Escuela Politécnica Superior - Huesca
Universidad Zaragoza

Universidad Zaragoza
1542

Proyecto Fin de Carrera

Instalación Solar Fotovoltaica para autoconsumo energético de una industria hortofrutícola con capacidad de almacenaje de 2400t de fruta fresca

Autor

Raúl Bercero Catalán

Director

Mariano Vidal Cortés

Ingeniería Técnica Agrícola

28 de agosto de 2015

INDICE

1 MEMORIA 5
1.1 Finalidad del proyecto 5
1.2 Alcance del proyecto 5
1.3. Incidencia de la actividad en el medio 6
1.4. Emplazamiento 7
1.5. Normativa aplicable 8
1.6. Punto de conexión 10
1.7. Descripción de la instalación. 10
1.7.1. Características de la instalación. 11
1.7.2 Paneles fotovoltaicos 12
1.7.3. Inversor 16
1.7.4 estructura soporte 20
1.7.5 Monitorización 22
1.7.6 Cableado CC y DC 23
1.7.7 Protecciones CC y AC 26
1.7.8 Equipo de medida 27
1.7.9 Tierras 28
1.8 Estudio Energético 29
1.8.1 Recurso solar 31
1.8.2 Pérdidas por inclinación 31
1.8.3 Pérdidas por sombras 31
1.8.4 Pérdidas por suciedad 32
1.8.5 Pérdidas por temperatura 32
1.8.6 Pérdidas por cableado 33
1.8.7 Pérdidas del inversor 33
1.8.8 Resumen producción energética. 34
1.9 Cálculos 38
1.10 Medidas preventivas en materia de seguridad y salud 38
1.11 Pruebas de recepción. 38
1.12 Conclusiones 38
ANEJOS 39
A.1 Estimación de pérdidas por orientación inclinación y sombras. 39

A.1.1 estimación de pérdidas por orientación e inclinación..... 39
A.1.2 Estimación de pérdidas por sombras..... 42
A.2 Sobrecarga de cubierta..... 47
A.3 Calculo de las secciones de cables de la instalación. 49
A.3.1Cálculo de cables de CC. 49
A.3.2 Cálculo de cables de CA..... 52
A.4 Descripción de la industria hortofrutícola 56
A.4.1 Actividad desarrollada en la industria hortofruticola 56
A.4.2 Descripción general de la central 56
A.4.3 Capacidad de la industria..... 58
A.4.4 Proceso productivo 58
A.4.4.1 Recepción y pesaje 59
A.4.4.2 Toma de muestