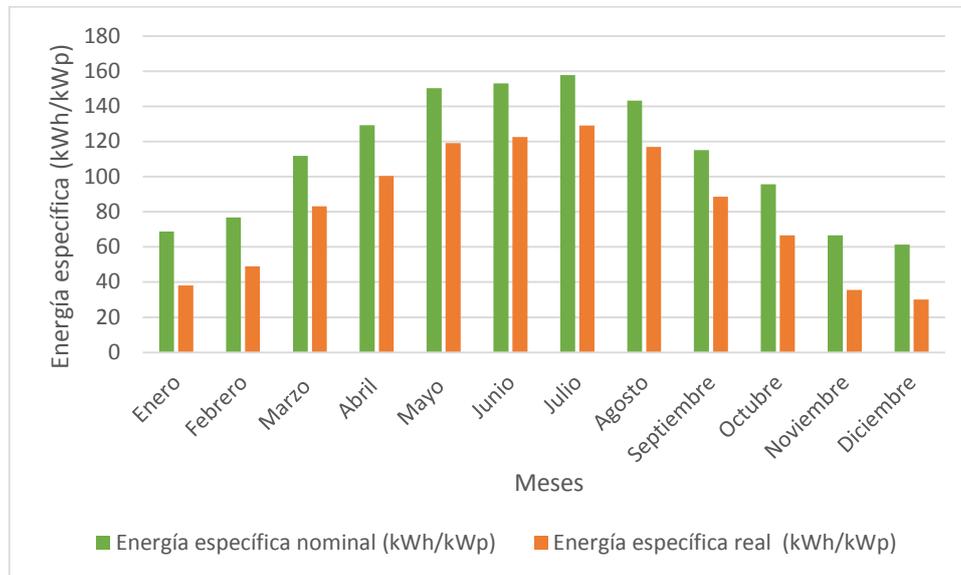


Figura 23: Relación energía específica nominal y específica real para la planta de 456kWp.

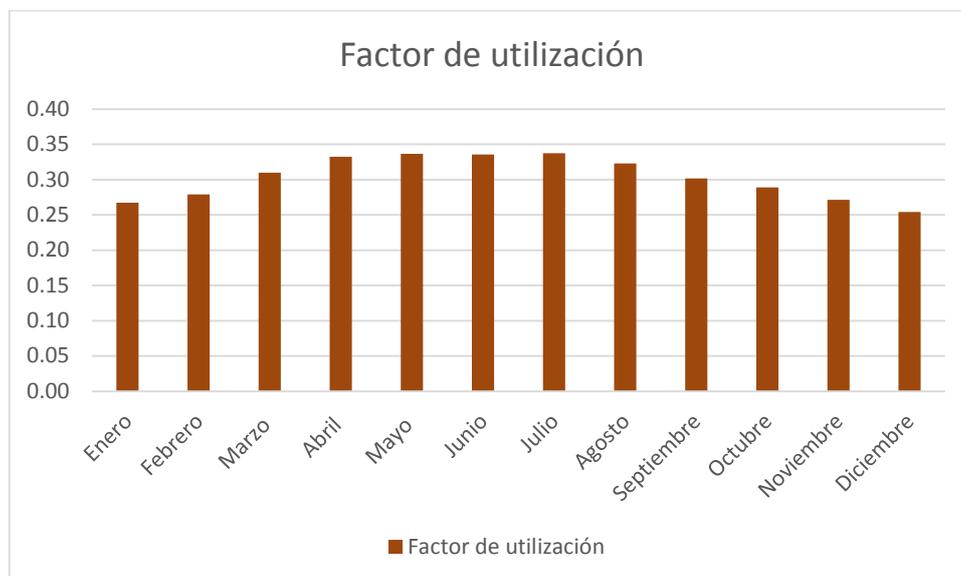


Figura 24: Factor de utilización para la planta fotovoltaica de 456kWp.

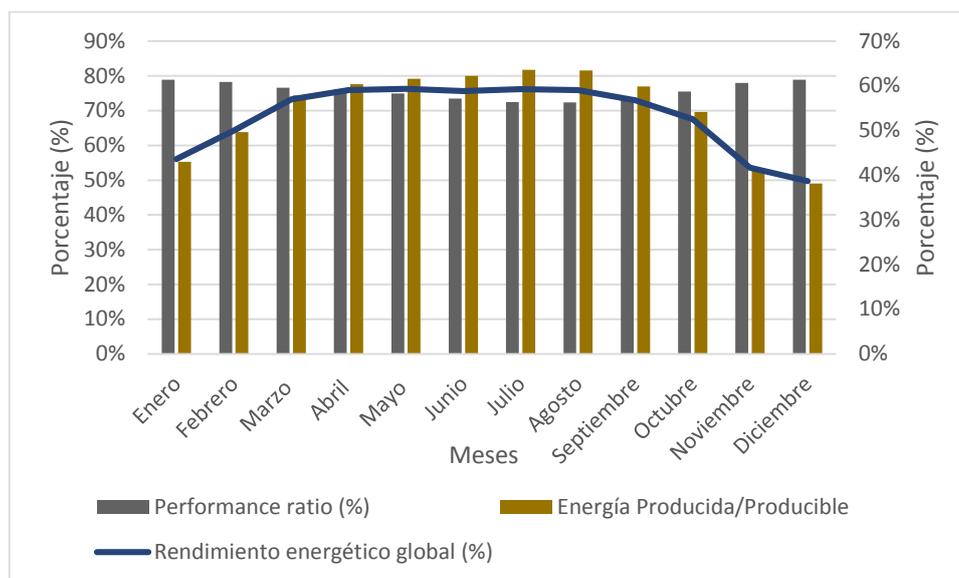


Figura 25: Rendimientos para la planta fotovoltaica de 456 kWp.

Como se puede apreciar, la producción es el doble, y los rendimientos se mantienen en la misma proporción que cuando se tiene un solo subcampo.

4.2.2.5. Cálculo del volumen trasegado, horas de funcionamiento para cada frecuencia.

Seguidamente, se detalla el funcionamiento del variador de frecuencia de un subcampo. El funcionamiento de los dos variadores será idéntico ya que los campos que los alimentan tienen la misma potencia pico, por lo que basta con estudiar uno.

Partiendo de la energía que aporta el subcampo fotovoltaico hora a hora y conociendo por otra parte el comportamiento de la estación de bombeo para operar en el rango de 42-53Hz, se procede a la obtención de las horas de funcionamiento de la instalación, así como el volumen trasegado en la misma. Las horas de funcionamiento a una determinada frecuencia, así como el caudal bombeado a esa frecuencia se determina de la siguiente forma: por una parte, se conoce el rango de potencia activa necesaria para que funcionen las bombas en cada frecuencia y por otro lado se conoce la producción horaria del campo. Con esta información, para los períodos en los que el campo fotovoltaico esté produciendo en un rango de potencia concreto que corresponde a una frecuencia de operación del grupo inversor-motor, se bombea el caudal que proporciona la bomba a esa frecuencia, y se contabilizan las horas.

A continuación, se representan en la Figura 26 las horas de funcionamiento anual para cada frecuencia. Como se puede observar en el mismo gráfico, se tienen las mayores horas de funcionamiento para una frecuencia correspondiente a caudales elevados, con un pico máximo en 51 Hz de 248 horas anuales. Es importante destacar también la gran cantidad de horas que funciona la instalación a bajas frecuencias, habiendo dos picos de funcionamiento destacado comprendido entre las frecuencias de 43Hz y 44Hz. Funcionando a bajas frecuencias se garantiza que en las puestas de sol y en el alba la estación de bombeo está funcionando, siendo el cómputo anual de 846 horas de

funcionamiento (en el rango de frecuencias comprendido entre 42-47Hz) de un total de 1.978 horas anuales.

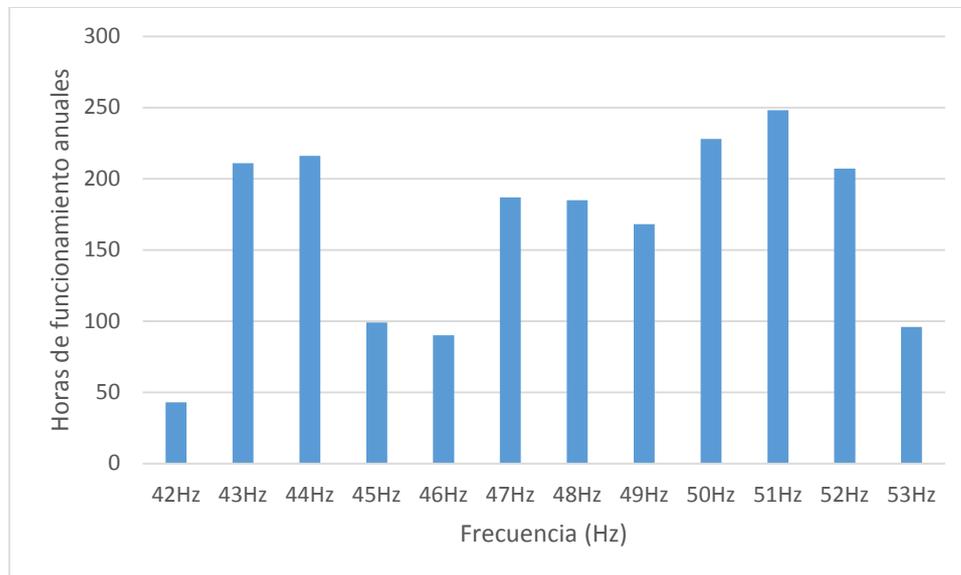


Figura 26: Horas de funcionamiento anual para cada frecuencia.

Aunque las horas de funcionamiento sean altas para baja frecuencias, se tiene una gran desventaja ya que a esas bajas frecuencias el volumen trasegado es menor, como se puede ver en la Figura 27. En cambio, a frecuencias cercanas a la nominal se tiene un mayor volumen trasegado con menos horas de funcionamiento, este caso se producirá en las horas de mayor producción solar del subcampo fotovoltaico. Anualmente se estima un volumen trasegado total de $1.628.521\text{m}^3$ por bomba, siendo el volumen trasegado total de la estación de bombeo es de $3.257.042\text{m}^3$.

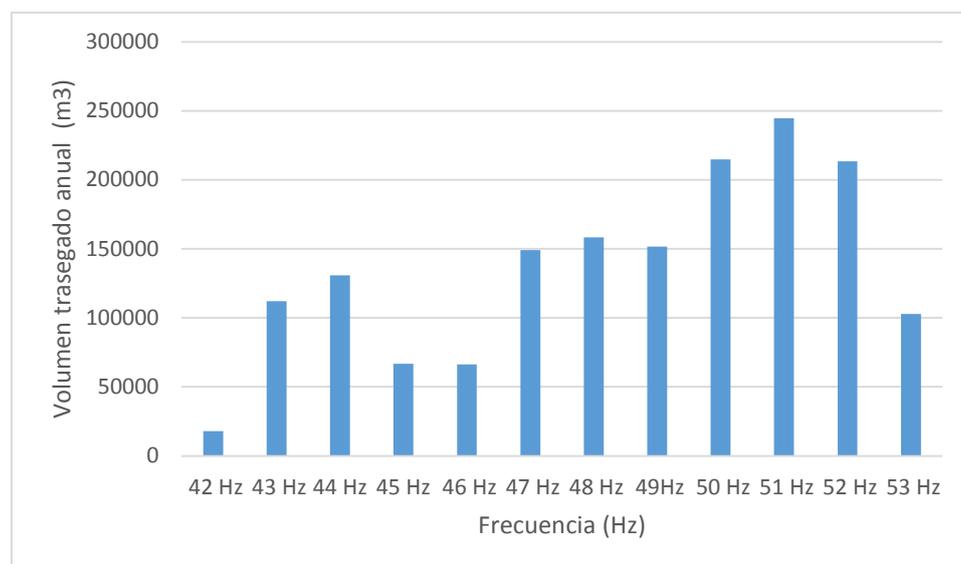


Figura 27: Volumen trasegado anual por frecuencias (Hz).

4.2.2.6. Perfil de consumo esperado tras la instalación en régimen isla.

Una consecuencia que se deriva la introducción de la planta solar fotovoltaica, es, por una parte, la reducción del consumo eléctrico procedente de la red, ya que dos de las seis bombas pasarán a ser accionadas por la planta fotovoltaica. Como sistema de apoyo, se plantea por parte de la propiedad, mantener 4 bombas del grupo original de 6 continúen alimentadas desde la red eléctrica. A continuación, en la Tabla 19, se muestra el aporte que debe realizar la red, atendiendo al perfil actual de consumo.

Tabla 19: Consumo eléctrico esperado que aporte la red para cubrir la actual demanda.

Meses	Días	Período Punta (kWh)	Período Llano (kWh)	Período Valle (kWh)	Consumo mensual (kWh)
Enero	31	16	33	1.286	1.335
Febrero	28	16	31	1.459	1.505
Marzo	31	17	33	1.600	1.650
Abril	30	18	37	2.788	2.843
Mayo	31	16	32	3.372	3.420
Junio	30	16	32	3.134	3.182
Julio	31	18	37	4.900	4.955
Agostos	31	18	36	4.662	4.715
Septiembre	30	17	35	3.194	3.246
Octubre	31	17	35	2.511	2.562
Noviembre	30	15	31	1.224	1.270
Diciembre	31	20	41	314	376
Consumo anual por periodo(kWh)		202	413	30.444	31.058

Otra consecuencia, es la reducción el término de potencia contratada, pasando de tener respectivamente por periodo: Punta 15 kW, Llano 15 kW y Valle 270 kW, a contratar respectivamente: Punta 15 kW, Llano 15 kW y Valle 112 kW. Todos esto factores se han considerado a la hora de realizar el estudio económico y de viabilidad.

4.2.2.7. Emisiones de CO₂ para el nuevo perfil de consumo.

Debido a que la Planta Solar Fotovoltaica, necesitará de un sistema de apoyo (la red eléctrica) para poder cubrir la demanda actual, por tanto, no se podrán evitar las emisiones de CO₂ previstas en el capítulo anterior que ascendían a 299,58 tonCO₂.

A continuación, en Tabla 20 se muestra el porcentaje que se emite respecto de las previsiones.

Tabla 20: Porcentaje de emisiones de CO₂ emitidas respecto a las previstas que se dejasen de emitir .

Mes	Emisiones CO ₂ (ton CO ₂)		
	Previsión de emisiones a dejar de emitir	Porcentaje que se deja de emitir respecto de la previsión	Porcentaje que se emite respecto de la previsión
Enero	12,875	93,27 %	6,73 %
Febrero	14,521	93,27 %	6,73 %
Marzo	15,910	93,27 %	6,73 %
Abril	27,420	93,27 %	6,73 %
Mayo	32,984	93,27 %	6,73 %
Junio	30,697	93,27 %	6,73 %
Julio	47,794	93,27 %	6,73 %
Agosto	45,479	93,27 %	6,73 %
Septiembre	31,308	93,27 %	6,73 %
Octubre	24,716	93,27 %	6,73 %
Noviembre	12,247	93,27 %	6,73 %
Diciembre	3,622	93,27 %	6,73 %
Total anual	299,58	93,27 %	6,73 %

4.3. Descripción general de la Planta Solar de Bombeo

4.3.1. General

La instalación solar fotovoltaica que se proyecta dispondrá de una potencia fotovoltaica de 456 kWp. Asimismo, la misma se completa con una serie de instalaciones para la gestión y control de la energía generada, e interconexión con la red interior de suministro eléctrico del sistema de motobombas del consumidor. La instalación solar fotovoltaica operará en isla, sin ningún tipo de fuente auxiliar, gracias al variador de frecuencia, quién será responsable de generar una red propia, tensión y frecuencia alterna trifásica, a partir del generador fotovoltaico.

La instalación se ha proyectado en base a una instalación interconectada, formada por un generador fotovoltaico de corriente continua, de 456 kWp, junto con un inversor que hace posible el acoplamiento directo del generador fotovoltaico con los motores eléctricos trifásicos de la aplicación del sistema de riego del Cliente.

El equipo electrónico del inversor solar consta de una tarjeta de control que realiza el seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, un variador de frecuencia que suministra potencia alterna a los motores eléctricos, protecciones que garantizan la maniobra segura del equipo, así como de señales de entrada para la sensorización y control de la instalación.

Los principales componentes de la instalación solar fotovoltaica que se describe en este documento, y sus características principales se indican en los siguientes puntos.

4.3.2. Generador Fotovoltaico

El generador fotovoltaico estará constituido por un conjunto de módulos formados por células fotovoltaicas de silicio encapsuladas en soportes cristalinos e interconectadas en serie. Los módulos irán montados sobre una estructura bastidor de acero galvanizado en caliente.

Las ramas fotovoltaicas del generador estarán orientadas hacia el sur y serán de orientación fija, no disponiendo por lo tanto de sistema de seguimiento solar automático.

Las ramas se interconectarán a través de cajas de conexión, las cuales cuentan con los elementos de protección y de corte necesarios para mantener la seguridad y posibilitar las labores de mantenimiento de las mismas.

La estructura soporte de módulos será de perfilería de acero galvanizado en caliente de alta resistencia diseñada para resistir, con los módulos montados, las sobrecargas de viento y nieve. Dichos perfiles estructurales serán de acero, con una calidad mínima de S235-275JR.

Estas estructuras, en adelante denominadas “mesas”, que soportan las ramas fotovoltaicas, estarán constituidas por pórticos, correas y riostras de acero galvanizado en caliente de unas dimensiones aproximadas de 3.200 mm de anchura, 1.300 mm de altitud y 24.000 mm de longitud, con un espesor de galvanizado variable, asegurando en todo momento su vida útil para 30 años.

La tornillería será de acero inoxidable calidad A2 clase 70.

La estructura irá hincada directamente sobre el terreno, con regulación fina E-O y regulación basta N-S. Cada mesa contendrá 24 módulos fotovoltaicos dispuestos verticalmente, conformando una

matriz de 12 columnas por 2 filas. Cada módulo fotovoltaico dispondrá de cuatro puntos de sujeción a la estructura mediante perfilera de aluminio de calidad EN AW-6063.

El resumen de las características básicas de la instalación es el siguiente:

• Tipo de módulo	Policristalino
• Marca módulo	NEO SOLAR
• Potencia del módulo (Wp)	250
• Tensión módulo STC (Vmpp)	30,34
• Potencia del PSF (kWp)	456
• Nº módulos fv	1.680
• Intensidad por rama (Impp)	8,24
• Nº módulos por rama	24
• Nº de ramas	76
• Nº variador de frecuencia	2
• Modelo de variador de frecuencia	SD700SP
• Potencia nominal variador de frecuencia (kVA)	190
• Conexión eléctrica	Trifásica

4.3.3. Variadores de Frecuencia

El generador fotovoltaico proporciona corriente continua a tensión cuasi constante, y una intensidad proporcional a la radiación solar.

Estos valores de tensión e intensidad generados no son adecuados para hacer funcionar directamente los motores de corriente alterna trifásica.

Es necesario, por tanto, un equipo electrónico que convierta la potencia eléctrica de corriente continua recibida del generador fotovoltaico a potencia de corriente alterna: este equipo es el Variador de Frecuencia, también denominado convertidor o variador de velocidad.

El variador ajusta la potencia que el sistema es capaz de solicitar al generador fotovoltaico, y por tanto la potencia que puede transmitir a los motores eléctricos. Por tanto, para el caso que nos ocupa, disponer de una potencia de generación mayor a la que puede solicitar el variador, permite que, prácticamente con los primeros rayos de sol del amanecer y del atardecer, el sistema es capaz de hacer funcionar el motor.

Los variadores de frecuencia incorporan un sistema de control que incorpora un algoritmo de seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico. Este circuito permitirá actuar sobre el variador de frecuencia trifásico para modificar el punto de trabajo de los motores eléctricos en función de la energía disponible.

Mediante el algoritmo de seguimiento, se conseguirá, en todo momento, que el sistema trabaje en su punto óptimo de funcionamiento, regulando la potencia absorbida por los motores eléctricos acorde a la radiación incidente y consecuentemente a la energía disponible. El objetivo primordial del sistema es aprovechar al máximo la energía diaria que suministrará el generador fotovoltaico. El sistema adecuará el punto de funcionamiento del generador fotovoltaico de modo que siempre se obtendrá la mayor potencia posible.

Además, en este sistema se encuentran instalados también los elementos necesarios de protección y maniobra, como el interruptor general y los relés de protecciones de la interconexión.

4.3.4. Sistema de Corriente Alterna

La corriente alterna convertida por el variador de frecuencia permitirá accionar los correspondientes motores asociados a cada una de las bombas.

4.4. Descripción de las principales características técnicas y funcionamiento de la Planta Fotovoltaica

4.4.1. Sistema de Obra Civil

La instalación de 456 kWp dispone de un generador de módulos fotovoltaicos que tiene unas dimensiones aproximadas de 7.338 m², ocupando una superficie bruta aproximada de 2.866m². La parcela dispone de una calificación urbanística y medioambiental adecuada para construir en ella la instalación proyectada.

La parcela dispone de acceso directo desde un vial público, con carácter municipal.

La parcela se encuentra a la misma cota que el vial de acceso, sin ningún tipo de desnivel. La parcela deberá estar desbrozada y libre de maleza de todo tipo.

Los módulos fotovoltaicos se dispondrán aproximadamente en 24 filas, cada una de las cuales estará compuesta por un número de ramas alineadas variable de 24 módulos cada una, conectados en serie.

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos se hincará directamente sobre el terreno, no siendo necesaria ejecución de obra civil para ello. En su dimensionado se han tenido en cuenta las Normas Básicas del Eurocódigo de la Edificación que le afectan, y se ha calculado su resistencia al vuelco, al deslizamiento y al hundimiento, así como la resistencia de los módulos a las sobrecargas de la nieve y el viento.

Todo el terreno estará vallado en su perímetro, colocando los pinchos del vallado hacia el interior de la misma.

Las vías para el acceso de materiales deberán permitir el transporte, en camión, de los módulos fotovoltaicos y demás elementos pesados hasta el local. Se dispondrá de un vial perimetral con unas dimensiones aproximadas variables de 1,5-3 ml.

Se realizarán cimentaciones para los báculos y soportes empleados para el sistema anti intrusión perimetral junto con el uso de proyectores integrados únicamente para este uso, si procede.

Los variadores de frecuencia se encontrarán ubicados en la Sala de Máquinas de la estación de bombeo del Cliente.

Existirá un sistema portátil de extinción de incendios, formado por extintores móviles, que serán colocados sobre peanas destinadas a tal fin. Se instalarán extintores de polvo ABC polivalente de eficacia 89 B y de CO₂ de eficacia 21A-113B-C.

4.4.2. Sistema de Baja Tensión de Corriente Continua

4.4.2.1. Módulos Fotovoltaicos

Se han seleccionado módulos de alto rendimiento fabricados por NEO SOLAR POWER, de 250 Wp de potencia máxima, modelo D6P 250 B3A. Estarán formados por 60 células policristalinas de 1.638 x 993 mm de alta eficiencia, capaces de producir energía con tal sólo un 4-5% de radiación solar, conductores eléctricos de cobre plano bañado en una aleación de estaño-plata, que mejora la soldabilidad y soldadura de células y conductores por tramos, para liberación de tensiones.

Gracias a su construcción con marcos laterales de aluminio anodizado y el frontal de vidrio, de conformidad con estrictas normas de calidad, y su resistencia a las sobrecargas originadas por el viento y la nieve, estos módulos soportarán las inclemencias climáticas más duras, funcionando eficazmente sin interrupción durante su larga vida útil. El módulo fotovoltaico soportará cargas de nieve y viento de 5.400 Pa.

La caja de conexiones, con grado de protección mínimo IP 67, admitirá cables de hasta 6,0 mm² (AWG 8). Incluirán tres diodos de by-pass, siendo estos intercambiables gracias a que el sistema de uniones de montaje no presentará soldaduras ya que todos los contactos eléctricos se realizarán por presión, evitando así la posibilidad de soldaduras frías. El cableado tendrá una longitud mínima de 1,0 m e incluirá conectores rápidos MC o similar anti-error.

- Cubierta: Vidrio templado.
- Encapsulante: Acetato de etilenvinilo.
- Dorso: Película de composite blanco.
- Marco: Aluminio.

4.4.2.1.1. Características eléctricas de los módulos fotovoltaicos

- Potencia máxima (+3 %) 250Wp
- Corriente en el punto de máx potencia. 8,24 A
- Tensión en el punto de máx potencia 30,34 V
- Corriente de cortocircuito 8,69 A
- Tensión de circuito abierto 37,33 V
- Nº de células 60
- Tensión máxima módulos 1.000 V.
- Eficiencia 15,4%.

Medidas en las siguientes condiciones (CEM):

- Temperatura de célula 25°C
- Radiación 1.000 W/m²
- Espectro AM 1.5

4.4.2.1.2. Características físicas de los módulos fotovoltaicos

- Longitud: 1.640 mm.
- Anchura: 992 mm.
- Espesor: 40 mm.
- Peso: 18,5 Kg

Los módulos seleccionados cumplirán las siguientes características:

- Todos los módulos fv deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:2006 y UNE-EN 61730-2:2007 para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino de uso terrestre (o su equivalencia europea ó americana), así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.
- Todos los módulos fv que formarán parte de la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño deberá garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa.
- Registro TÜV (Registro de cualificación).
- Obligatoriedad marcado indeleble CE (obligatoriedad comercialización de productos en la Unión Europea).
- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Los módulos fotovoltaicos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales. La caja de conexiones dispondrá de un grado de protección mínimo IP67.
- Se verificará que ningún módulo presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante (defectos inspección visual definidos según Norma UNE-EN 61215:2006).
- Potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar comprendidas en el margen del +5% de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Estructura del generador (marco del módulo fotovoltaico) conectada a tierra.

4.4.2.2. Estructura soporte de los módulos fotovoltaicos

La estructura soporte de módulos estará calculada de acuerdo a EuroCódigo y Código Técnico de la Edificación.

La estructura de fijación será monoposte de perfilería de acero galvanizado en caliente, con secciones estándar de construcción. Se cumplirá con las normas europeas para su fabricación.

Este tipo de estructura asegura una fijación resistente al viento y a la corrosión durante los 30 años de vida esperada del sistema.

El anclaje de la estructura sobre el terreno se realizará mediante pilotaje de la misma, dimensionada para contrarrestar la carga de viento y nieve indicada en el apartado de acciones del EuroCódigo.

Toda la tornillería será de acero inoxidable cumpliendo la Norma MV-106.

Con objeto de evitar la creación de par galvánico en el contacto entre el módulo fotovoltaico y estructura (aluminio y acero), se intercalará algún tipo material que impida la posibilidad del citado, tales como materiales aislantes, bimetálicos, EPDM, recubrimientos anodizados o dejando el espacio de separación correspondiente.

La sujeción del módulo a la estructura de acero galvanizado se realizará mediante sujeciones de aluminio, tornillería inoxidable y material de aislamiento del par con un grosor mínimo de 3 mm, suficiente para evitar el contacto entre el aluminio y el acero.

En el croquis siguiente se muestra el detalle del diseño de la estructura. Cada una de las mesas estará formada por cuatro pórticos, cuatro correas y dos riostras. Se realizarán series de 24 módulos con el siguiente perfil,(Figura 28):

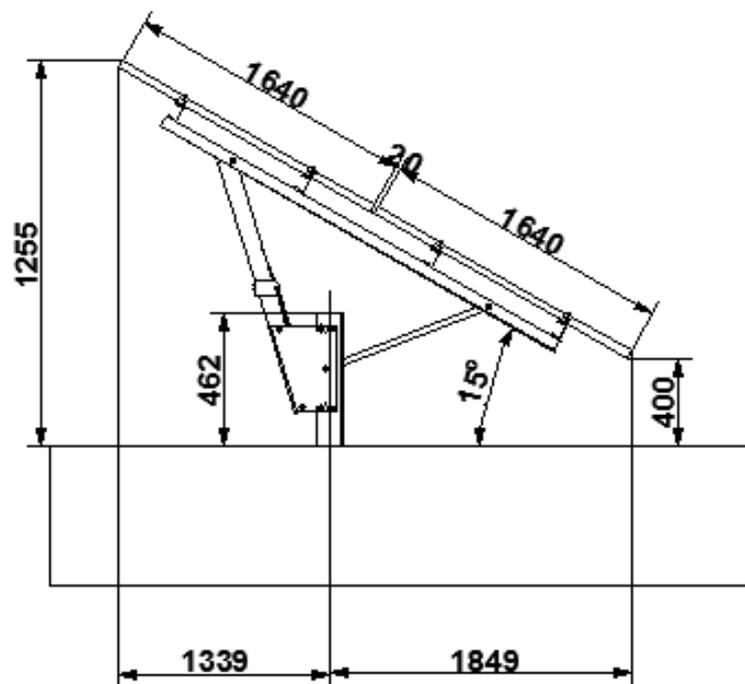


Figura 28: Esquema de la sujeción de módulos a la estructura y de ésta al terreno.

4.4.2.3. Interconexión, protecciones y cableado de módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos se agruparán en ramas de 24 módulos conectados en serie. La instalación descrita en este documento estará formada por 76 ramas, dispuestas aproximadamente en 24 filas. A su vez, la distribución eléctrica propiamente dicha se hará agrupando cada conjunto de ramas, en un cuadro de protección y seccionamiento denominado SP, para agruparse todos los SP en cuadros de seccionamiento y protección general SG, y éstos últimos agrupados cada uno con su correspondiente variador de frecuencia, ubicados éstos en la Sala de Máquinas destinada a los grupos de bombeo.

La instalación dispondrá de 8 armarios SP y 2 armarios SG, distribuidos de forma uniforme en cada una de las 2 agrupaciones fotovoltaicas, cada una de éstas, con potencia instalada de 228kWp, respectivamente.

Las secciones de los conductores de interconexión desde los módulos hasta el variador de frecuencia se detallan a continuación. Se han calculado para que la caída de tensión no sea superior al 1,5-2%, suma agregada de caídas de tensión de la parte de CC.

- Cableado desde módulos fv a armarios SP: RV-K-0,6/1 kV 4 mm².
- Cableado desde armarios SP a armario SG: RV-0,6/1 kV-50-95-240 mm².
- Cableado desde armario SG a variador de frecuencia: XZ1/RV- 0,6/1 kV- 240 mm².

Todo el cableado será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, de acuerdo con los estándares establecidos para este tipo de instalaciones, según las normas UNE-HD 603-5X, UNE-EN 60332-1-2, IEC 60332-1-2, UNE-EN 60754-1, IEC 60754-1, UNE-EN 60754-2, IEC 60754-2, UNE-

EN 61034, IEC 61034, UNE 21 022, UNE 21 167-1, UNE HD 603-5N, UNE 21123, UNE-HD 603, UNE 21030.

Las características básicas de todo el cableado a utilizar en el sistema de corriente continua serán,

Tensión asignada

Estos cables tienen una tensión asignada U_0/U (aquella tensión de referencia para la cual está previsto el cable y que sirve para definir los ensayos eléctricos) de 0,6/1 kV.

El valor máximo eficaz de la tensión (U_m), la más elevada de una red para la cual el cable puede ser instalado, es de $U_m = 1,2$ kV.

Las temperaturas de referencia para los cables serán:

- Servicio normal generador fotovoltaico: +90°C.
- Cortocircuito: 250°C (5s de duración).

Aislamiento

Será dieléctrico extruido de compuestos basados en polietileno reticulado químicamente (XLPE) y elastómero reticulado basado en silicona.

Ensayos en condiciones de fuego

Ensayo de propagación de la llama.

Ensayo de propagación del incendio.

Corrosividad de gases (si se requiere).

Densidad de humos (si se requiere).

La instalación dispondrá de los siguientes elementos de protección:

1. Dos cuadros VF-CC: caja de seccionamiento y protección general asociado/integrado en el variador de frecuencia, con unas dimensiones aproximadas de 800 x 600 x 300 mm, envolvente metálica con unidad funcional de embarrado y unidad funcional de protección. Con las siguientes características:
 - Tipo de instalación: interior.
 - Protección mínima IP 20. Grado de protección IK08.
 - Barras aisladas de cobre electrolítico laminado, sin remaches ni soldaduras ni revestimiento ni baño galvánico.
 - Sistema de tierras mediante tornillería inoxidable M16.
 - Bases para fusibles NHII CC tipo cuchilla.
 - Unidades fusible NHII gPV en polo positivo y pletinas de seccionamiento en polo negativo.

- Fusibles de 400 A.
 - P de C = 10 kA.
 - Seccionador de corte en carga $I_n=400$ A.
 - Controlador permanente de aislamiento.
 - Posibilidad de incorporar diodo anti paralelo para protección frente a polaridades inversas.
 - Compartimentos debidamente protegidos frente a contactos indirectos, con señal correspondiente de riesgo eléctrico, e identificación correcta de cada polo.
2. Dos cuadros SG-CC: caja de seccionamiento, agrupamiento y protección general, con unas dimensiones aproximadas de 800 x 600 x 300 mm, envoltorio de policarbonato o poliéster autoextinguible V2S.UL94. Con las siguientes características:
- Tipo de instalación: intemperie; debidamente protegido de la lluvia, radiación ultravioleta y ambientes corrosivos.
 - Protección mínima IP 65. Grado de protección IK10.
 - Barras aisladas de cobre electrolítico laminado, sin remaches ni soldaduras ni revestimiento ni baño galvanizado.
 - Sistema de tierras mediante tornillería inoxidable M16.
 - Bases para fusibles NH000 y NH00 CC tipo cuchilla.
 - Unidades fusible NH000 y NH00 gPV en polo positivo y pletinas de seccionamiento en polo negativo.
 - Fusibles de 100 / 160 A.
 - P de C = 10 kA.
 - Seccionador de corte en carga $I_n=400$ A.
 - Compartimentos debidamente protegidos frente a contactos indirectos, con señal correspondiente de riesgo eléctrico, e identificación correcta de cada polo.
3. Ocho cuadros SP-CC: cajas de seccionamiento, agrupamiento y protección primaria, con unas dimensiones de 800 x 600 x 300 mm, de policarbonato o poliéster autoextinguible V2S.UL94. Con las siguientes características:
- Tipo de instalación: intemperie; debidamente protegido de la lluvia, radiación ultravioleta y ambientes corrosivos.
 - Protección mínima IP 65. Grado de protección IK10.
 - Barras aisladas de cobre electrolítico laminado, sin remaches ni soldaduras ni revestimiento ni baño galvanizado.

- Sistema de tierras mediante tornillería inoxidable M16.
 - Bases portafusibles cilíndricas 10 x 38 mm, intensidad asignada 16 A.
 - Unidades fusible cilíndrico gPV en polo positivo y unidades casquillo cilíndrico en polo negativo
 - Fusibles 16 A.
 - P de C = 10 kA.
 - Seccionador de corte en carga $I_n = 100 / 150A$.
 - Descargadores de tensión multipolar, $V_{max} = 1.000 V$, Clase I + II.
4. Aislamiento clase II en todos los componentes: módulos, cableado, cajas de conexión, etc. Tensión de aislamiento 1.000 V.

Todos los elementos no metálicos, tales como regletas de bornas, canales de cables, abrazaderas, terminales, etc., deberán ser de material no higroscópico y no propagador de la llama. Asimismo, tanto el cuadro, como cada nivel de tensión, dispondrán de su rótulo correspondiente.

En los cuadros, una vez realizado el cableado externo, se tapanán los huecos con lana de roca taponando lo mejor posible el hueco de paso de cables.

4.4.2.4. Cableado de Salida de los módulos fotovoltaicos

El cable a utilizar en el sistema de CC desde la salida de módulos hasta los variadores de frecuencia se ha calculado para que la caída de tensión no sea superior al 1,5-2%, suma agregada de caídas de tensión de la parte de CC.

La conducción hasta los variadores de frecuencia se realizará en tres tramos diferenciados.

En el tramo que transcurre en el campo generador fotovoltaico, se realizará la recogida aérea de los cables RV-K 0,6/1 kV, procedentes de las distintas ramas fotovoltaicas a través de la perfilera de la propia estructura soporte del generador fotovoltaico hasta llegar a la correspondiente zanja, entronque aéreo – subterráneo, donde bajo canalización subterránea en zanja bajo tubo independiente corrugado de doble capa de PVC de 40, 63 mm de diámetro, se conducirán hasta sus correspondientes SP-CC (armarios de seccionamiento, agrupamiento y protección primaria). La profundidad de las zanjas será de 0,6 ml, las cuales dispondrán de una anchura mínima de 0,4 ml.

En el tramo que transcurre desde los armarios de seccionamiento, agrupamiento y protección primaria del campo generador fotovoltaico, SP-CC, hasta los SG-CC (armarios de seccionamiento, agrupamiento y protección general), los cables RV-0,6/1 kV discurrirán bajo canalización subterránea en zanja bajo tubo independiente corrugado de doble capa de PVC 110 mm de diámetro. La profundidad de las zanjas será de 0,6 ml, las cuales dispondrán de una anchura mínima de 0,4 ml.

Por último, en el tramo que transcurre desde los armarios de seccionamiento, agrupamiento y protección general del campo fotovoltaico, SG-CC, hasta la Sala de Máquinas de la estación de bombeo, donde se encuentran ubicados los variadores de frecuencia, los cables de tipo XZ1 0,6/1 kV circularán bajo canalización subterránea en zanja bajo tubo independiente corrugado doble capa de

PVC, de 110 mm de diámetro. Estas zanjas comunicarán con la atarjea de entrada de la Sala de Máquinas de la estación de bombeo, donde cada conjunto de cables procedentes de los SG-CC del campo fotovoltaico se conectarán, a través de los fosos técnicos habilitados en la misma, con su correspondiente VF-CC (armario de seccionamiento y protección general asociado al variador de frecuencia) y, por ende, con su variador de frecuencia correspondiente. La profundidad de la zanja no será inferior a 1 m y dispondrá de una anchura mínima de 0,8 m.

4.3.2.5. Variadores de Frecuencia

La corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos del generador es enviada a los variadores de frecuencia. En este elemento la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos se transforma en corriente alterna, la cual alimenta a los correspondientes cuerpos motores de las bombas hidráulicas.

En este sistema se encuentran instalados los elementos necesarios de protección y maniobra como el interruptor general y los relés de protecciones de la interconexión.

Los variadores de frecuencia elegidos para la instalación fotovoltaica serán dos, de la marca Power Electronics ó similar, que alcanzan una eficiencia máxima superior al 98%.

Los variadores seleccionados llevan incorporado el microprocesador de seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Los variadores de frecuencia operarán entre un rango aproximado de frecuencias de 42Hz y 53Hz. Bajo consigna, funcionarán en la modalidad tanto de par constante como de potencia constante. De esta forma se acondicionará la operación de las bombas con la aportación eléctrica que realiza el generador fotovoltaico.

Los equipos cumplirán con los requisitos de Seguridad para personas y cosas exigidos por las Directivas Comunitarias siguientes:

- Directiva de Baja Tensión 2006/95/CE.
- Directiva de Compatibilidad Electromagnética 2004/108/CE. Marcado CE.
- Cumplirá además las referencias normativas CEI 11-20, CEI 11-20 V1, CEI 0-16 y certificado G83/1.
- Cumplirá además los compromisos de certificación electromagnética según EN 61000-6-2, EN 61000-6-3 y también cumplirá con el certificado de bajo voltaje EN 50178.

Las características básicas de los variadores serán las siguientes, Tabla 21:

Tabla 21: Resumen de las Características técnicas de los Variadores de Frecuencia.

Tipo	SD7SP0275 5
Potencia aparente	190kVA
Funcionamiento	1 MPPT
Máxima tensión CC	1.000 V
Máxima Eficiencia	98%
Factor de potencia	Variable
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +50°C
Humedad ambiente	<0.95%

4.4.2.2.1. Características técnicas de los Variadores de Frecuencia

Las características técnicas y de funcionamiento de los variadores de frecuencia se indican en la tabla adjunta, Tabla 22:

Tabla 22: Características técnicas de los Variadores de Frecuencia.

MARCA	POWER ELECTRONICS
Especificaciones Eléctricas	
1.-Generador Fotovoltaico (condiciones estándar 25°C , 1000W/m2)/Entrada del variador de frecuencia:	
Potencia máxima paneles (kW)	456
Tensión máxima de entrada módulos (Vcc)	900
Tensión mínima durante funcionamiento (V)	540
2.-Variador de frecuencia AC:	
Tensión de red nominal CA, Vn (V)	480
Corriente nominal (A)	227
Potencia CA, Pn (kW)	158
Frecuencia nominal de funcionamiento (Hz)	50
Factor de potencia nominal	1
Protección contra funcionamiento en isla	SI
3.-Protecciones:	
Contra Cortocircuitos y Sobrecargas en la Entrada./Salida	
Protección de mínima tensión en corriente continua	
Sobretemperatura en el equipo.	
4.-Otros datos:	
Eficiencia máxima	98 %
Posibilidad de desconexión manual	SI
Transformador CA de aislamiento galvánico	NO
Directiva EMC	2004/108/CE, IEC/EN 61800-3
Directiva Baja Tensión	EN 50178
Marcado CE	SI
Sistema de Refrigeración	Convección Natural + Ventilación Forzada
Temperatura de Trabajo	-20 / +50°C
Humedad Relativa Máxima	<95%, no condensa
Dimensiones (mm)	Altura: 1.712, Anchura: 471, Profundidad: 529
Peso (Kg)	200
Grado de protección	IP20

Los variadores de frecuencia dispondrán de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo. Además cada variador incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del variador.
- Pulsador de emergencia.
- Posibilidad de desconexión.
- Incorporará una pantalla LCD en el frontal con indicación de estado de funcionamiento y mensajes de error.

- Incorporará un datalogger al que se podrá acceder desde un PC en modo local/remoto y también in-situ desde el frontal del variador de frecuencia a través de un teclado.
- Comunicación local a través de protocolo Modbus TCP.
- Comunicación remota vía Ethernet.

4.4.2.6. Puesta a Tierra

El sistema eléctrico de CC de los módulos fotovoltaicos es un sistema diseñado para funcionar en el modo de aislamiento bipolar, (flotante en CC) es decir que ninguno de sus dos polos estará conectado a tierra. De acuerdo con esto todos sus componentes están diseñados y construidos con un grado de protección clase II en todo el sistema de CC: cableados y módulos.

El generador fotovoltaico se conectará en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contacto directo e indirecto, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de continua se mantenga por encima de unos niveles de seguridad y no ocurra un primer defecto a masas o a tierra. En este último caso, se genera una situación de riesgo, que se soluciona mediante:

- Controlador permanente de aislamiento, integrado en el armario eléctrico VF-CC, asociado al variador de frecuencia, que detecte la aparición de un primer fallo, cuando la resistencia de aislamiento sea inferior a un valor determinado. Esta tensión es la mayor que puede alcanzar el generador fotovoltaico, por lo que constituye la condición de mayor peligro eléctrico.

Con esta condición se garantiza que la corriente de defecto va a ser inferior a 30 mA, que marca el umbral de riesgo eléctrico para las personas. Los variadores de frecuencia detendrán su funcionamiento y se activará una alarma visual en el equipo.

- El aislamiento clase II de los módulos fotovoltaicos, cables, y cajas de conexión.

Éstas últimas, contarán además con cierres manuales y estarán dotadas de señales de peligro eléctrico y de numeración en función de la agrupación fotovoltaica a la que pertenezca.

El sistema de tierras asegurará que las tensiones que se puedan presentar en las masas metálicas de la instalación no superarán los valores establecidos en la normativa estatal vigente.

En cada rama, los 24 módulos fv, así como las estructuras que los sujetan, se encuentran puestos a tierra través de la propia estructura soporte del generador fv, por medio de los propios pilares galvanizados hincados en el terreno durante el proceso de montaje de ésta. Así mismo, los diferentes cuadros SP se encuentran puestos a tierra mediante cable de cobre aislado, con una sección mínima de 16 mm², unidos a la estructura soporte del propio cuadro eléctrico. Los cuadros SG se encontrarán puestos a tierra mediante cable aislado, con una sección mínima de 16 mm² unidos a la estructura soporte del propio cuadro eléctrico. En caso, de realizarse las medidas reglamentarias del sistema de puesta a tierra y no obtenerse los valores establecidos en la normativa vigente, se procederá a instalar picas de tierra de Cu de 2,5 m de longitud hasta la obtención de los resultados reglamentarios.

El tipo y la profundidad de enterramiento de las tomas de tierra deberán ser tales que la posible pérdida de humedad del suelo, la presencia del hielo u otros efectos climáticos, no aumenten la resistencia de la toma de tierra por encima del valor previsto. La profundidad nunca será inferior a 0,80 m.

4.4.3. Sistema de Baja Tensión de Corriente Alterna

4.4.3.1. Cableado de Salida de los Variadores de Frecuencia

El cable a utilizar en el sistema de CA desde la salida del variador de frecuencia hasta la entrada del cuadro de protección general de BT, se calcula de acuerdo con la normativa vigente y restantes que le afecten, de modo que la caída de tensión no sea superior al 1,5-2%, suma agregada de caídas de tensión de la parte de CA.

Se adopta cable de doble aislamiento y designación: XZ1 0,6/1 kV, con secciones de 240 mm². La conexión entre los variadores de frecuencia y el embarrado del cuadro general de BT de la Sala de Máquinas se realizará a través de los fosos para cables ya realizados en la propia sala, cumpliendo la función de suelo técnico.

4.4.3.2. Protecciones y Maniobra

Los elementos con que cuenta la instalación fotovoltaica y los variadores de frecuencia, son los siguientes:

Interruptor general: Es un dispositivo de seguridad y maniobra, protección térmica y diferencial que permitirá separar la instalación fotovoltaica y el variador de frecuencia de la red de alimentación al conjunto motobomba de la instalación propia del Cliente, y será accesible en todo momento al explotador, con objeto de poder realizar la desconexión manual de la instalación. Sus características serán:

- Tipo de instalación: interior.
- Intensidad nominal: 250 A
- Tensión de trabajo: 400 V.
- Temperatura de trabajo: -25°C hasta 70°C.
- Relé termomagnético.
- P. de C.: 35kA.
- Potencia cortocircuito: 500 MVA
- Cantidad: 2.
- Mando: Manual.

4.4.3.3. Puesta a Tierra

La puesta a tierra del sistema de baja tensión de CA de la instalación estará conformada por las masas de los variadores de frecuencia y masas del armario eléctrico VF-CC, conectándose mediante cajas de seccionamiento con la puesta a tierra existente de los circuitos eléctricos de las instalaciones del Cliente. Se utilizará para ésta cable de cobre aislado, con una sección mínima de 16 mm².

4.4.3.4. Servicios Auxiliares

El sistema de servicios auxiliares alimentará el sistema vigilancia perimetral del generador fotovoltaico. Se utilizará una manguera de cable de 4 x 6 mm² armado de Cu, de tensión asignada 0,6/1 kV, junto con manguera multifilar de fibra óptica para comunicaciones, todo en canalización subterránea,

procedente de la Sala de Máquinas de la instalación, ubicada a una distancia aproximada de 150 metros. La profundidad de la zanja será de 1 metro lineal.

Por lo que respecta a los elementos de campo del sistema anti intrusión, se hará uso de: accesorios de poste para las cámaras térmicas, báculos para la instalación de las mismas, siendo éstas, columnas de fuste de sección circular de 5-6 metros de altura.

Además, el sistema incorporará armarios de poliéster para el exterior, que contendrán, los circuitos de alimentación, los convertidores necesarios para el sistema de comunicaciones a través de fibra óptica, junto con los elementos de alimentación ininterrumpida. Además, estará dotado de contacto magnético de superficie y sirena exterior autoalimentada.

La alimentación eléctrica de las cámaras térmicas junto con el cableado a utilizar para las comunicaciones, se distribuirá perimetralmente por la instalación fotovoltaica, a través de tubo metálico/corrugado adherido al vallado de la misma.

El sistema de comunicación se encontrará centralizado en Sala de Máquinas de la estación de bombeo. Éste dispondrá de: videograbador compatible con cámaras térmicas, sistema de video-análisis térmico de 4 canales de vídeo, central de alarmas, teclado alfanumérico, convertidores del sistema de comunicaciones y sistema de alimentación ininterrumpida.

4.4.4. Sistema Anti-intrusión

El sistema de vigilancia y control concebido para la instalación estará basado en una plataforma inteligente que permite la detección, posicionamiento geográfico, gestión y seguimiento en tiempo real de eventos mediante la visión térmica.

Estos equipos permiten la vigilancia térmica del entorno, la generación y comunicación de alarmas según parámetros operativos definidos por el usuario, la compresión y comunicación de la imagen térmica, la visualización, localización y gestión de toda esta información desde centros de mando y control fija y móvil, y la activación de automatismos de respuesta preestablecidos.

Las características principales de este sistema de seguridad son las siguientes:

- Funcionalidad de detección principal basada en algoritmos de análisis de imagen y compresión de vídeo de alto rendimiento, adaptados a la naturaleza de la visión térmica.
- Filosofía de trabajo en tiempo real. Minimización del tiempo de respuesta del personal de seguridad y de activación de automatismos de protección.
- Sistemas modulares y escalables de inteligencia distribuida.
- Integración de eventos sobre el modelo digital del terreno. Operación con interfaces de alta velocidad diseñados para manejar grandes volúmenes de información cartográfica.
- Funcionamiento autónomo en modo desatendido.
- Core-network 100% IP; comunicación de módulos operativos mediante redes Ethernet, mediante protocolos estandarizados – TCP/IP, UDP...- sobre redes unicast o multicast.
- Mínima invasión del entorno.

- Instalación sencilla, rápida y flexible.
- Valores diferenciales de la detección por visión infrarroja.
- Funcionamiento independiente de las condiciones de iluminación del entorno.
- Detección óptima en ausencia de iluminación.
- Mantenimiento de capacidad de detección en condiciones de visibilidad reducida o nula por presencia de humo, polvo en suspensión o niebla.
- Capacidad de detección de largo alcance.
- Reducida necesidad de obra civil.

El sistema analiza en tiempo real el patrón térmico del entorno, detecta de forma automática las incidencias según parámetros operativos predefinidos por el usuario y las transmiten a la Central Receptora de Alarmas.

El sistema presenta un funcionamiento automático de generación de alarmas, por lo que el operador es alertado únicamente en caso de que se produzca algún incidente, con lo que se evita la necesidad de observación permanente del sistema por parte de éste.

4.4.5. Sistema de Control y Adquisición de Datos

Este documento pretende presentar la arquitectura de control y de comunicaciones de la instalación descrita, disgregada en los siguientes puntos,

- Monitorización de los variadores de frecuencia.
- Sensorización necesaria para conocer los parámetros meteorológicos relevantes.
- Transmisión de datos a puntos remotos.

El objetivo final será disponer de las herramientas necesarias para gestionar la instalación de forma eficiente.

4.4.5.1. Monitorización de los variadores de frecuencia.

Estos equipos estarán dotados de un puerto de comunicación Modbus / TCP cuyas características dependerán de la marca y del modelo del mismo, siendo los objetivos básicos para su monitorización los siguientes:

- Lectura en tiempo real de todos los parámetros que definen el comportamiento de los variadores.
- Registro en disco de cada una de estas variables para poder analizar su evolución a lo largo del tiempo.
- Registro y gestión de las alarmas producidas.
- Registro de los totalizadores de energía, horas de funcionamiento y número de conexión es para poder realizar posteriormente balances energéticos sobre cada una de las agrupaciones fotovoltaicas.

Los valores monitorizados de los variadores de frecuencia se visualizarán de forma gráfica y numérica. Por una parte se representarán los parámetros que definen la energía de entrada en forma de corriente continua y por otra parte se indicarán todas las magnitudes que determinan la corriente alterna convertida por estos equipos.

4.4.5.2. Sensorización necesaria para conocer los parámetros meteorológicos más relevantes.

Para la correcta explotación de la instalación fotovoltaica es fundamental la medida de ciertos parámetros meteorológicos como son:

- Velocidad del viento
- Dirección del viento
- Temperatura ambiente

Por otra parte, para poder evaluar el comportamiento de los módulos fotovoltaicos es importante disponer de una célula patrón calibrada ó módulo solar calibrado que nos ofrezca:

- Irradiancia sobre plano inclinado
- Temperatura de célula

El conjunto de instrumentación se instalará sobre un mástil con soporte para suelo o sobre pared, a ubicar en la Sala de Máquinas.

Un sistema de adquisición de datos se encargará de acondicionar y capturar las variables que nos ofrece cada uno de los sensores.

4.4.5.3 Elaboración y obtención de informes.

- Producción en bornes del variador de frecuencia fotovoltaico. Porcentaje de pérdidas eléctricas. Factor de utilización.
- Factor de potencia. Producción diaria, semanal, mensual, anual y su comparación porcentual con la media de años anteriores. Diferencia porcentual
- Disponibilidad técnica de las máquinas y del conjunto de la instalación fotovoltaica. Estimación de las pérdidas en kWh. Descripción de Incidencias más destacables.
- Horas de producción, disponibles e indisponibles de las máquinas e infraestructuras.
- Rosas de velocidades, de frecuencias y de energías (según la torre meteorológica).
- Función de Densidad y de Distribución mensual de la velocidad.
- Función de Densidad y de Distribución mensual de la energía producida (para toda la instalación fotovoltaica y para cada una de las máquinas).
- Función Densidad y de Distribución de Radiación media diaria. Radiación media mensual. Radiación media anual.
- Distribución horaria mensual de radiación.
- Distribución diaria de radiación.

- Función Densidad y de Distribución de temperatura ambiente y temperatura de célula. Distribución horaria, mensual y anual.
- Alarmas y fallos, con los datos y duración, con la opción de clasificar por tipo de fallo.
- Estadísticas, incluidos los valores (promedio cada 15 minutos), valores máximos y mínimos y las desviaciones típicas.

El software será abierto y modular de manera que los nuevos módulos desarrollados por las entidades fuera del desarrollador original se puedan agregar a la misma.

4.4.6. Medidas correctoras

4.4.6.1. Emisiones de gases

En el ejercicio de la actividad de la instalación fotovoltaica no se producen emisiones de gases de ningún tipo.

4.4.6.2. Emisiones de residuos

En el ejercicio de la actividad de la instalación fotovoltaica no se producen residuos sólidos ni líquidos de ningún tipo.

4.4.6.3. Emisiones de ruido y vibraciones

En el ejercicio de la actividad de la planta fotovoltaica no se producen ruidos ni vibraciones de ningún tipo.

4.4.6.4. Sistema Contra Incendios

Se dispondrá del sistema contra incendios que sea reglamentario. La instalación fotovoltaica dispondrá de los siguientes medios para la lucha contra incendios:

Salas de Máquinas de la estación de bombeo:

- Dos extintores portátiles de 12 kg de nieve carbónica.

Generador fotovoltaico:

- Cinco extintores portátiles de 12 kg de nieve carbónica, ubicados sobre peana

4.5. Resumen de indicadores económicos

Para el análisis económico de la instalación se han considerado dos escenarios, un primer escenario donde la instalación se financia con fondos propios de la Comunidad de Regantes “El Tarragón” y un segundo escenario donde se financia el 50% mediante fondos propios de la Comunidad de Regantes y 50% mediante una subvención de la Consellería de Agricultura de la Comunidad Valenciana.

En el capítulo Presupuesto, se indican los resultados económicos obtenidos para estos dos posibles escenarios, aunque a continuación se indican de forma breve los indicadores económicos más importantes. Para calcular los indicadores económicos se ha establecido una inflación (IPC) del 2% anual, una inflación subyacente de la electricidad del 1,5% anual y un coste de explotación de 2.950€/anual.

Destacar también que el presupuesto final de la instalación es el contemplado en el escenario primero, (100% financiado con fondos propios).

4.5.1. Escenario primero: 100% financiado con fondos propios

Como se ha indicado, en este caso, es la propia Comunidad de Regantes “El Tarragón” quien financia el 100% del coste de la instalación.

Para este escenario, se obtienen un tiempo de retorno de la instalación de 18,80 años, con un coste total de 478.899 €. Alcanzando unos ahorros de explotación de 27.449 €, un VAN de -2.570 € con un TIR de 3,46%.

Como se refleja en los indicadores económicos, en este caso, el proyecto económicamente no es viable ya que tiene un tiempo de retorno muy elevado.

4.5.2. Escenario segundo: 50% financiado con fondos propios más 50% financiado con subvención

Como se ha indicado, en este escenario segundo, la propia Comunidad de Regantes “El Tarragón” financiará el 50% mediante fondos propios siendo el otro 50% financiado por la Conselleria de Agricultura de la Comunidad Valenciana mediante la otorgación de una subvención.

Para este escenario, se obtienen un tiempo de retorno de la instalación de 9,58 años, con un coste total de 239.449 €. Alcanzando unos ahorros de explotación de 27.449 €, un VAN de 228.781 € con un TIR de 10,01%.

Como se refleja en los indicadores económicos para este segundo caso, el proyecto resulta económicamente más rentable, aunque tenga un tiempo de retorno superior a 7 años. Por tanto, atendiendo a los indicadores económicos el proyecto será viable y ejecutable si se otorga la subvención.





CONCLUSIONES



5. CONCLUSIONES

En este capítulo se valorará si ha cumplido el objeto del proyecto, siendo en este caso: **“INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA”**, en régimen de isla, ubicada en el término municipal de Chulilla, provincia Valencia.

Atendiendo a lo descrito en los capítulos anteriores de la presente memoria se han evaluado de forma satisfactoria los siguientes puntos:

- ✓ Estudio de la situación actual de la estación de bombeo, sobre la cual se quiere realizar un accionamiento eléctrico directo mediante energía solar fotovoltaica.
- ✓ Comprobación de la posibilidad de la introducción del nuevo sistema de accionamiento eléctrico acorde a normativa existente.
- ✓ Diseño de la planta solar fotovoltaica acorde a cubrir la demanda hídrica dedicada al riego al mismo tiempo que se reduce el consumo eléctrico procedente de la red eléctrica.
- ✓ Comprobación de que la producción energética esperada de la planta solar fotovoltaica se adecua a las necesidades de la estación de bombeo para cubrir la demanda hídrica de la Comunidad de Regantes “El Tarragón” a la cual pertenece.
- ✓ Cumplimiento normativo, por lo que respecta al diseño eléctrico de la Planta Solar Fotovoltaica, así como a todo lo relativo a obra civil derivada de la construcción de la misma.

Por consiguiente, mediante la realización del siguiente proyecto, se obtiene el objeto de proyecto planteado.

Valencia, a 15 de Enero de 2017.



Fdo. Rosalía Gomis Cebolla





BIBLIOGRAFÍA



6. REFERENCIAS Y BIBLIOGRAFÍA

6.1. Libros

Alonso Abella, M., Chenlo, F. 2005. *Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red.* : CIEMAT, Laboratorio de Sistemas Fotovoltaicos, 2005.

Martínez Román, J., 2009. *Apuntes de circuitos magnéticos y transformadores*, Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2009.

Roger Folch, J., Riera Guasp, M., Roldán Porta, C., 2010. *Tecnología eléctrica (Tercera Edición)*. Editorial Síntesis, 2010.

Martínez Román, J., Pérez Cruz, J., Pineda Sánchez, M., 2009. *Prácticas de laboratorio de máquinas eléctricas*. Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2009.

Riera Guasp, M., Roldán Porta, C., 2012. *Cálculo de instalaciones eléctricas*. Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2013.

López Patiño, G., Martínez Solano, F.J., 2001. *Problemas Resueltos de Máquinas Hidráulicas*. Editorial Universidad Politécnica de Valencia, 2001.

6.2. Recursos web

- ✓ Software: Meteonorm 7.1 (disponible a 5-1-2017): <http://www.meteonorm.com/en/>
PV-SYST 5.0 (disponible a 5-1-2017): <http://www.pvsyst.com/en/software>
- ✓ [http://www.geoscopio.com/est/gmms/ccrtarragon/Modernizacion del riego en mas de 1900 hectareas 94587.htm](http://www.geoscopio.com/est/gmms/ccrtarragon/Modernizacion%20del%20riego%20en%20mas%20de%201900%20hectareas%2094587.htm)





ANEXOS



ANEXO 1. Cálculo de cableado

1.1 Circuito de corriente continua (CC)

Cálculo de la sección

La hipótesis de cálculo empleada es que la caída de tensión máxima admisible sea del 1,5-2%, siendo ésta la suma agregada de CC.

La sección empleada en los cableados, se calcula de la siguiente forma:

La caída de tensión (cdt) en voltios es, expresión [9]:

$$cdt(V) = 2 \cdot R_{Cu} \cdot \frac{L \cdot I}{S} \quad [9]$$

y la cdt en % será, expresión [10]:

$$cdt(\%) = \frac{cdt(V)}{U} \quad [10]$$

siendo:

R_{Al} = Resistividad del Aluminio, igual a 0,0311 Ω x mm²/m.

R_{Cu} = Resistividad del Cobre, igual a 0,01893 Ω x mm²/m.

L = Longitud de la línea en metros.

I = Intensidad circulante en amperios.

S = Sección del cable en mm².

U = Tensión nominal de la instalación en V.

Temperatura del conductor 40°C, expresión [11].

$$D_{adm} (A/mm^2): 2,34 \frac{A}{mm^2}, \text{ servicio permanente [11].}$$

Cálculo del cortocircuito

Intensidad de cortocircuito: 8,69 (dato módulo) x 24 (nº de series) = 208,55 A

Para una disipación del cortocircuito de 0,5 seg, expresión [12] y [13]:

$$D_{max (admissible)} (A/mm^2): 201 \frac{A}{mm^2} \quad [12]$$

$$D_{max} (A/mm^2): \frac{208,55}{240} = 0,869 \frac{A}{mm^2} < 201 \frac{A}{mm^2} \quad [13]$$

1.2. Circuito de corriente alterna (CA)

Cálculo de la sección

La hipótesis de cálculo empleada es que la caída de tensión máxima admisible sea del 1,5-2%, siendo ésta la suma agregada de CA.

La sección empleada en el cableado desde la salida de los variadores de frecuencia hasta el equipo de medida, se calcula de la siguiente forma:

La caída de tensión (cdt) en % es, expresión [14]:

$$cdt(\%) = \frac{P \cdot L \cdot (R + X \cdot \tan \varphi)}{10 \cdot U^2} \quad [14]$$

siendo:

P = Potencia nominal transportada por la línea en kW.

L = Longitud de la línea en km.

R_{Al} = Resistividad del Aluminio, igual a 0,03567 Ω x mm²/m.

R_{Cu} = Resistividad del Cobre, igual a 0,02164 Ω x mm²/m.

X = Reactancia, 0,08 Ω x Km.

fi = Factor de potencia de la instalación. Tomado 0,95.

Temperatura del conductor 70°C, expresión [15].

$$D_{adm} (A/mm^2): 0.95 \frac{A}{mm^2}, \text{ servicio permanente [15].}$$

Cálculo del cortocircuito

$$\text{Intensidad de cortocircuito: } I_{cc} = \frac{1,25 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot U_{cc}} = \frac{197.500}{\sqrt{3} \cdot 0,06 \cdot 480} = 3,96kA \quad [16]$$

La sobreintensidad máxima admisible durante un segundo se determina de acuerdo con CEI 298 de 1981 por la expresión [17]:

$$S = \frac{I}{\alpha} \cdot \sqrt{\frac{t}{\delta \cdot \theta}} \quad [17]$$

siendo:

S = Sección de cobre en mm² = 240 mm².

α = 13 para el cobre.

t = Tiempo de duración del cortocircuito en segundos.

I = Intensidad eficaz en Amperios.

θ = 180° para conductores inicialmente a temperatura ambiente.

Si reducimos este valor en 30°C por considerar que el cortocircuito se produce después del paso permanente de la intensidad nominal, y para $I = 3,96$ kA (expresión [18], [19] y [20]):

$$\delta \cdot \theta = 150^\circ \quad [18]$$

$$t = \delta \cdot \theta \cdot \left(\frac{S \cdot \alpha}{I}\right)^2 \quad [19]$$

Y sustituyendo:

$$t = 150 \cdot \left(\frac{240 \cdot 13}{3960}\right)^2 = 96,11s \quad [20]$$

Por lo tanto, y según este criterio, el embarrado podría soportar una intensidad de 3,96 kA eficaces durante más de un minuto.

Habrà que tener en cuenta la sección y el material utilizado como pantalla del conductor, puesto que el tipo de aislamiento no es tenido en cuenta debido a que todo el calor desprendido durante el cortocircuito es absorbido por el conductor y su pantalla, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación del calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático).

ANEXO 2. Personal y programa de ejecución

2.1. Personal

La instalación fotovoltaica estará totalmente equipada para una correcta explotación en régimen de abandono. Asimismo, la instalación estará dotada de un sistema anti intrusión equipado con la tecnología necesaria para realizar video vigilancia desde Central Receptora de Alarmas.

También se prevé la entrada periódica de personal técnico para la realización de tareas de mantenimiento correctivo, preventivo y predictivo reglamentario.

2.2. Programa de ejecución

El plan de ejecución se divide en tres etapas:

1. Tramitación administrativa del proyecto.
2. Ejecución de la planta.
3. Explotación de la planta.

A continuación, se muestra el **diagrama de Gantt**, Figura 29 y Figura 30, cuyo objetivo es exponer el tiempo de dedicación previsto para diferentes tareas o actividades a lo largo de la fase de ejecución de la instalación fotovoltaica.

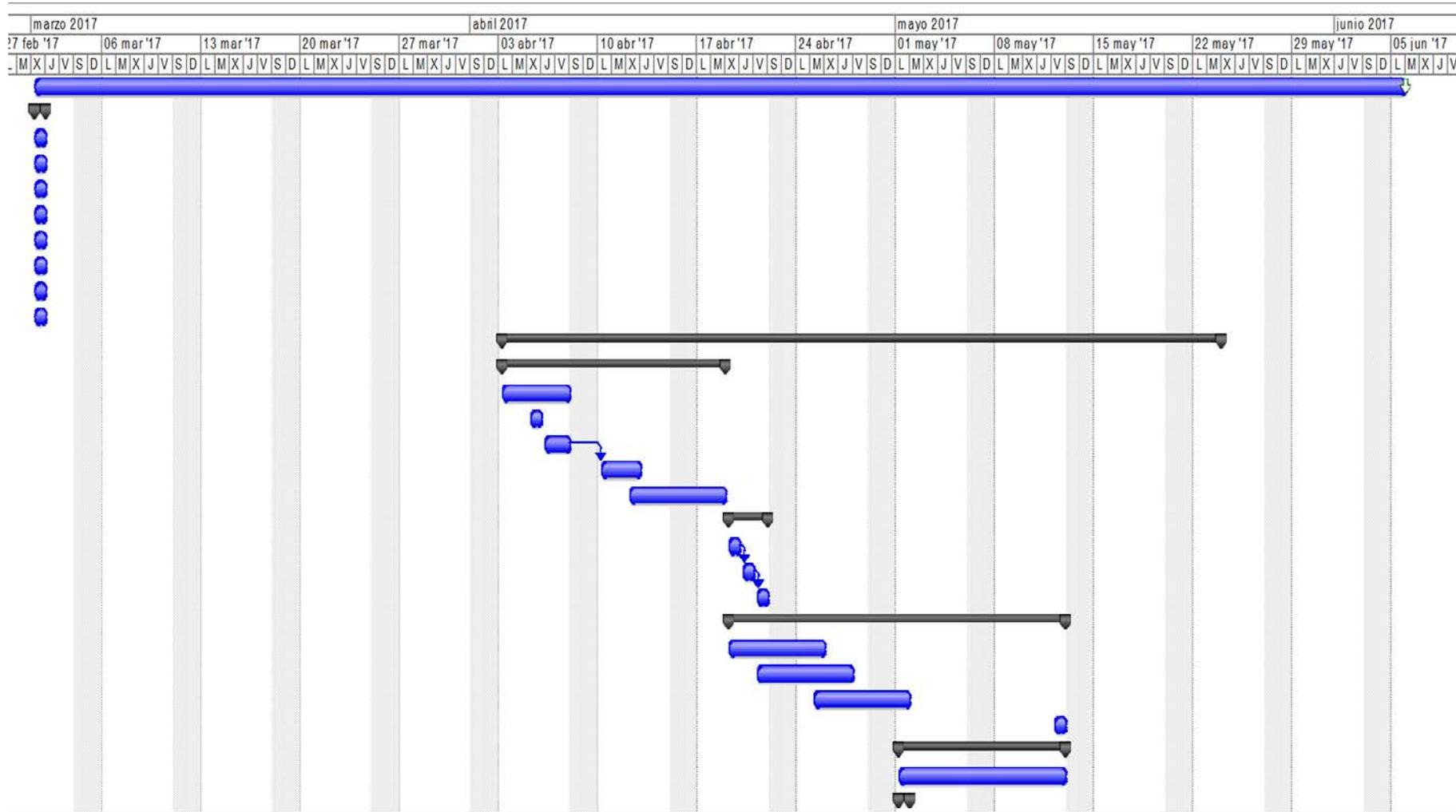


Figura 29: Diagrama de Gantt.

Id		Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras
1		Proyecto Accionamiento Directo Comunidad Regante Tarragón	69 días	mié 01/03/17	lun 05/06/17	
2		Ordenes de pedido	1 día?	mié 01/03/17	mié 01/03/17	
3		Orden Terreno	1 día	mié 01/03/17	mié 01/03/17	
4		Orden materiales para el terreno	1 día?	mié 01/03/17	mié 01/03/17	
5		Orden caminos internos	1 día?	mié 01/03/17	mié 01/03/17	
6		Orden Estructuras	1 día?	mié 01/03/17	mié 01/03/17	
7		Orden de pedido variadores de frecuencia	1 día?	mié 01/03/17	mié 01/03/17	
8		Orden de pedido PV	1 día?	mié 01/03/17	mié 01/03/17	
9		Orden de obra civil	1 día?	mié 01/03/17	mié 01/03/17	
10		Orden de cajas DC	1 día?	mié 01/03/17	mié 01/03/17	
11		Ejecución	37 días?	lun 03/04/17	mar 23/05/17	
12		Acondicionamiento del terreno	12 días	lun 03/04/17	mar 18/04/17	
13		Desbrose y preparación de los terrenos	5 días	lun 03/04/17	vie 07/04/17	
33		Seguridad	36 días?	lun 03/04/17	lun 22/05/17	
35		Vigilante nocturno	36 días?	lun 03/04/17	lun 22/05/17	
14		Topografía del terreno	1 día	mié 05/04/17	mié 05/04/17	
15		Zanjas	2 días	jue 08/04/17	vie 07/04/17	
16		Caminos interno y viales	3 días	lun 10/04/17	mié 12/04/17	15
17		Vallado perimetral	5 días	mié 12/04/17	mar 18/04/17	
18		Recepción en obra de Paneles solares	3 días?	mié 19/04/17	vie 21/04/17	
19		Entrega 1	1 día?	mié 19/04/17	mié 19/04/17	
22		Estructura	18 días?	mié 19/04/17	vie 12/05/17	
23		Hincado	5 días	mié 19/04/17	mar 25/04/17	
20		Entrega 2	1 día?	jue 20/04/17	jue 20/04/17	19
21		Entrega3	1 día?	vie 21/04/17	vie 21/04/17	20
24		Montaje de estructura	5 días	vie 21/04/17	jue 27/04/17	
25		Montaje de módulos	5 días	mar 25/04/17	lun 01/05/17	
27		Sistema de DC	10 días	lun 01/05/17	vie 12/05/17	
28		Electricista	10 días	lun 01/05/17	vie 12/05/17	
29		Recepción en obra de los Variadores de frecuencia	1 día?	lun 01/05/17	lun 01/05/17	
30		Entrega 1	1 día?	lun 01/05/17	lun 01/05/17	
26		Recogida de escombros	1 día?	vie 12/05/17	vie 12/05/17	
31		Instalación y conexión de variadores	2 días	lun 15/05/17	mar 16/05/17	
32		Conexión de CA	2 días	lun 15/05/17	mar 16/05/17	
34		Sistema anti-intrusión	5 días	lun 15/05/17	vie 19/05/17	
36		Recogida de escombros	1 día?	mar 23/05/17	mar 23/05/17	

Figura 30:Tarea del diagrama de Gantt

ANEXO 3. Dimensionado de secciones y protecciones eléctricas

3.1. Criterio 1: Caída de tensión

Circuito Eléctrico	De	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT acumulativo hasta Inversor (V)	CdT hasta Inversor (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	R09	SP4.2	16	4	0,1755	8,24	45	728,16	1,4462	8,007	1,10%	11,92
1 fase CC	R08	SP4.2	7	4	0,0768	8,24	45	728,16	0,6327	7,194	0,99%	5,21
1 fase CC	R07	SP4.2	23	4	0,2523	8,24	45	728,16	2,0789	8,640	1,19%	17,13
1 fase CC	R06	SP4.2	2	4	0,0219	8,24	45	728,16	0,1808	6,742	0,93%	1,49
1 fase CC	R05	SP4.2	12	4	0,1316	8,24	45	728,16	1,0847	7,646	1,05%	8,94
1 fase CC	R04	SP4.2	7	4	0,0768	8,24	45	728,16	0,6327	7,194	0,99%	5,21
1 fase CC	R03	SP4.2	23	4	0,2523	8,24	45	728,16	2,0789	8,640	1,19%	17,13
1 fase CC	R02	SP4.2	12	4	0,1316	8,24	45	728,16	1,0847	7,646	1,05%	8,94
1 fase CC	R01	SP4.2	29	4	0,3181	8,24	45	728,16	2,6212	9,182	1,26%	21,60

Circuito Eléctrico	De	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT acumulativo hasta Inversor (V)	CdT hasta Inversor (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	R10	SP3.2	13	4	0,1426	8,24	45	728,16	1,1750	8,715	1,20%	9,68
1 fase CC	R09	SP3.2	26	4	0,2852	8,24	45	728,16	2,3501	9,890	1,36%	19,36
1 fase CC	R08	SP3.2	7	4	0,0768	8,24	45	728,16	0,6327	8,173	1,12%	5,21
1 fase CC	R07	SP3.2	20	4	0,2194	8,24	45	728,16	1,8078	9,348	1,28%	14,90
1 fase CC	R06	SP3.2	2	4	0,0219	8,24	45	728,16	0,1808	7,721	1,06%	1,49
1 fase CC	R05	SP3.2	13	4	0,1426	8,24	45	728,16	1,1750	8,715	1,20%	9,68
1 fase CC	R04	SP3.2	25	4	0,2742	8,24	45	728,16	2,2597	9,800	1,35%	18,62
1 fase CC	R03	SP3.2	7	4	0,0768	8,24	45	728,16	0,6327	8,173	1,12%	5,21
1 fase CC	R02	SP3.2	37	4	0,4059	8,24	45	728,16	3,3443	10,885	1,49%	27,56

Circuito Eléctrico	De	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT acumulativo hasta Inversor (V)	CdT hasta Inversor (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	R01	SP3.2	31	4	0,3401	8,24	45	728,16	2,8020	10,342	1,42%	23,09
1 fase CC	R09	SP2.2	7	4	0,0768	8,24	45	728,16	0,6327	7,994	1,10%	5,21
1 fase CC	R08	SP2.2	20	4	0,2194	8,24	45	728,16	1,8078	9,169	1,26%	14,90
1 fase CC	R07	SP2.2	33	4	0,3620	8,24	45	728,16	2,9828	10,344	1,42%	24,58
1 fase CC	R06	SP2.2	45	4	0,4936	8,24	45	728,16	4,0674	11,429	1,57%	33,52
1 fase CC	R05	SP2.2	2	4	0,0219	8,24	45	728,16	0,1808	7,542	1,04%	1,49
1 fase CC	R04	SP2.2	13	4	0,1426	8,24	45	728,16	1,1750	8,536	1,17%	9,68
1 fase CC	R03	SP2.2	26	4	0,2852	8,24	45	728,16	2,3501	9,711	1,33%	19,36
1 fase CC	R02	SP2.2	38	4	0,4168	8,24	45	728,16	3,4347	10,796	1,48%	28,30
1 fase CC	R01	SP2.2	50	4	0,5485	8,24	45	728,16	4,5194	11,881	1,63%	37,24

Circuito Eléctrico	De	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT acumulativo hasta Inversor (V)	CdT hasta Inversor (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	R10	SP1.2	2	4	0,0219	8,24	45	728,16	0,1808	7,334	1,01%	1,49
1 fase CC	R09	SP1.2	13	4	0,1426	8,24	45	728,16	1,1750	8,328	1,14%	9,68
1 fase CC	R08	SP1.2	25	4	0,2742	8,24	45	728,16	2,2597	9,413	1,29%	18,62
1 fase CC	R07	SP1.2	38	4	0,4168	8,24	45	728,16	3,4347	10,588	1,45%	28,30
1 fase CC	R06	SP1.2	50	4	0,5485	8,24	45	728,16	4,5194	11,673	1,60%	37,24
1 fase CC	R05	SP1.2	63	4	0,6911	8,24	45	728,16	5,6944	12,848	1,76%	46,92
1 fase CC	R04	SP1.2	31	4	0,3401	8,24	45	728,16	2,8020	9,955	1,37%	23,09
1 fase CC	R03	SP1.2	44	4	0,4827	8,24	45	728,16	3,9771	11,130	1,53%	32,77
1 fase CC	R02	SP1.2	57	4	0,6253	8,24	45	728,16	5,1521	12,305	1,69%	42,45
1 fase CC	R01	SP1.2	69	4	0,7569	8,24	45	728,16	6,2367	13,390	1,84%	51,39

Circuito Eléctrico	De	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT acumulativo hasta Inversor (V)	CdT hasta Inversor (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	R08	SP4.1	8	4	0,0878	8,24	45	728,16	0,7231	9,417	1,29%	5,96
1 fase CC	R07	SP4.1	20	4	0,2194	8,24	45	728,16	1,8078	10,502	1,44%	14,90
1 fase CC	R06	SP4.1	2	4	0,0219	8,24	45	728,16	0,1808	8,875	1,22%	1,49
1 fase CC	R05	SP4.1	12	4	0,1316	8,24	45	728,16	1,0847	9,779	1,34%	8,94
1 fase CC	R04	SP4.1	23	4	0,2523	8,24	45	728,16	2,0789	10,773	1,48%	17,13
1 fase CC	R03	SP4.1	35	4	0,3839	8,24	45	728,16	3,1636	11,858	1,63%	26,07
1 fase CC	R02	SP4.1	50	4	0,5485	8,24	45	728,16	4,5194	13,213	1,81%	37,24
1 fase CC	R01	SP4.1	62	4	0,6801	8,24	45	728,16	5,6040	14,298	1,96%	46,18

Circuito Eléctrico	De	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT acumulativo hasta Inversor (V)	CdT hasta Inversor (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	R10	SP3.1	2	4	0,0219	8,24	45	728,16	0,1808	9,058	1,24%	1,49
1 fase CC	R09	SP3.1	9	4	0,0987	8,24	45	728,16	0,8135	9,691	1,33%	6,70
1 fase CC	R08	SP3.1	23	4	0,2523	8,24	45	728,16	2,0789	10,956	1,50%	17,13
1 fase CC	R07	SP3.1	37	4	0,4059	8,24	45	728,16	3,3443	12,221	1,68%	27,56
1 fase CC	R06	SP3.1	50	4	0,5485	8,24	45	728,16	4,5194	13,396	1,84%	37,24
1 fase CC	R05	SP3.1	7	4	0,0768	8,24	45	728,16	0,6327	9,510	1,31%	5,21
1 fase CC	R04	SP3.1	20	4	0,2194	8,24	45	728,16	1,8078	10,685	1,47%	14,90
1 fase CC	R03	SP3.1	32	4	0,3510	8,24	45	728,16	2,8924	11,769	1,62%	23,83
1 fase CC	R02	SP3.1	45	4	0,4936	8,24	45	728,16	4,0674	12,944	1,78%	33,52
1 fase CC	R01	SP3.1	58	4	0,6362	8,24	45	728,16	5,2425	14,120	1,94%	43,20

Circuito Eléctrico	De	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT acumulativo hasta Inversor (V)	CdT hasta Inversor (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	R08	SP2.1	2	4	0,0210	8,24	45	728,16	0,1733	9,346	1,28%	1,43
1 fase CC	R07	SP2.1	12	4	0,1262	8,24	45	728,16	1,0399	10,212	1,40%	8,57
1 fase CC	R06	SP2.1	25	4	0,2742	8,24	45	728,16	2,2597	11,432	1,57%	18,62
1 fase CC	R05	SP2.1	38	4	0,4168	8,24	45	728,16	3,4347	12,607	1,73%	28,30
1 fase CC	R04	SP2.1	8	4	0,0878	8,24	45	728,16	0,7231	9,895	1,36%	5,96
1 fase CC	R03	SP2.1	20	4	0,2194	8,24	45	728,16	1,8078	10,980	1,51%	14,90
1 fase CC	R02	SP2.1	33	4	0,3620	8,24	45	728,16	2,9828	12,155	1,67%	24,58
1 fase CC	R01	SP2.1	45	4	0,4936	8,24	45	728,16	4,0674	13,240	1,82%	33,52

Circuito Eléctrico	De	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT acumulativo hasta Inversor (V)	CdT hasta Inversor (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	R12	SP1.1	14	4	0,1536	8,24	45	728,16	1,2654	10,872	1,49%	10,43
1 fase CC	R11	SP1.1	26	4	0,2852	8,24	45	728,16	2,3501	11,957	1,64%	19,36
1 fase CC	R10	SP1.1	39	4	0,4278	8,24	45	728,16	3,5251	13,132	1,80%	29,05
1 fase CC	R09	SP1.1	7	4	0,0768	8,24	45	728,16	0,6327	10,240	1,41%	5,21
1 fase CC	R08	SP1.1	20	4	0,2194	8,24	45	728,16	1,8078	11,415	1,57%	14,90
1 fase CC	R07	SP1.1	33	4	0,3620	8,24	45	728,16	2,9828	12,590	1,73%	24,58
1 fase CC	R06	SP1.1	2	4	0,0219	8,24	45	728,16	0,1808	9,788	1,34%	1,49
1 fase CC	R05	SP1.1	13	4	0,1426	8,24	45	728,16	1,1750	10,782	1,48%	9,68
1 fase CC	R04	SP1.1	7	4	0,0768	8,24	45	728,16	0,6327	10,240	1,41%	5,21
1 fase CC	R03	SP1.1	19	4	0,2084	8,24	45	728,16	1,7174	11,324	1,56%	14,15
1 fase CC	R02	SP1.1	13	4	0,1426	8,24	45	728,16	1,1750	10,782	1,48%	9,68
1 fase CC	R01	SP1.1	19	4	0,2084	8,24	45	728,16	1,7174	11,324	1,56%	14,15

Circuito Eléctrico	Desde	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	SP4.2	SG2	2	50	0,0024	98,88	155	728,16	0,2395	0,03%	23,69
1 fase CC	SP3.2	SG2	29	95	0,0185	65,92	225	728,16	1,2188	0,17%	80,34
1 fase CC	SP2.2	SG2	50	240	0,0126	82,4	380	728,16	1,0397	0,14%	85,67
1 fase CC	SP1.2	SG2	50	240	0,0126	65,92	380	728,16	0,8318	0,11%	54,83
1 fase CC	SP4.1	SG1	2	240	0,0005	82,4	380	728,16	0,0416	0,01%	3,43
1 fase CC	SP3.1	SG1	12	240	0,0030	74,16	380	728,16	0,2246	0,03%	16,65
1 fase CC	SP2.1	SG1	25	240	0,0063	82,4	380	728,16	0,5199	0,07%	42,84
1 fase CC	SP1.1	SG1	51	240	0,0129	74,16	380	728,16	0,9545	0,13%	70,78

Circuito Eléctrico	Desde	A	Distancia (m)	Sección (mm ²)	Resistencia a 40 °C (Ω)	Intensidad (A)	Intensidad máxima admisible (A)	Tensión máxima potencia (Voltios)	CdT (Voltios)	CdT (%)	Pérdidas (W)
1 fase CC	SG2	INV B	160	480	0,0202	313,12	550	728,16	6,3214	0,87%	1979,37
1 fase CC	SG1	INV A	219	480	0,0276	313,12	550	728,16	8,6525	1,19%	2709,26

3.2. Criterio 2: Criterio térmico

En este apartado, se va a comprobar que se cumple el criterio térmico para las secciones halladas según el criterio de caída de tensión.

Para poder aplicar el criterio de dimensionamiento por el criterio térmico se debe hacer uso de las tablas que proporciona la norma UNE 20460 5.523. Concretamente para el caso de estudio, se tiene un sistema de instalación de enterrado que corresponde al método D según tabla 52-B2.

Una sección estará correctamente dimensionada, cuando se cumpla la siguiente expresión [21]:

$$I_B < I_Z \quad I_Z = I_{\text{tabla A52-2}} \cdot k_T \cdot k_R \cdot k_A \quad [21]$$

Dónde:

I_B = Intensidad nominal que circula por el cable (amperios).

I_Z =Intensidad según norma (amperios).

k_T = Factor de corrección de temperatura del terreno (adimensional).

k_R =Factor de corrección por resistividad del terreno (adimensional).

k_A =Factor por agrupamiento de varios circuitos cables instalados conductos o tubos enterrados (adimensional).

Para este caso, los factores de corrección serán los mismos para todas las secciones estudiadas, ya que las características de la instalación se mantienen iguales para cada tipo de circuito. A continuación, se detallan los valores de los factores de corrección obtenidos:

- ✓ **Factor de corrección de temperatura:** entrando en la tabla 52-D2 con una temperatura del terreno de 25°C y un aislamiento del cable de PVC, se obtiene un factor de corrección de temperatura del terreno de 0,95.
- ✓ **Factor de corrección de la resistividad del terreno:** suponiendo una resistividad del terreno de 1,20 km/W que corresponde a un terreno arcilloso seco, se entra en la tabla 52-D3, y se obtiene un factor de resistividad del terreno de 1,148.
- ✓ **Factor por agrupamiento de varios circuitos cables instalados conductos o tubos enterrados:** en este caso se tiene un factor de corrección de 1, debido a que los cables van a estar en contacto, siendo la separación entre ambos nula.

Seguidamente en la Tabla 23, se muestra para las secciones estudiadas, el cumplimiento la expresión [21].

Tabla 23: Tabla resumen del cumplimiento del criterio térmico.

Sección (mm ²)	Aislamiento	Material	I _b (A)	I _{tablaA52-2} (A)	I _z (A)	Cumplimiento criterio térmico
4	PVC2	Cobre	8,24	38	41,44	Sí
50	PVC2	Aluminio	98,88	113	123,23	Sí
95	PVC2	Aluminio	65,92	166	181,04	Sí
240	PVC2	Aluminio	82,4	277	302,10	Sí
240	XLPE2	Aluminio	153,56	322	351,17	Sí

Destacar que en la sección de 240 mm², se ha estudiado el caso donde la corriente es más alta, ya que, si cumple para este caso, cumple también para intensidades menores.

3.3. Protecciones eléctricas

Las protecciones eléctricas descritas en la memoria, han sido elegidas con el objetivo de garantizar la protección de la instalación ante sobrecargas, así como para cortocircuitos.

El criterio que se debe cumplir para garantizar el buen funcionamiento de las protecciones ante sobrecargas es el siguiente, expresión [22], [23] y [24]:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad [22]$$

$$1,45 \cdot I_n \leq 1,45 I_z \text{ (interruptores o seccionadores) [23]}$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1,45 I_z \text{ (fusibles) [24]}$$

Dónde:

I_z es la intensidad admisible para el cable.

I_n es la intensidad de ajuste del dispositivo de protección.

La instalación está protegida por fusibles y/o seccionador/interruptor en carga. A continuación, en Tabla 24, se muestra el cuadro resumen de las protecciones utilizadas.

Tabla 24: Tabla resumen del cumplimiento por sobrecarga de las protecciones.

Protecciones	Calibre	I_n (A)	I_z (A)	Criterio protección sobrecarga (A)	Cumplimiento criterio térmico
Fusibles	16	16	41,44	$25,6 < 60,08$	Sí
Fusibles	100	100	302,10	$160 < 438,04$	Sí
Fusibles	160	160	302,10	$256 < 438,04$	Sí
Fusible	400	400	702,34	$640 < 1.018,39$	Sí
Seccionador	400	400	702,34	$580 < 1.018,39$	Sí
Seccionador	150	150	302,10	$217,5 < 438,04$	Sí
Seccionador	100	100	302,10	$145 < 438,045$	Sí

Por otro lado, dado que el tipo de elementos de la instalación condicionan una corriente de cortocircuito sólo algo superior a la corriente de diseño y, teniendo en cuenta el amplio margen entre la corriente de diseño y la corriente admisible (ver Tabla 23), se deduce que la corriente de cortocircuito es inferior a la corriente admisible en todos los tramos, por lo que la protección frente a cortocircuitos con los fusibles seleccionados es adecuada.

ANEXO 4. Fichas técnicas de los componentes utilizados

TECHNICAL CHARACTERISTICS

INPUT	Power range	1,5kW - 560kW ^[1]
	Voltage power	380-500Vac, 3 phases (±10%) 540-900Vdc (830Vdc for Frame 1 & 2)
	Hybrid supply	Yes, simultaneous connection
	Input frequency	50Hz/60Hz ± 6%
	Input rectifier technology	Thyristor-Diode
	DPF=cos φ / Power factor	≥ 0.98 / ≥ 0.91
	EMC input filter	Frames 1 & 2: First environment (C2 standard) Frames 3 to 11: Second environment (Industrial) (C3 Standard) First environment (C2 Optional). C1 consult Power Electronics. Optional IT filter
	Current THDi (%) / Filter harmonics	≤ 40% / Choke coils 3% impedance
	Regenerative	NO
OUTPUT	Output frequency ^[2]	0...200Hz
	Overload capacity	Constant torque/heavy duty: 150% during 60 sec at 50°C
	Efficiency (at rated current and rated voltage)	≥ 98%
	Switching frequency	4 to 8kHz - PEWave
	Output dV/dt filter	500 to 800V/μs ^[3]
Output cable length ^[4]	USC 300m, SC 150m	
ENVIRONMENTAL CONDITIONS	Operation temp. / Storage temp.	-20°C to +50°C / -40°C to +70°C
	Altitude/Power altitude derating ^[1]	1000m / >1000m, 1% PN(kW) per 100m; 4000m maximum
	Ambient humidity	<95%, non-condensing
	Degree of protection	IP20, IP54
INPUTS / OUTPUTS	Digital inputs	6 programmable active high (24Vdc), Isolated power supply, 1 PTC input
	Digital outputs	3 Programmable changeover relays (250Vac, 8A or 30Vdc, 8A)
	Analogue input	2 Programmable differential inputs: 0 - 20mA, 4 - 20mA, 0 - 10Vdc and ±10Vdc. (Optically isolated)
	Analogue outputs	2 Isolated programmable outputs: 0 - 20mA, 4 - 20mA, 0 - 10Vdc and ±10Vdc
	Encoder inputs (optional)	2 differential encoders input. Voltages inputs from 5 to 24Vdc
	User power supply	+24Vdc user power supply (Max. 180mA) regulated and short-circuit protected +10Vdc user power supply (Max. 2 potentiometers R= 1 kΩ) regulated and short-circuit protected
	I/O Extension board (optional)	4 Digital Inputs: Programmable inputs and active high (24Vdc). Optically isolated. 1 Analogue Input: Programmable and differential input. 5 Digital Outputs: Programmable multi-function relays. 1 Analogue Output: Programmable outputs in voltage / current.
	External power supply (optional)	24V External Power Supply, Fault Relay integrated
COMMUNICATION	Standard protocol	Modbus-RTU
	Optional protocol	Profibus-DP, DeviceNet, Ethernet (Modbus TCP), Ethernet IP, CAN Open, N2 Metasys Gateway
REGULATIONS	Certifications	CE, cTick, UL ^[5] , cUL ^[5] , GL ^[6]
	Electromagnetic compatibility	EMC Directive (2004/108/CE), IEC/EN 61800-3
	Design and construction	LVD Directive (2006/95/CE), IEC/EN 61800-2, IEC/EN 61800-5-1, IEC/EN 60146-1-1, IEC60068-2-6, IEC/EN 61800-5-2(STO) TÜV Rheinland Certified

NOTES [1] Other configuration, consult Power Electronics.
[2] For operation frequencies higher than 100Hz consult Power Electronics.
[3] Valid for frames 3 to 11, depending on

the rated power, the input voltage and under Power Electronics' installation recommendations. For frames 1 and 2 it is available optional filters.

[4] SC: Shielded cable, USC: Unshielded Cable. Follow Power Electronics installation recommendations. For greater cable lengths and first environment (C2)

consult Power Electronics.
[5] On certification process.
[6] SD700 series from frame 5 on. For further information, please consult with Power Electronics.

CONFIGURATION TABLE

SD700SP Series Model		Output Current ^[1]		Input Voltage		Degree of protection		Cabinet plinths ^[2]		EMC Filter		Floating Earth		Solar Kit	
SD7SP	SD700SP SOLAR PUMPING	0006	6A	5	380Vac-500Vac	2	IP20	-	Standar	-	Second environment	-	Without Floating Earth	-	-
		0100	100A			5	IP54	20	Total height 2000mm	E	First environment ^[3]	T	With Floating Earth	K	Solar kit included
						22	Total height 2200mm	M	Optional IT filter				
		990	990A												

NOTES [1] Verify the rated current of the motor nameplate to guarantee the compatibility with the selected drive.
[2] SD700 frame 4 available with standard height and with 1712mm total height.

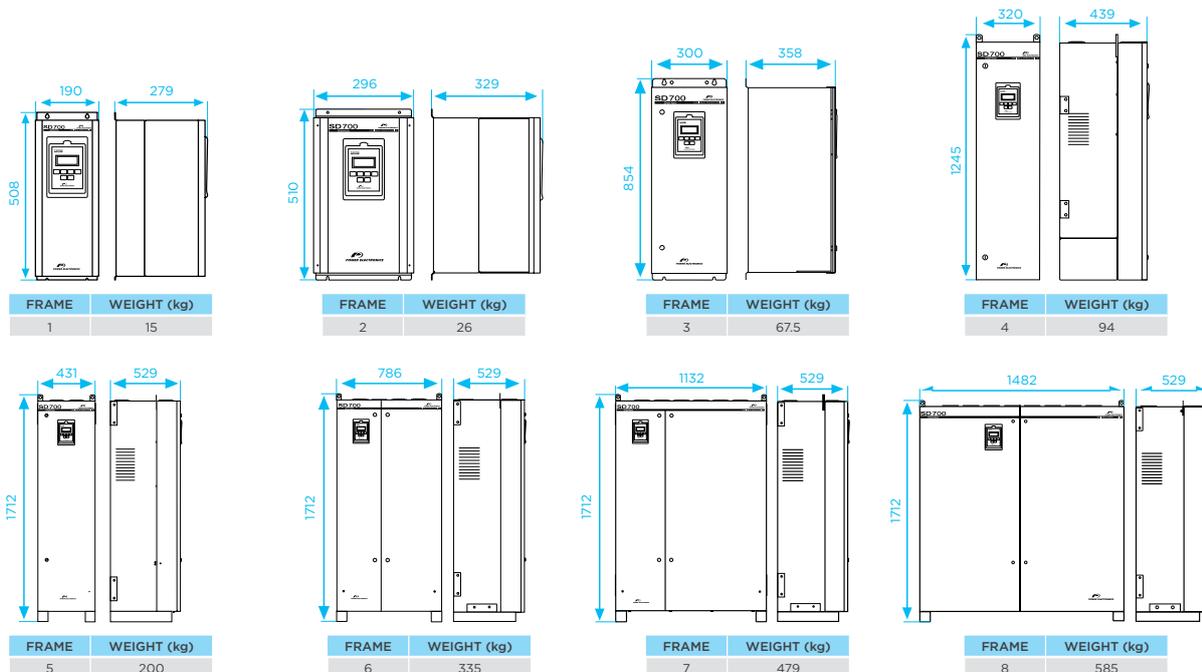
[3] Floating earth drive not available with first environment filter.
For more ordering info contact our sales representatives.

STANDARD RATINGS

400Vac - 565Vdc						
FRAME	CODE	Operation Temperature 50°C AC SUPPLY			DC SUPPLY @565Vdc	
		I(A) Rated	Motor Power (kW) at 400VAC	150% Overload (A)	I(A) DC input	I(A) DC input 120% Overload
1	SD7SP0006 5	6	2,2	9	4	5
	SD7SP0009 5	9	4	14	7	8
	SD7SP0012 5	12	5,5	18	10	12
	SD7SP0018 5	18	7,5	27	13	16
	SD7SP0024 5	24	11	36	19	23
2	SD7SP0032 5	32	15	48	27	32
	SD7SP0038 5	38	18,5	57	33	39
	SD7SP0048 5	48	22	72	39	47
3	SD7SP0060 5	60	30	90	53	64
	SD7SP0075 5	75	37	113	65	79
	SD7SP0090 5	90	45	135	80	96
	SD7SP0115 5	115	55	173	97	117
4	SD7SP0150 5	150	75	225	133	159
	SD7SP0170 5	170	90	255	159	191
5	SD7SP0210 5	210	110	315	195	234
	SD7SP0250 5	250	132	375	234	280
	SD7SP0275 5	275	150	413	265	319
6*	SD7SP0330 5	330	160	495	283	340
	SD7SP0370 5	370	200	555	354	425
	SD7SP0460 5	460	250	690	442	531
7*	SD7SP0580 5	580	315	870	558	669
	SD7SP0650 5	650	355	975	628	754
	SD7SP0720 5	720	400	1080	708	850
8*	SD7SP0840 5	840	450	1260	796	956
	SD7SP0925 5	925	500	1388	885	1062
	SD7SP0990 5	990	560	1485	991	1189

*Higher power drives available. Consult Power Electronics.

DIMENSIONS



D6P_B3A

240W - 270W

Multi-Crystalline Photovoltaic Module



Positive power tolerance
0~+4.99 watt



Withstand strong wind/snow load up to 5400 Pa
Pass ASTM E330; Maximum wind speed: 197 km/h (safety factor 3)
(Short-side installation \geq 2400 Pa guaranteed)



Excellent low light performance
3.5% relative eff. reduction at low-irradiance (200W/m²)



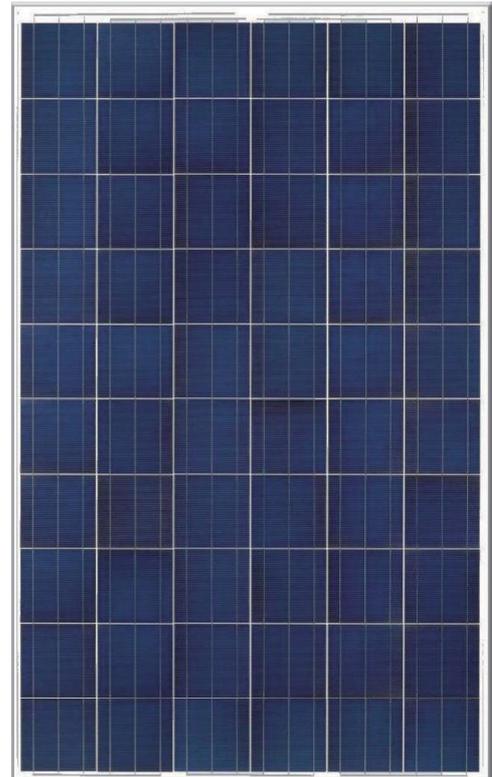
100% EL inline inspection
Better module reliability



Prolonged aging test
2000 hours damp heat test; 400 thermal cycles



Ammonia resistance
According to IEC 62716 Ed. 1



www.tuv.com
ID 0000039214



Certificate Number MCS PV0203 Technology



PHOTOVOLTAIC MODULE
E330639



Reliability & Certification

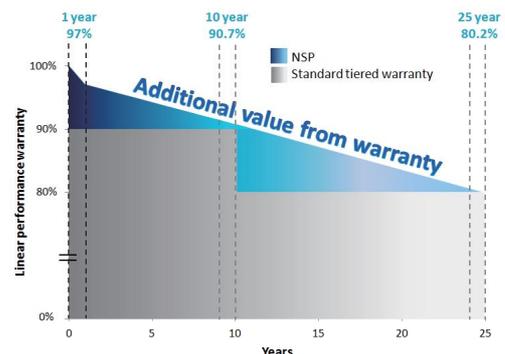
Product guarantee: 10-year

Linear Performance Warranty

- 1-year: 97% power output then power degradation 0.7% per year till 25th year
- 25-year: 80.2% power output
- 10-year: 90.7% power output

IEC 61215 / IEC61730, CE, MCS, UL1703, CEC

* Please refer to NSP product warranty for details



For more information, please visit us at www.nsp.com



NEO SOLAR POWER

Electrical Data

MODEL	D6P 240 B3A	D6P 245 B3A	D6P 250 B3A	D6P 255 B3A	D6P 260 B3A	D6P 265 B3A	D6P 270 B3A	†D6P 275 B3A
Maximum Rating Power (Pmax)	240 W	245 W	250 W	255 W	260 W	265 W	270 W	275 W
Module Efficiency	14.8%	15.1%	15.4%	15.7%	16.0%	16.3%	16.6%	16.9%
Open Circuit Voltage (Voc)	36.99 V	37.16 V	37.33 V	37.50 V	37.67 V	38.17 V	38.39 V	38.63 V
Maximum Power Voltage (Vpm)	29.76 V	30.05 V	30.34 V	30.64 V	30.93 V	30.97 V	31.04 V	31.18 V
Short Circuit Current (Isc)	8.54 A	8.61 A	8.69 A	8.76 A	8.83 A	9.02 A	9.15 A	9.23 A
Maximum Power Current (Ipm)	8.06 A	8.15 A	8.24 A	8.32 A	8.43 A	8.58 A	8.73 A	8.85 A

*Electrical data under Standard Test Conditions (STC): Cell Temperature of 25 °C, Irradiance 1000 W/m², AM 1.5

*Values w/o tolerance are typical numbers; specifications subject to change

†275W for IEC 61215 / IEC61730, CE, MCS only

Mechanical Data

Item	Specification
Dimension	1640 mm (L) x 992 mm (W) x 40 mm (D) / 64.5" (L) x 39.1" (W) x 1.57" (D)
Weight	18.5 kg / 40.8 lbs
Solar Cell	60 multicrystalline 6" silicon cells
Front Glass	Anti-reflective tempered solar glass, 3.2mm thickness
Cell Encapsulation	EVA (Ethylene-Vinyl-Acetate)
Back Cover	Composite film, white
Junction Box	IP 67 rated
Frame	Anodized aluminum frame, original or black
Packaging Configuration	26 pcs Per Pallet, 728 pcs Per 40' HQ container

Operating Conditions

Item	Specification
Mechanical Load	5400 Pa (Certified by TUV Rheinland)
Maximum System Voltage	DC 1000 V
Series Fuse Rating	15 A
Operating Temperature	-40 to 85 °C

Temperature Characteristics

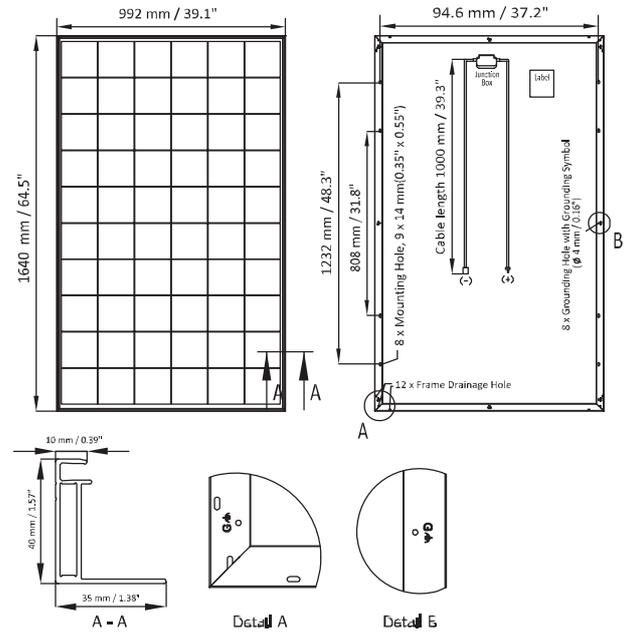
Item	Specification
Nominal Operating Cell Temperature	44 °C ± 2°C
Temperature Coefficient of Isc	0.046 % / °C
Temperature Coefficient of Voc	-0.313 % / °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.420 % / °C

* Nominal Operating Cell Temperature (NOCT): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20 °C, Wind Speed 1 m/s

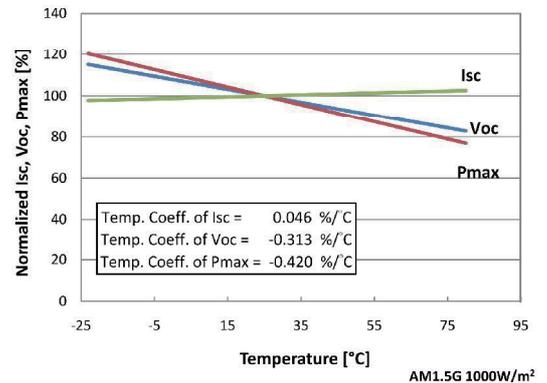
* Please refer to NSP's Standard Module Installation Manual before using the product

* Reduction in efficiency from 1000 W/m² to 200 W/m² at 25 °C: 3.5% ± 2 %

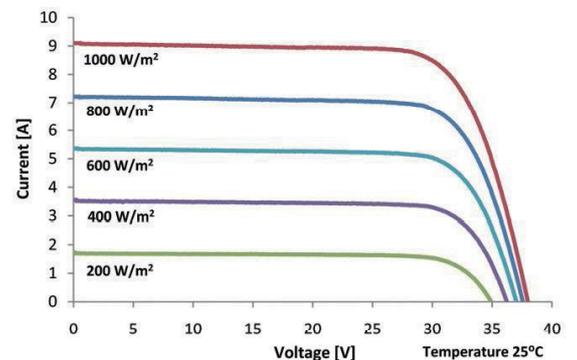
Front View & Back View



Dependence on Temperature



Dependence on Irradiance



Contact Us

Neo Solar Power Corporation

Headquarters: 7, Li-Hsin 3rd Rd., Hsinchu
Science Park, Hsinchu, 30078, Taiwan

Tel: +886-3-578-0011
Fax: +886-3-578-1255

www.nsp.com

Email: sales.module@nsp.com
Website: www.nsp.com

B. PLANOS

Índice

1. PLANOS.....	137
1.1. Implementación General.....	137
1.1.1. Situación y emplazamiento	137
1.2. Obra civil	137
1.2.1. Ordenación General del Parque Solar Fotovoltaico.....	137
1.2.2. Detalle de zanjas	137
1.2.3. Sistema de puesta a tierra en continua	137
1.3. Estructura soporte generador fotovoltaico	137
1.4. Esquemas eléctricos desarrollados	137

1. PLANOS

1.1. Implementación General

1.1.1. Situación y emplazamiento

1.2. Obra civil

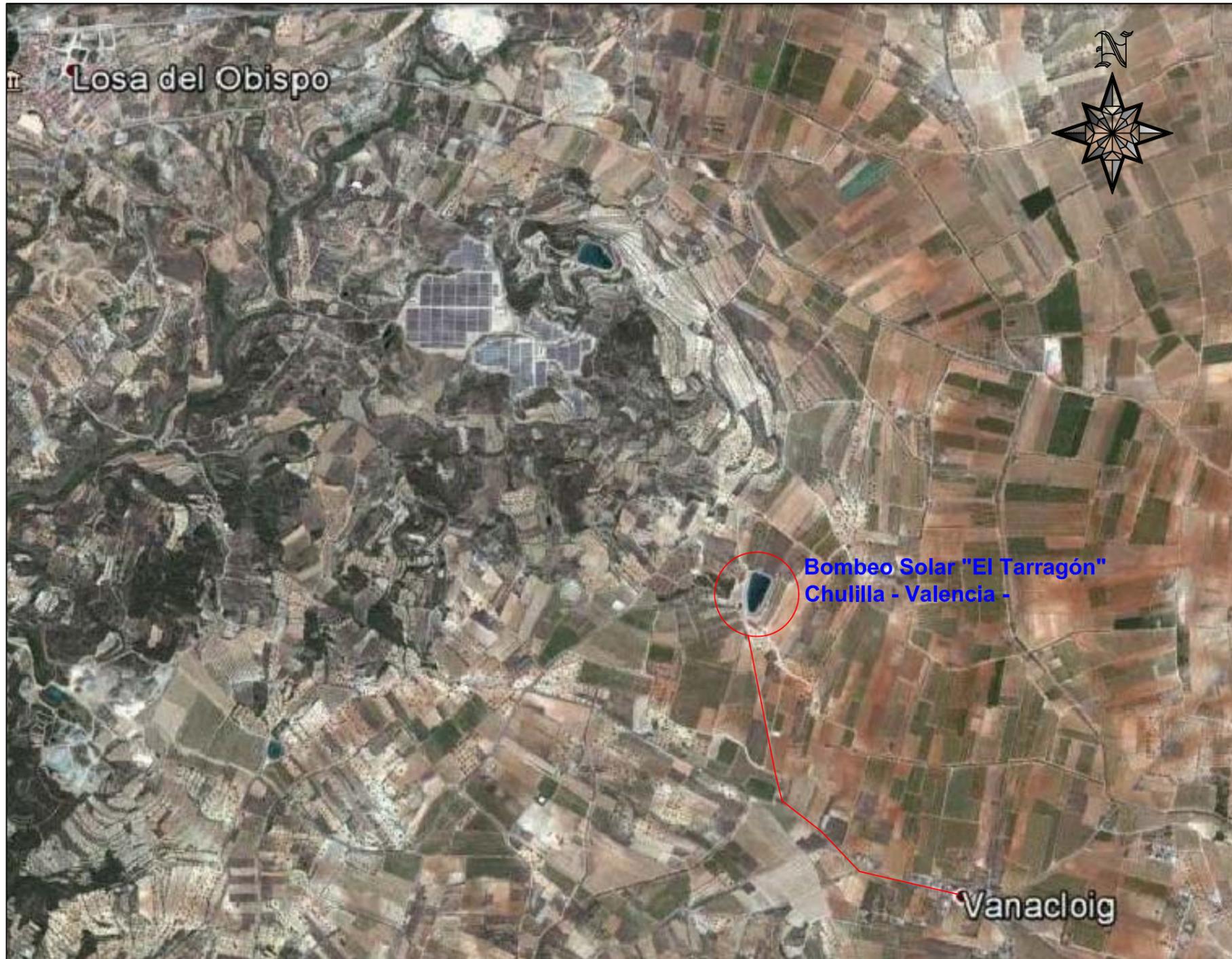
1.2.1. Ordenación General del Parque Solar Fotovoltaico

1.2.2. Detalle de zanjas

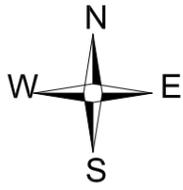
1.2.3. Sistema de puesta a tierra en continua

1.3. Estructura soporte generador fotovoltaico

1.4. Esquemas eléctricos desarrollados

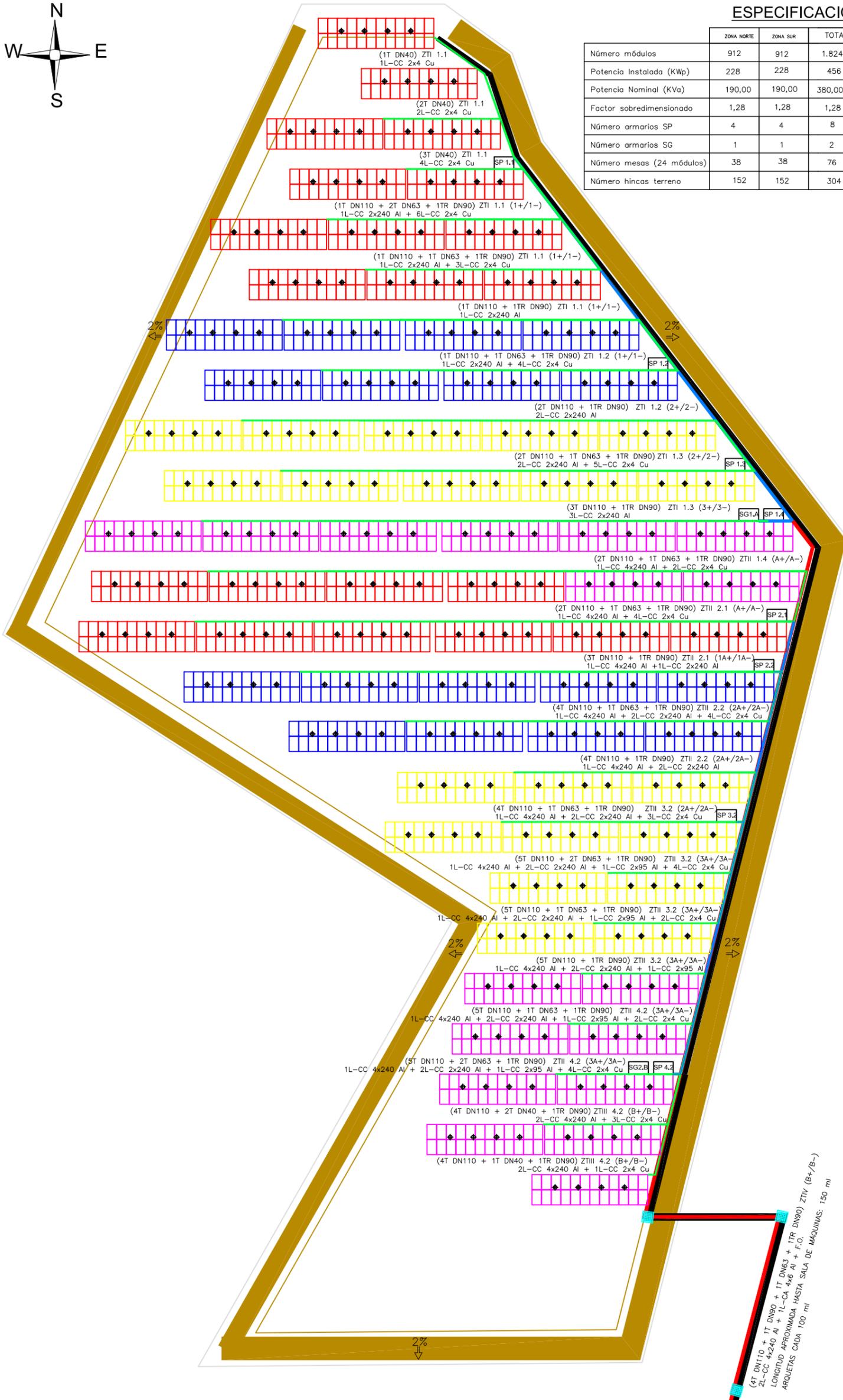


 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALÈNCIA		TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE	
PROYECTO : INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN RÉGIMEN ISLA					
AUTOR/A : Rosalía Gomis Cebolla		SITUACION : CHULILLA (Valencia)			
FIRMA :		TITULO : SITUACIÓN Y EMPLAZAMIENTO			
FECHA : Septiembre 2016		ESCALA : S/E	REFERENCIA :	REVISION:	PLANO 1.1.1



ESPECIFICACIONES GENERALES

	ZONA NORTE	ZONA SUR	TOTAL		
Número módulos	912	912	1.824	Referencia proyecto	23011/01/0100
Potencia instalada (KWp)	228	228	456	Altitud instalación	400 m (media aproximada)
Potencia Nominal (KVa)	190,00	190,00	380,00	Latitud-Longitud	39°40 N - 0°50 E
Factor sobredimensionado	1,28	1,28	1,28	Azimut instalación	0°
Número armarios SP	4	4	8	Superficie parcela	12.661 m ²
Número armarios SG	1	1	2	Superficie vallado	7.338 m ²
Número mesas (24 módulos)	38	38	76	Superficie instalaciones	2.866 m ²
Número hincas terreno	152	152	304	Ancho vial perimetral	2,5-4 m
				Inclinación módulos	15°
				Distancia entre filas instalación	5,31 m
				Tipo instalación de módulos	2 en horizontal
				Tipo estructura	Acero galvanizado en caliente
				Tipo hincado estructura	Monoposte (profundidad:1-3m)
				Altura mín. primer módulo	0,40 m
				Marca y modelo de módulo	NEO SOLAR POWER (250Wp)
				Dimensiones módulo	1.640 x 992 x 40 mm
				N° módulos/frama	24
				Marca y modelo inversores	Power Electronics SD7SP0275 5 190 kVa



LEYENDA

	Límite parcela
	Límite instalaciones
	Módulo fotovoltaico MODELO...
	Armario de Seccionamiento y Protección de Rama X: N° Armario SP Y: N° Armario SG
	Armario de Seccionamiento y Protección General X: N° Armario SG Y: Identificación de Variador de frecuencia
	Arqueta prefabricada de polipropileno con fondo. Tapa de fundición. Asiento de hormigón
	Líneas eléctricas ramas
	Líneas eléctricas armarios SP
	Líneas eléctricas armarios SG
	Canalización subterránea
	Vial perimetral. Ancho variable. Compactación tierras propias. Pendiente lateral 2%



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

PROYECTO : **INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN RÉGIMEN ISLA**

AUTOR/A : **Rosalía Gomis Cebolla**

SITUACION : **CHULILLA (Valencia)**

FIRMA :

TITULO : **ORDENACIÓN GENERAL**

FECHA : **Septiembre 2016**

ESCALA : **1/500**

REFERENCIA :

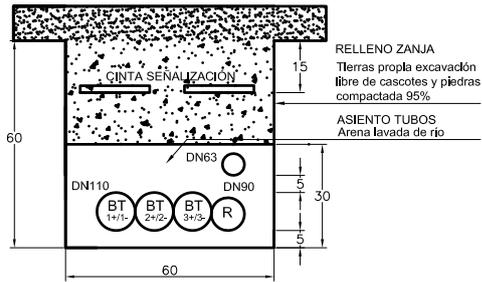
REVISION:

PLANO **1.2.1**

DETALLE ZANJA TIPO I

BAJA TENSIÓN (CC)

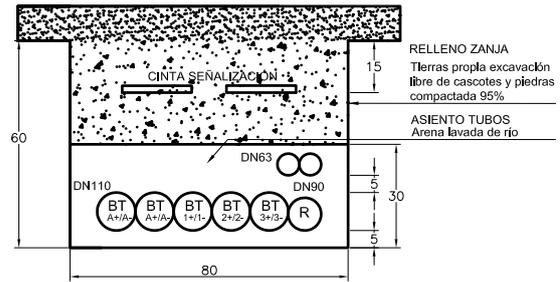
0-3T DN110 + 0-2T DN63 + 0-3T DN40



DETALLE ZANJA TIPO II

BAJA TENSIÓN (CC)

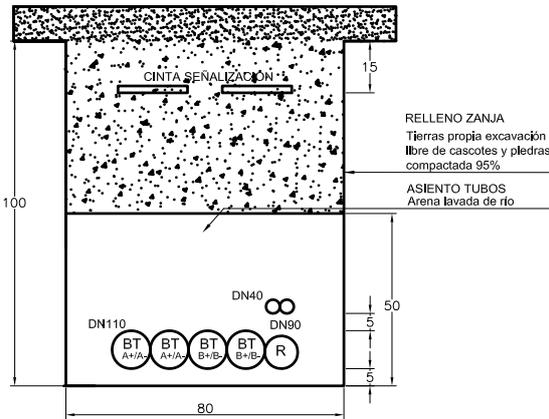
2-5T DN110 + 0-2T DN63



DETALLE ZANJA TIPO III

BAJA TENSIÓN (CC)

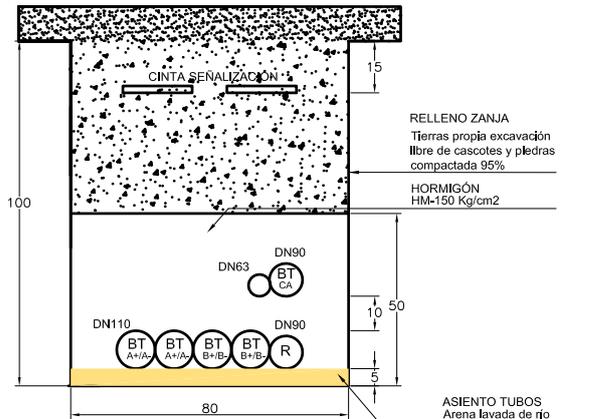
2-4T DN110 + 1-2T DN40



DETALLE ZANJA TIPO IV

BAJA TENSIÓN (CC + CA) + COMMS.

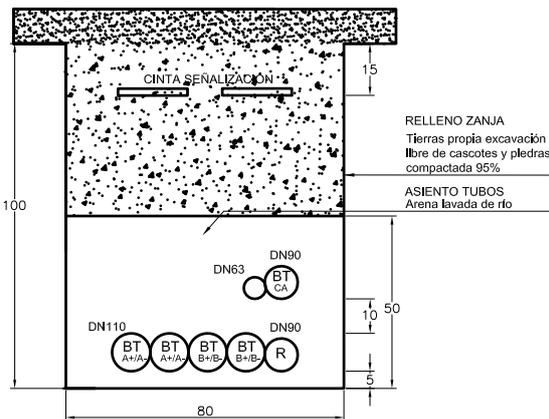
4T DN110 + 1T DN90 + 1T DN63



DETALLE ZANJA TIPO V

BAJA TENSIÓN (CC + CA) + COMMS.

4T DN110 + 1T DN90 + 1T DN63



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALÈNCIA

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL
DESARROLLO SOSTENIBLE

PROYECTO :

INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN RÉGIMEN ISLA

AUTOR/A :

Rosalía Gomis Cebolla

SITUACION :

CHULILLA (Valencia)

FIRMA :

TITULO :

DETALLE DE ZANJAS

FECHA :

Septiembre 2016

ESCALA :

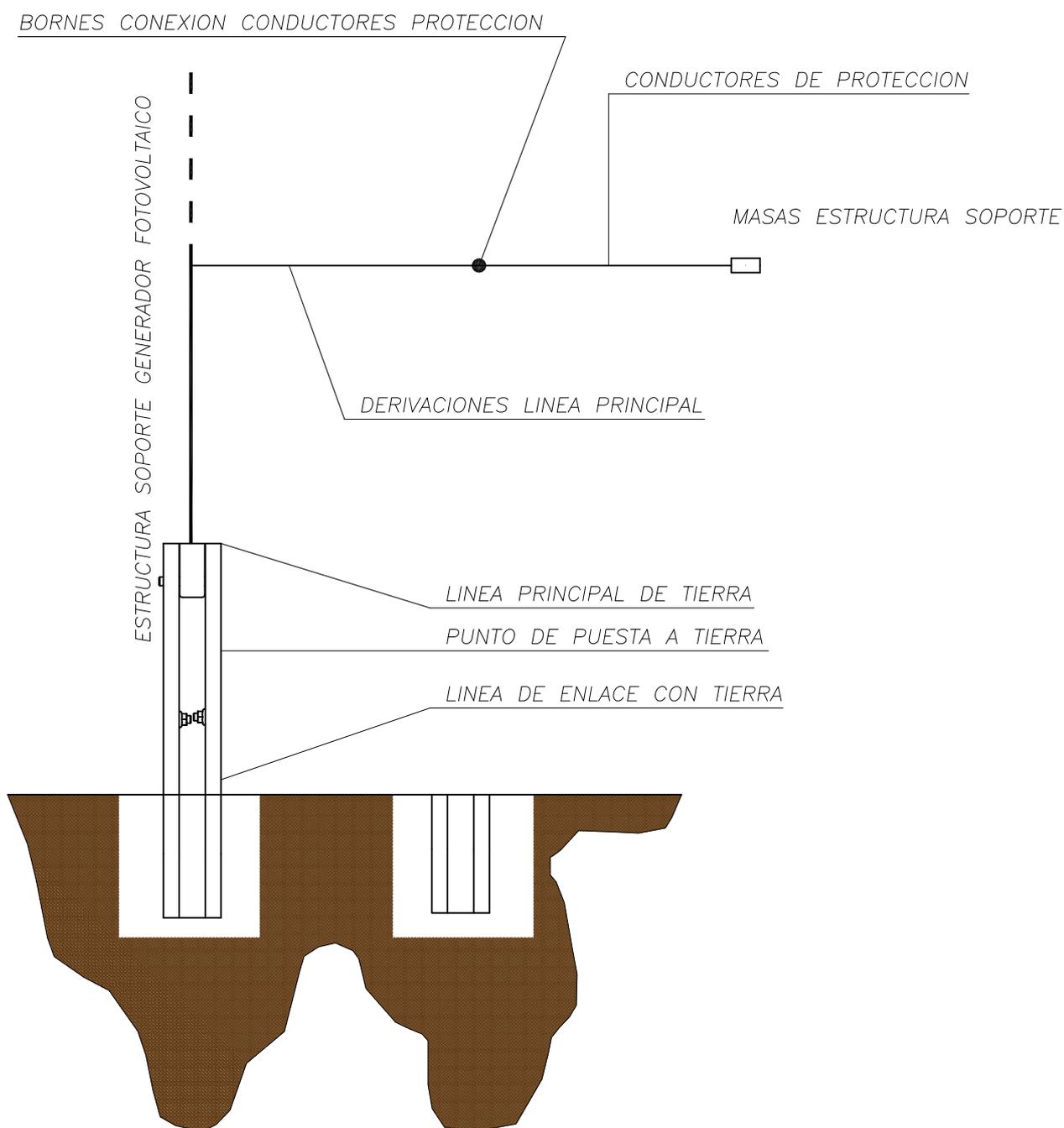
S/E

REFERENCIA :

REVISION:

PLANO

1.2.2



**UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA**



**ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALÈNCIA**

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL
DESARROLLO SOSTENIBLE

PROYECTO : **INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE
ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN RÉGIMEN ISLA**

AUTOR/A :
Rosalía Gomis Cebolla

SITUACION :
CHULILLA (Valencia)

FIRMA :

TITULO :
SISTEMA DE PUESTA A TIERRA EN CONTINUA

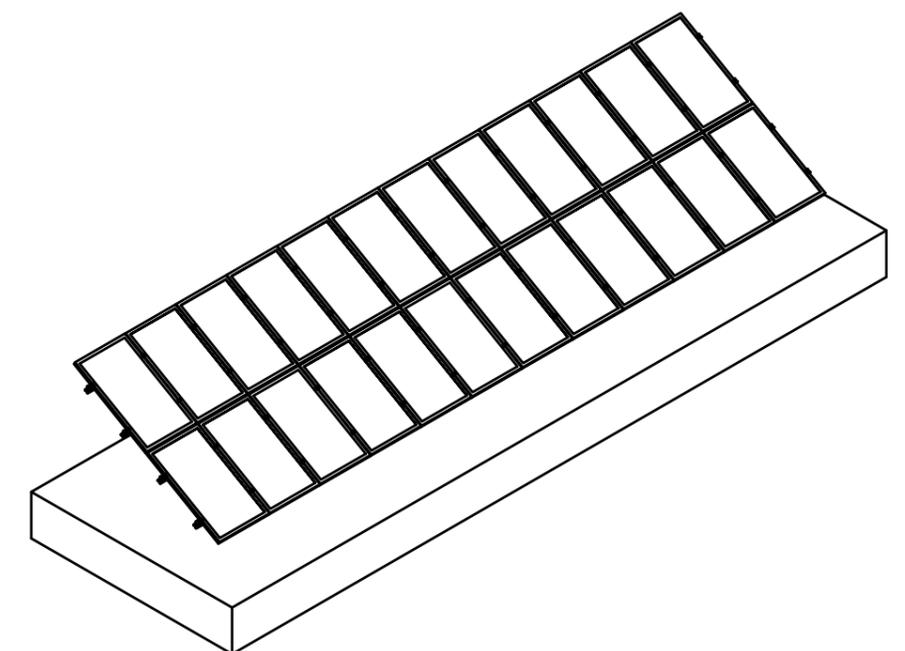
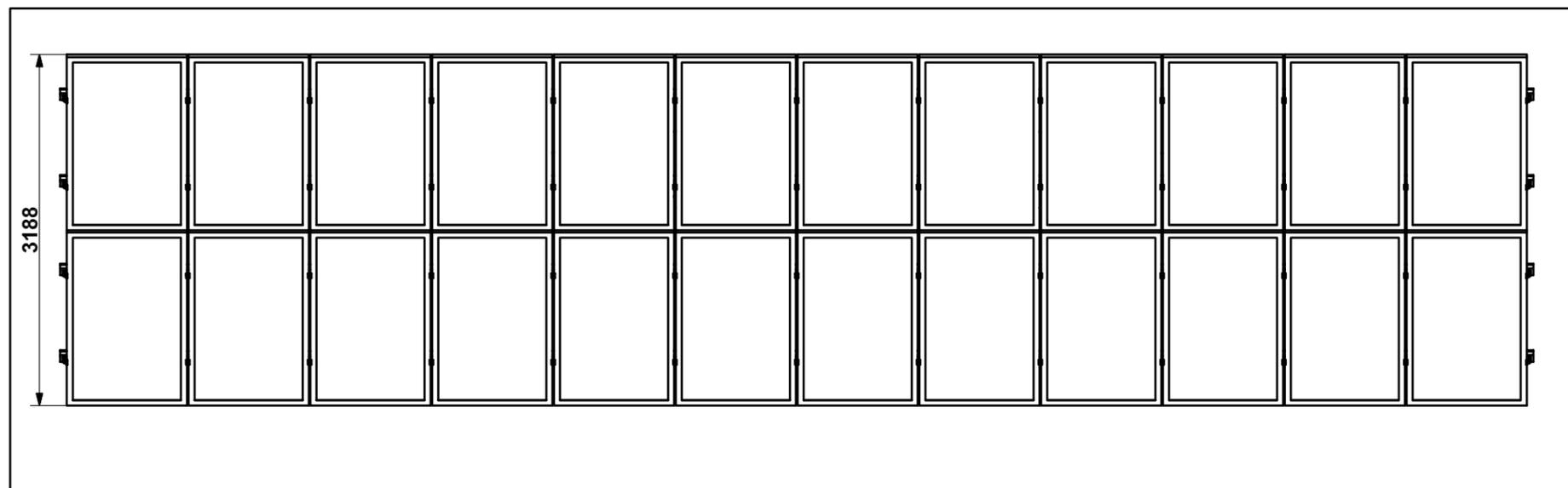
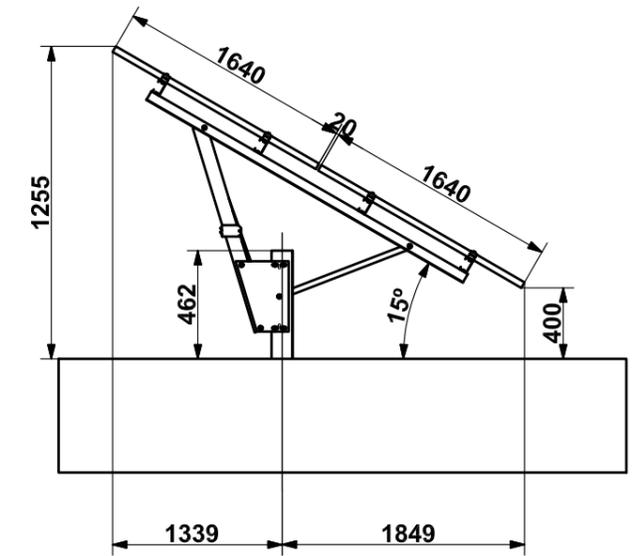
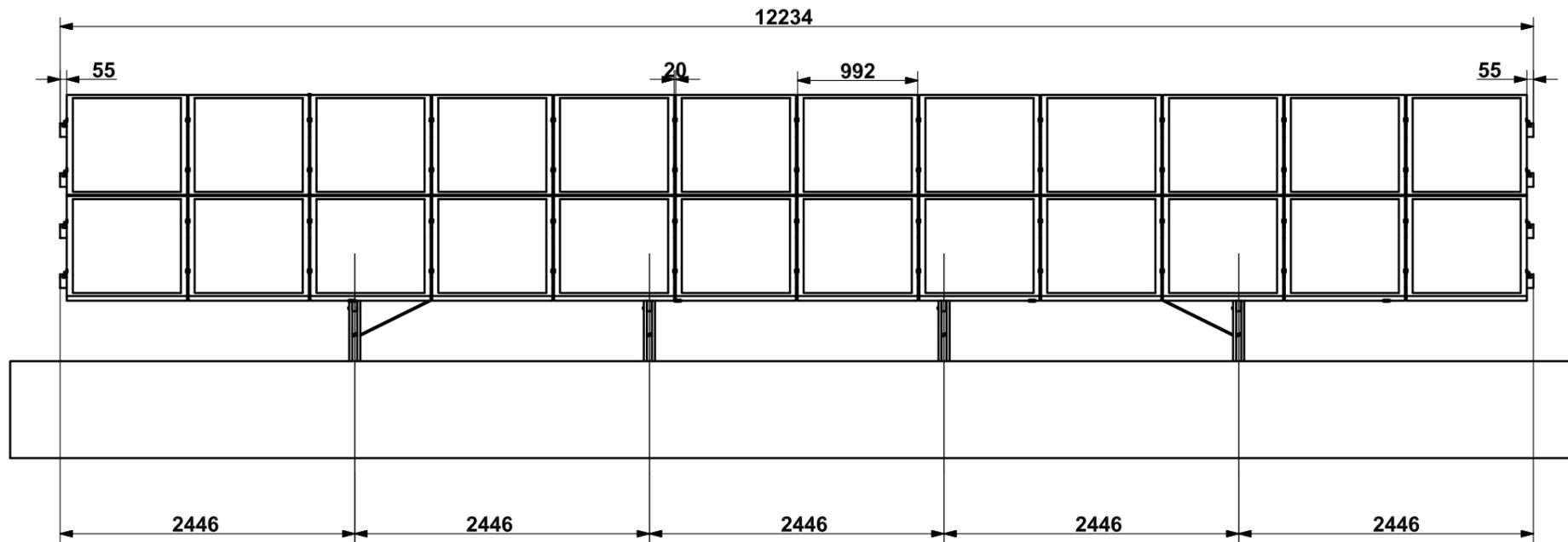
FECHA :
Septiembre 2016

ESCALA :
S/E

REFERENCIA :

REVISION:

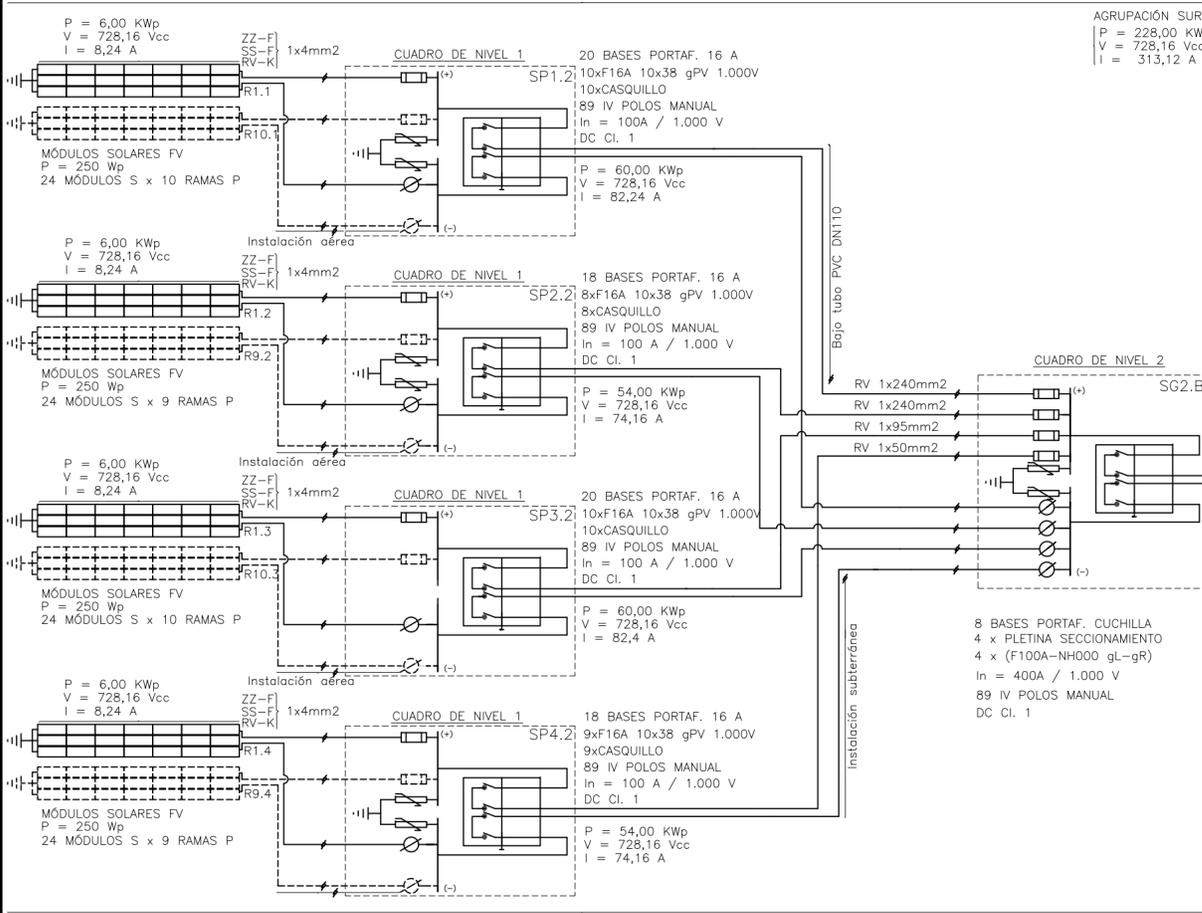
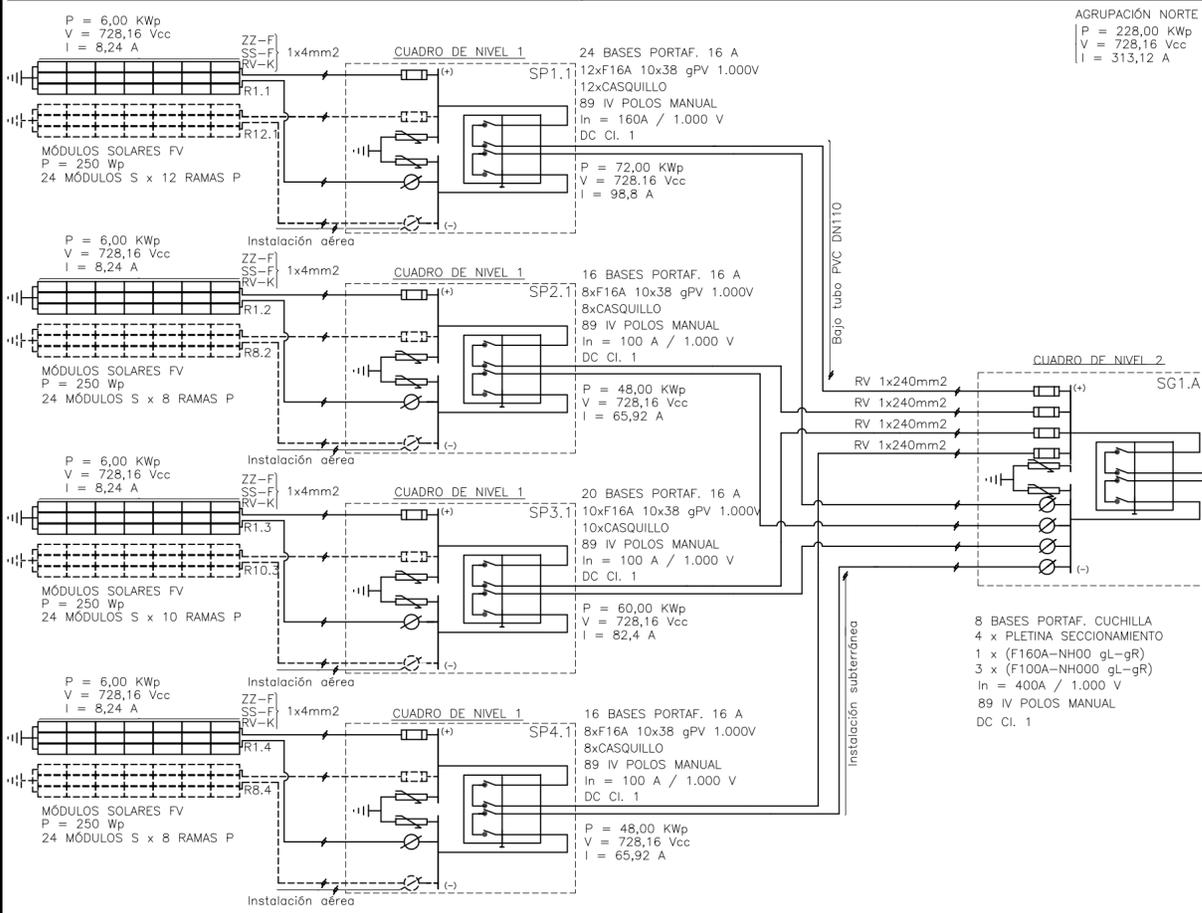
PLANO
1.2.3



 UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA		 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALENCIA		TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE	
PROYECTO : INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN RÉGIMEN ISLA					
AUTOR/A : Rosalía Gomis Cebolla			SITUACION : CHULILLA (Valencia)		
FIRMA :			TITULO : ESTRUCTURA SOPORTE GENERADOR FOTOVOLTAICO 2V-15°		
FECHA : Septiembre 2016		ESCALA : S/E	REFERENCIA :	REVISION:	PLANO 1.3

PARQUE SOLAR FOTOVOLTAICO

P = 456,00 KWp
V = 728,16 Vcc
I = 626,24 A



SIMBOLOGIA

<ul style="list-style-type: none"> INTERRUPTOR AUTOMÁTICO LAS LETRAS INDICAN: <ul style="list-style-type: none"> O - INTENSIDAD DE SERVICIO H - INTENSIDAD NOMINAL B - CAPACIDAD SIMÉTRICA DE CORTE ME: MANDI ELECTRICO SP: TRIPOLAR INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DE CORTE AL AIRE FUSIBLE SECCIONADOR. LAS LETRAS INDICAN: <ul style="list-style-type: none"> O - INTENSIDAD DE SERVICIO H - INTENSIDAD NOMINAL NA - NORMALMENTE ABIERTO NC - NORMALMENTE CERRADO INTERRUPTOR-SECCIONADOR PARA FUNCIONAMIENTO EN CARGA NUMERO DE CONDUCTORES QUE EN EL SISTEMA SIGUEN EL MISMO CAMINO CUANDO SE PRESIENE NEUTRO SE REPRESENTAN CON UNICA LINEA 	<ul style="list-style-type: none"> INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO ENLAMBAMIENTOS LAS LETRAS INDICAN: <ul style="list-style-type: none"> EE - ELECTRICO EM - MECANICO RELE O ELEMENTO DE PROTECCION. EL NUMERO FUERA DEL SIMBOLO INDICA EL Nº DE UNIDADES. EL NUMERO DE CENTRO S1 - RELE SOBRECARGA TIEMPO INVERSO S2 - RELE SOBRECARGA INSTANTANEO PARA C.A. S3 - RELE DE AJUSTAMIENTO IDENTIFICACION DE ANILLOS ELECTRICOS SL/1 - 1º Nº ANILLO SL/2, 2º Nº ANILLO DE FRECUENCIA SP/1 - 1º Nº ANILLO SP/2, 2º Nº ANILLO SL
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR INGENIEROS INDUSTRIALES VALÈNCIA

TRABAJO FINAL DE MÁSTER EN TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

PROYECTO: INSTALACIÓN DE ACCIONAMIENTO ELÉCTRICO DIRECTO MEDIANTE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN RÉGIMEN ISLA

AUTOR/A: Rosalía Gomis Cebolla

SITUACION: CHULILLA (Valencia)

TITULO: ESQUEMAS ELÉCTRICOS

FECHA: Septiembre 2016

ESCALA: S/E

REFERENCIA:

REVISION:

PLANO: 1.4



C. PLIEGO DE CONDICIONES



Índice

1.	PLIEGO DE CONDICIONES	143
1.1.	ARTÍCULO 1: Evaluación del emplazamiento.....	143
1.2.	ARTÍCULO 2: Componentes y Materiales.....	143
1.3.	ARTÍCULO 3: Sistemas Generadores Fotovoltaicos	144
1.4.	ARTÍCULO 4: Obra Civil y Estructura Soporte	145
1.5.	ARTÍCULO 5: Variadores de Frecuencia	147
1.6.	ARTÍCULO 6: Cableado.....	148
1.7.	ARTÍCULO 7: Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas	148
1.8.	ARTÍCULO 8: Monitorización y control	148



1. PLIEGO DE CONDICIONES

1.1. ARTÍCULO 1: Evaluación del emplazamiento

Régimen meteorológico, se dispondrá de valores medios horarios de irradiancia sobre plano horizontal (W/m^2), valores medios horarios de temperatura ambiente ($^{\circ}C$), valores medios horarios de velocidades de viento (Km/h), valores máximos horarios de ráfagas de viento (Km/h), direcciones de viento medias horarias ($^{\circ}$), valores medios horarios de presión atmosférica (mbar), valores medios horarios de humedad relativa (%), precipitación total de lluvia y/o nieve derretida (mm), días de lluvia o llovizna (uds.), días de granizo (uds.), días de tormenta (uds.) y días de niebla (uds.), que serán solicitados a las Agencias Estatales de Meteorología, serie de registros históricos: lustró.

Régimen isoceraunico, deberá evaluarse la posibilidad de que caigan rayos, su frecuencia y su gravedad respecto del emplazamiento seleccionado, con objeto de definir un sistema de puesta a tierra adecuado para la instalación.

Se realizará estudio geológico del emplazamiento. A grandes rasgos,

- Tipo de substrato.
- Textura del substrato.
- Nivel freático.
- Intensidad sísmica.
- Condiciones físico-geológicas generales.

1.2. ARTÍCULO 2: Componentes y Materiales

El grado de aislamiento eléctrico será de tipo básico clase II en lo que afecta tanto a equipos (módulos y variadores) como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión).

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarias para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la instalación.

Los materiales ubicados en la intemperie se encontrarán debidamente protegidos contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar, la humedad y la corrosión.

La instalación fotovoltaica dispondrá de todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias y de las personas, protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de aplicación de la legislación vigente.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc, de los mismos se encontrarán correctamente ubicados e identificados, en alguna de las lenguas oficiales del lugar de la instalación.

1.3. ARTÍCULO 3: Sistemas Generadores Fotovoltaicos

Todos los módulos fotovoltaicos que formen parte de la instalación serán del mismo modelo, o en el caso de modelos distintos, el diseño deberá garantizar totalmente la compatibilidad entre ellos y la ausencia de efectos negativos en la instalación por dicha causa (pérdidas por *mismatch*).

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215:2006 y UNE-EN 61730-2:2007 para módulos fotovoltaicos de silicio cristalino de uso terrestre, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

Obligatoriedad del marcado indeleble CE (obligatoriedad comercialización de productos en la Unión Europea).

El módulo fotovoltaico llevará de forma clara, 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.

Podrá ser exigido por parte del Cliente al Fabricante y/o Suministrador de módulos fotovoltaicos, distribución monótona decreciente en intensidad del producto a suministrar y, embalaje del mismo en cajas que almacenen exactamente la cantidad de módulos fotovoltaicos que componen una rama eléctrica.

Los módulos fotovoltaicos deberán llevar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales. La caja de conexiones dispondrá de un grado de protección mínimo IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio anodizado o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del +5 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Se verificará que ningún módulo presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante (defectos inspección visual definidos según Norma UNE-EN 61215:2006).

Se realizarán ensayos de los módulos fotovoltaicos en STC, en STC tras estabilización previa y en condiciones de baja irradiancia, en laboratorio acreditado del [0,5-1] % del total de módulos fotovoltaicos suministrados. Podrá ser exigido la realización de éstos y el pago de las costas de los ensayos al 50% entre Cliente y Fabricante y/o Suministrador previo a la recepción final del producto por parte del Cliente.

La tensión de aislamiento del sistema será de 1.000 V.

La configuración del generador fotovoltaico vendrá condicionada por el rango de tensiones en MPPT del variador de frecuencia en cuestión y condiciones meteorológicas propias del emplazamiento de la instalación.

1.4. ARTÍCULO 4: Obra Civil y Estructura Soporte

Las estructuras soporte deberán dar cumplimiento a lo obligado por las Normas Europeas de la Edificación (Eurocode).

Las estructuras soporte, con los módulos instalados, resistirán las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en las Normas Europeas (Eurocode).

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos fotovoltaicos (40 metros), *siguiendo las indicaciones de montaje del fabricante*.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se producirán flexiones en los módulos, superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo fotovoltaico.

La estructura soporte de los módulos fotovoltaicos se realizará para la orientación y ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la segura necesidad de sustitución de elementos.

La estructura soporte de los módulos estará protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La estructura soporte será de acero galvanizado en caliente ó aleación de aluminio extrusionado y protegido contra corrosión. La tornillería será de acero inoxidable.

Si es de tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas europeas, con un espesor mínimo de galvanizado de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

Si es aleación de aluminio extrusionado pertenecerá como mínimo a la serie 6000 (Mg₂Si). Se tratará térmicamente (temple) para mejorar sus propiedades mecánicas. El aluminio, después de ser extruido, forma por sí solo una delgada película de óxido de aluminio para protegerse de la acción de los agentes exteriores. Le confiere mínimas propiedades de oxidación y anticorrosión. Existe proceso químico electrolítico (anodizado) que permite obtener de manera artificial capas de óxido de mayor espesor y con mejores características de protección que las capas naturales.

Si se pudiese crear par galvánico en la unión entre el modulo fotovoltaico y estructura (aluminio y acero), se intercalará algún tipo material que impida la posibilidad del citado par galvánico, tales como materiales aislantes, bimetálicos, recubrimientos anodizados o dejando el espacio de separación correspondiente.

Si se pudiera crear par galvánico en la unión entre piezas estructurales (acero-aluminio), se intercalará algún tipo material que impida la posibilidad del citado, tales como materiales aislantes, bimetálicos, recubrimientos anodizados o dejando el espacio de separación correspondiente.

El borde inferior, en estructuras hincadas estará como mínimo entre 0,40 y 1 ml por encima del suelo, por lo que el terreno se puede utilizar para cultivar o para el ganado. Al mismo tiempo, está altura mínima garantizada facilitará labores de O&M, facilitará una correcta ventilación de los

módulos fotovoltaicos y evitará sombreados no deseados producidos por variaciones en vegetación o posibles objetos.

Los topes de sujeción de módulos fotovoltaicos y la propia estructura no arrojarán sombras sobre los módulos fotovoltaicos. Ningún elemento próximo al generador fotovoltaico arrojará sombras sobre el citado.

Las omegas deberán ser dentadas ó estar fileteadas con objeto de realizar una correcta puesta a tierra del módulo solar fotovoltaico, rompiendo el aislamiento del citado, reduciendo costes en cableado de puesta a tierra del generador fotovoltaico, y siempre cumpliendo la legislación vigente.

Si se precisa, existirá una correcta recogida de pluviales en el campo generador fotovoltaico, siempre teniendo en cuenta la planimetría y curvas de nivel del lugar de la instalación.

Deberán existir viales en el campo generador fotovoltaico para un adecuado desarrollo de labores de O&M y Vigilancia Presencial, si procede. Se desarrollará vial perimetral. Los viales serán de zahorra (artificial o natural), de hormigón ó de asfalto, o utilizando las propias tierras del terreno donde se ubique la instalación. La anchura mínima de éstos será variable, 1,5/3 metros; la ejecución dependerá del tipo de material utilizado y ninguno de ellos presentará retención de aguas.

En función de las ordenanzas municipales, locales y/ó estatales, podrá utilizarse todo uno, tierras propias del terreno, zahorra natural ó artificial, para la concepción de los viales descritos.

Se deberá comprobar que las propias tierras de los terrenos donde se asiente el vial perimetral tenga las condiciones de calidad y forma previstas, con las tolerancias establecidas.

Los materiales propios del terreno serán extendidos, una vez aceptada la superficie de asiento, tomando las precauciones necesarias para evitar segregaciones y contaminaciones, en tongadas con espesores de diez (10 cm). Antes de extender una tongada se procederá, si fuera necesario, a su homogeneización y humectación. Todas las operaciones de aportación de agua tendrán lugar antes de la compactación. El agua se dosificará adecuadamente, procurando que en ningún caso un exceso de la misma lave al material.

Conseguida la humedad más conveniente, la cual no deberá rebasar a la óptima en más de un (1) punto porcentual, se procederá a la compactación de la tongada, que se continuará hasta alcanzar la densidad especificada. Las zonas que, por su reducida extensión, su pendiente o su proximidad a obras de paso o desagüe, muros o estructuras, no permitieran el empleo del equipo que normalmente se estuviera utilizando se compactarán con medios adecuados a cada caso.

La compactación de las tierras procedentes del terreno se continuará hasta alcanzar una densidad no inferior a la que corresponda al noventa y siete por ciento (97%) de la máxima obtenida en el ensayo «Proctor modificado», según la Norma NLT 108/72, efectuando las pertinentes sustituciones de materiales gruesos.

1.5. ARTÍCULO 5: Variadores de Frecuencia

Será del tipo conexión para generación en isla con una potencia de entrada variable, de tal forma para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Los variadores de frecuencia cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Sobretensiones mediante varistores o similares.

Cada variador de frecuencia incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del variador de frecuencia.
- Conexión y desconexión del variador de frecuencia a la interfaz CA. El control podrá ser externo al variador de frecuencia.

Las características eléctricas de los variadores de frecuencia serán las siguientes:

- El autoconsumo del variador de frecuencia en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.
- Los variadores de frecuencia tendrán un grado de protección mínima IP 20 para variadores de frecuencia instalados en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para variadores de frecuencia en el interior de edificios y lugares accesibles.
- Los variadores de frecuencia estarán garantizados para operación con temperaturas de funcionamiento entre -40°C a $+70^{\circ}\text{C}$, con una humedad relativa entre 0 – 95%. Los variadores de frecuencia estarán garantizados para operación en condiciones nominales bajo las siguientes condiciones ambientales: entre -20°C y 50°C de temperatura ambiente y entre 0% y 90% de humedad relativa.

El variador de frecuencia cumplirá con los requisitos de Seguridad para personas y cosas exigidos por las Directivas Comunitarias siguientes:

- Directiva de Baja Tensión 2006/95/CE. Entró en vigor el 17 de enero 2007 derogando a 73/23/CEE y su modificación 93/68/CEE.
- Directiva de Compatibilidad Electromagnética 2004/108/CE. La directiva 89/336/CEE fue derogada el 20 de julio de 2007. Marcado CE.

Cumplirá además las referencias normativas CEI 11-20, CEI 11-20 V1, CEI 0-16 y certificado G83/1. Cumplirá además los compromisos de certificación electromagnética según EN 61000-6-2, EN 61000-6-3 y también cumplirá con el certificado de bajo voltaje EN 50178.

La eficiencia máxima será como mínimo del 98 %.

1.6. ARTÍCULO 6: Cableado

Los conductores en la parte CC y los de la parte de CA deberán tener la sección suficiente para que la suma de caída de tensión sea inferior de 1,5-2%, teniendo en cuenta en ambos casos como referencia las correspondientes a cajas de conexiones.

Se verificará que toda la longitud de cableado en CC y CA irá correctamente conducido en bandeja, o soporte similar, con el objeto que no se generen esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Se verificará que todo el cableado en CC y CA sea de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado de acuerdo con las normas IEC 60502 y/o Normas Europeas. El cableado a utilizar dispondrá de un nivel de aislamiento de 0,6/1kV.

1.7. ARTÍCULO 7: Puesta a tierra de instalaciones fotovoltaicas

Se verificará que las instalaciones cumplen con las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica de la sección continua estarán conectadas a un único sistema de puesta a tierra. Esta tierra será independiente de la sección de alterna. Excepción hecha del armario de protecciones VF-CC, ubicado en las proximidades del variador de frecuencia, el cual se unirá al sistema de tierras de corriente alterna.

1.8. ARTÍCULO 8: Monitorización y control

Se verificará el sistema de monitorización de las instalaciones, debiendo estar monitorizadas como mínimo las siguientes variables:

- Voltaje y corriente CC a la entrada de variadores de frecuencia y totalización.
- Voltaje y corriente CA a la salida de variadores de frecuencia y totalización.
- Potencia eléctrica a la entrada y salida de variadores de frecuencia y totalización
- Parámetros de red.
- Energía eléctrica aportada a los motores.
- Radiación solar en el plano de los módulos fotovoltaicos, medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura de célula de los módulos fotovoltaicos.
- Temperatura ambiente en la sombra.
- Velocidad y dirección del viento.
- Potencia reactiva de salida de variadores de frecuencia y totalización.
- Alarmas de los variadores de frecuencia.

Todas las variables descritas deberán ser visualizadas en Despacho Delegado para el correcto desarrollo de la Gestión, Operación y Mantenimiento de las instalaciones, por posible régimen de abandono en período de explotación de la instalación.

Se realizará estudio de viabilidad de comunicaciones para asegurar que la ganancia (dBm) es adecuada para establecer comunicaciones fluidas, tanto para el sistema de Monitorización y Control, y conexión a CRA si procede, con envío de imágenes.





D. PRESUPUESTO



Índice

1.	PRESUPUESTOS.....	155
1.1.	Cuadro de precios descompuesto	155
1.2.	Presupuesto por partidas	162
1.3.	Presupuesto general.....	163
1.4.	Indicadores económicos.....	164
1.4.1.	Escenario 1. 100% Fondos Propios sin Subvención	164
1.4.2.	Escenario 2. 100% Fondos Propios con Subvención.....	164



1. PRESUPUESTOS

1.1. Cuadro de precios descompuesto

Código	Naturaleza	Ud	Resumen	Cantidad	Precio	Importe
				Presupuestada	Presupuestado	Presupuestado
01	Capítulo		Sistema de Obra Civil	1	8,538.00	8,538.00
0101	Partida	u	Desbroce y acondicionamiento del terreno Maquinaria, mano de obra para el desbroce de una parcela de 5.431 m2 y otra de 7.320 m2 donde se ubicará el campo fotovoltaico.	1.00	1,568.00	1,568.00
			0101	1.00	1,568.00	1,568.00
0102	Partida	u	Topografía Estudio topográfico para la marcación de las excavaciones de las zanjas.	1.00	500.00	500.00
			0102	1.00	500.00	500.00
0103	Partida	u	Excavación y cierre de Zanjas en el campo de Corriente Continua Abrir, echar arena, compactar, marcar y cerrar la zanja. Maquinaria de excavación y mano de obra.	1.00	1,500.00	1,500.00
			0103	1.00	1,500.00	1,500.00
0104	Partida	u	Construcción de los viales perimetrales Compactación del terreno dedicado a los viales perimetrales. Maquinaria, mano de obra inclusive.	1.00	500.00	500.00
			0104	1.00	500.00	500.00
0105	Partida	m	Vallado perimetral más puerta Material, maquinaria, mano de obra para el vallado perimetral de seguridad del campo fotovoltaico. Inclusive la puerta.	407.00	10.00	4,070.00
			0105	407.00	10.00	4,070.00
0106	Partida	u	Arquetas Arqueta y mano de obra para la ubicación de las misma en el campo fotovoltaico.	2.00	200.00	400.00
			0106	2.00	200.00	400.00
			01	1	8,538.00	8,538.00

02	Capítulo	Sistema de Baja Tensión de Corriente Continua	1	343,294.47	343,294.47	
0201	Partida	u	Módulos fotovoltaicos 250 Wp	456,000.00	0.50	228,000.00
			Suministro de módulo fotovoltaico 250Wp, compuesto de 60 células. Dimensiones: 1.640x992x40 mm (largo x ancho x alto). Peso: 18,5 Kg. Célula de silicio policristalino. Tensión a potencia máxima: 30,34 V. Corriente a potencia máxima:8,24 A. Tensión en circuito abierto: 3733 V. Corriente de cortocircuito: 869 A.			
			0201	456,000.00	0.50	228,000.00
0202	Partida	u	Transporte y Seguro de los módulos fotovoltaicos	1.00	300.00	300.00
			Transporte de los módulos fotovoltaicos incluyendo Seguro de los mismos			
			0202	1.00	300.00	300.00
0203	Partida	u	Estructura Soportes Fotovoltáicos	456,000.00	0.16	72,960.00
			Estructura Monoposte para 1824 unidades módulos en configuración de 2 módulos en vertical de 1940 x 992 x 40 con un potencia de 250 Wp a 15º de inclinación. Perfil P26 A y Grapas G6/G8.Montaje estructura hincada directamente sobre el terreno. Montaje mecánico de módulos sobre estructura Soportes Solares.			
			0203	456,000.00	0.16	72,960.00
0204	Partida	u	Variadores de Frecuencia 180 kW	2.00	9,715.00	19,430.00
			Variador de Frecuencia Power Electronics, VFD SD7SP 275A 400V SOLAR PUMP T5 IP54.Peso: 200 KG Dimensiones: 431 X 529 X 1712(H)MM Sobrecarga a 50ºC (%): 150,00 Protección: IP54 Intensidad de salida a 50ºC: 275,00 A Tensión de entrada: 380-500 Potencia a 50ºC: 200,00 kw Frecuencia: 50/60			
			0204	2.00	9,715.00	19,430.00
0205	Partida	u	Conexión y Montaje de los Variadores de Frecuencia	2.00	100.00	200.00
			Suministro, montaje y conexionado de los variadores de frecuencia SD7SP 275 A 400V SOLAR PUMP T5 IP54.			
			0205	2.00	100.00	200.00



0206	Partida	u	Armarios de Protección de los Variadores de Frecuencia Suministro, montaje y conexionado de armario SP compuesto de caja de seccionamiento y protección general asociado/integrado en el variador de frecuencia, con unas dimensiones aproximadas de 800 x 600 x 300. Protección mínima IP 20. Grado de protección IK08. Barras aisladas de cobre electrolítico laminado, sin remaches ni soldaduras ni revestimiento ni baño galvánico. Sistema de tierras mediante tornillería inoxidable M16. Bases para fusibles NHII CC tipo cuchilla. Fusibles de 400 A. Seccionador de corte en carga In=400 A. Controlador permanente de aislamiento.	2.00	1,600.00	3,200.00
			0206	2.00	1,600.00	3,200.00
0207	Partida	u	Armarios de Protecciones de los Strings (PSP) Suministro, montaje y conexionado de armario SP compuesto cajas de seccionamiento, agrupamiento y protección primaria, con unas dimensiones de 800x600x300, de policarbonato ó poliéster autoextinguible V2S.UL94. Tipo de instalación: intemperie; debidamente protegido de la lluvia, radiación ultravioleta y ambientes corrosivos. Protección mínima IP 65. Grado de protección IK10. Sistema de tierras mediante tornillería inoxidable M16. Bases portafusibles cilíndricas 10 x 38 mm, intensidad asignada 16 A. Fusibles 16 A. Seccionador de corte en carga In = 100 / 150A. Descargadores de tensión multipolar, Vmax= 1.000 V, Clase I + II.	8.00	450.00	3,600.00
			0207	8.00	450.00	3,600.00

0208	Partida	u	Armarios de Protecciones Generales del Campo Fotovoltaico (PSG) Suministro, montaje y conexionado de armarios SG compuesto de caja de seccionamiento, agrupamiento y protección general, con unas dimensiones aproximadas de 800 x 600 x 300, envoltorio de policarbonato ó poliéster autoextinguible V2S.UL94. Tipo de instalación: intemperie; debidamente protegido de la lluvia, radiación ultravioleta y ambientes corrosivos .Protección mínima IP 65. Grado de protección IK10. Sistema de tierras mediante tornillería inoxidable M16.Bases para fusibles NH000 y NH00 CC tipo cuchilla. Fusibles de 100 / 160 A. Seccionador de corte en carga In=400 A.	2.00	1,600.00	3,200.00
			0208	2.00	1,600.00	3,200.00
0209	Partida	u	Estructura de los armarios de protección PSP y PSG Suministro de estructura de armarios de protección de dimensiones de 800x600x300.Incluida tornilleria, fijaciones y pequeño material.	10.00	40.00	400.00
			0209	10.00	40.00	400.00
0210	Partida	u	Conector MC PV-KST 4mm2 Hembra Suministro de conectores MC PV-KST macho para la conexión entre los módulos fotovoltaicos y cable 4 mm2.	55.00	1.11	61.05
			0210	55.00	1.11	61.05
0211	Partida	u	Conector MC PV-KBT 4mm2 Macho Suministro de conectores MC PV-KBT hembra para la conexión entre los módulos fotovoltaicos y cable 4 mm2.	55.00	1.11	61.05
			0211	55.00	1.11	61.05
0212	Partida	u	Conector MC PV-KST 6mm2 Hembra Suministro de conectores MC PV-KST macho para la conexión entre los módulos fotovoltaicos y cable 6 mm2.	22.00	1.46	32.12
			0212	22.00	1.46	32.12

0213	Partida	u	Conector MC PV-KBT 6mm2 Macho Suministro de conectores MC PV-KBT hembra para la conexión entre los módulos fotovoltaicos y cable 6 mm2. 0213	22.00	1.46	32.12
0214	Partida	u	Conector MC PV-KST 10mm2 Hembra Suministro de conectores MC PV-KST hembra para la conexión entre los módulos fotovoltaicos y cable 10 mm2. 0214	10.00	1.46	14.60
0215	Partida	u	Conector MC PV-KBT 10mm2 Macho Suministro de conectores MC PV-KBT macho para la conexión entre los módulos fotovoltaicos y cable 10 mm2. 0215	10.00	1.46	14.60
0216	Partida	m	Cable RV-K 0,6/1 kV 1x4mm2 Cu Suministro, tendido, grapeado, conexionado y marcado RV-K 0,6/1 kV 1x4 mm2 Cu. Instalación sobre estructura de soportes de los módulos fotovoltaicos y enterrada en tubo. 0216	3,950.00	0.55	2,172.50
0217	Partida	m	Cable RV-K 0,6/1kV 1x50mm2 Al Suministro, tendido, grapeado, conexionado y marcado RV-K 0,6/1 kV 1x6 mm2 Al. Instalación enterrada en tubo. 0217	4.00	1.30	5.20
0218	Partida	m	Cable RV-K 0,6/1kV 1x95mm2 Al Suministro, tendido, grapeado, conexionado y marcado RV-K 0,6/1 kV 1x95 mm2 Al. Instalación enterrada en tubo. 0218	63.00	1.50	94.50
0219	Partida	m	Cable RV-K 0,6/1kV 2x240mm2 Al Suministro, tendido, grapeado, conexionado y marcado RV-K 0,6/1 kV 2x240 mm2 Al. Instalación enterrada en tubo. 0219	410.00	5.13	2,103.30



0220	Partida	m	Cable RZ-K 0,6/1kV 2x240mm2 Al Suministro, tendido, grapeado, conexionado y marcado RV-K 0,6/1 kV 2x240 mm2 Al. Cable libre de halógenos. Instalación enterrada en tubo.	819.00	6.42	5,257.98
			0220	819.00	6.42	5,257.98
0221	Partida	m	Tubo corrugado DN40 Doble Capa Suministro y tendido de tubo corrugado DN40 de Doble Capa	65.00	0.83	53.95
			0221	65.00	0.83	53.95
0222	Partida	m	Tubo corrugado DN63 Doble Capa Suministro y tendido de tubo corrugado DN63 de Doble Capa	275.00	0.90	247.50
			0222	275.00	0.90	247.50
0223	Partida	m	Tubo corrugado DN90 Doble Capa Suministro y tendido de tubo corrugado DN90 de Doble Capa	460.00	1.45	667.00
			0223	460.00	1.45	667.00
0224	Partida	m	Tubo corrugado DN110 Doble Capa Suministro y tendido de tubo corrugado DN110 de Doble Capa	708.00	1.55	1,097.40
			0224	708.00	1.55	1,097.40
0225	Partida	m	Puesta a Tierra de Armarios de Protecciones PSP y PSG Suministro, tendido, grapeado, conexionado de cable toma de tierra RV-K 0,6/1 kV 1x35 mm2 Cu. Instalación enterada en tubo.	20.00	4.48	89.60
			0225	20.00	4.48	89.60
			02	1	343,294.47	343,294.47

03	Capítulo		Sistema de Baja Tensión de Corriente Alterna	1	6,397.92	6,397.92
0301	Partida	u	Interconexión Variadores de Frecuencia y Bombas Conexión de los variadores de frecuencia con el cuadro de protecciones de las bombas hidráulicas 0301	2.00	50.00	100.00
0302	Partida	m	Cable de Puerta a Tierra Suministro, tendido, grapeado, conexionado de cable toma de tierra RZ-K 0,6/1 kV 1x240 mm ² Cu. Cable libre de halógenos 0302	4.00	4.48	17.92
0303	Partida	u	Equipo de medida y Transformador Auxiliar Suministro y conexión de los equipos de medidas necesarios, transformadores Auxiliares... 0303	1.00	1,500.00	1,500.00
0304	Partida	m	Línea de Sevicios Auxiliares Cable de servicios auxiliares, RZ-K 0,6/1kV 3x 4 mm ² Cu.Libre de halógenos. 0304	150.00	3.20	480.00
0305	Partida	m	Línea de Comunicaciones (Fibra óptica) Línea de comunicaciones a través de fibra óptica. 0305	150.00	2.00	300.00
0306	Partida	u	Monitorización y montajes eléctricos varios (SCADA) Permite una arquitectura de control y de comunicaciones de la instalación: Monitorización de los variadores de frecuencia. Sensorización necesaria para conocer los parámetros meteorológicos relevantes. Transmisión de datos a puntos remotos. 0306	1.00	4,000.00	4,000.00
			03	1	6,397.92	6,397.92

04	Capítulo	Sistema Ingeniería		1	1,000.00	1,000.00
0401	Partida	u	Proyectos y Dirección de Obra	1.00	500.00	500.00
0402	Partida	u	Ensayo de Control (OCA)	1.00	500.00	500.00
			04	1	1,000.00	1,000.00

05	Capítulo	Sistemas Varios		1	36,554.00	36,554.00
0501	Partida	mes	Coordinador de Seguridad y Salud	2.00	450.00	900.00
0502	Partida	u	Sistema de Vigilancia Perimetral	1.00	25,854.00	25,854.00
0503	Partida	u	Dispositivos contraincendios en Salas	1.00	700.00	700.00
0504	Partida	u	Seguro de Montaje	1.00	400.00	400.00
0505	Partida	u	Vigilancia durante la Ejecución	2.00	3,000.00	6,000.00
0506	Partida	u	Dietas y Desplazamientos personal proyecto	20.00	60.00	1,200.00
0507	Partida	u	Varios	1.00	1,000.00	1,000.00
0508	Partida	u	Alquiler maquinaria, casetas, baños, etc.	1.00	500.00	500.00
			05	1	36,554.00	36,554.00

PROYECTO_TFM	1	395,784.39	395,784.39
---------------------	----------	-------------------	-------------------

1.2. Presupuesto por partidas

Presupuesto de ejecución material desglosado en las principales partidas de obras e instalaciones, e incluyendo el Impuesto sobre el Valor Añadido, en euros:

Código Capítulo	Descripción de los capítulos	Importe Presupuestado
01	Sistema de Obra Civil	8,538
02	Sistema de Baja Tensión de Corriente Continua	343,294
03	Sistema de Baja Tensión de Corriente Alterna	6,398
04	Sistema Ingeniería	1,000
05	Sistemas Varios	36,554
PRESUPUESTO EJECUCIÓN MATERIAL		395,784.39
21% I.V.A		83,114.72
PRESUPUESTO TOTAL EJECUCIÓN		478,899.11

1.3. Presupuesto general

Asciende el presente presupuesto a la cantidad total de **CUATROCIENTOS SETENTA Y OCHO MIL OCHOCIENTOS NOVENTA Y NUEVE EUROS, CON ONCE CENTIMOS.**¹

Valencia, 15 de Enero de 2017.



Fdo. Rosalía Gomis Cebolla

¹ Impuesto Municipal sobre Construcciones, Instalaciones y Obras no incluido

1.4. Indicadores económicos

1.4.1. Escenario 1. 100% Fondos Propios sin Subvención

✓ Potencia pico instalada	456.000 Wp
✓ Energía producible anual	606.303 kWh
✓ Energía producida anual	446.214 kWh
✓ Precio adquisición de la energía eléctrica 2015 ²	0,068 €/kWh
✓ Inversión total	478.899 €
✓ Vida útil:	30 años

Los indicadores económicos de la instalación serán los siguientes,

✓ Ahorros explotación	27.449 €
✓ VAN (3,5%)	-2.570 €
✓ TIR	3,46 %
✓ ROI	-0,01
✓ Plazo de amortización:	18,80 años.

Para la determinación de los indicadores se han establecido las siguientes condiciones económicas y financieras:

✓ Recursos propios	100%
✓ Recursos ajenos	0%
✓ Interés recursos ajenos	0%
✓ Subvenciones	0%
✓ Inflación (IPC)	2 % anual.
✓ Inflación subyacente electricidad:	1,5 % anual.
✓ Costes explotación:	2.950 €/anual

1.4.2. Escenario 2. 100% Fondos Propios con Subvención

✓ Potencia pico instalada	456.000 Wp
✓ Energía producida anual	606.303 kWh
✓ Energía producida anual ³	446.214 kWh
✓ Precio adquisición de la energía eléctrica 2015 ¹	0,068 €/kWh
✓ Inversión total	239.449 €

²Incluye Término de Energía, Término de Potencia e Impuesto Eléctrico. Año 2015.

³Incluye Término de Energía, Término de Potencia e Impuesto Eléctrico. Año 2015.

✓ Vida útil: 30 años

Los indicadores económicos de la instalación serán los siguientes,

✓ Ahorros suministro eléctrico 27.449 €
✓ VAN (3,5%) 228.781 €
✓ TIR 10,01 %
✓ ROI 0,96
✓ Plazo de amortización: 9,58 años

Para la determinación de los indicadores se han establecido las siguientes condiciones económicas y financieras:

✓ Recursos propios 100%
✓ Recursos ajenos 0%
✓ Interés recursos ajenos 0%
✓ Subvenciones⁴ 50%
✓ Inflación (IPC) 2 % anual.
✓ Inflación subyacente electricidad: 1,5 % anual.
✓ Costes explotación: 2.950 €/año

⁴Subvención a fondo perdido en base a la Resolución de 28 de Mayo de 2015 del IVACE por la que se convocan inventivos en materia de energías renovables y biocarburantes, ó similar.

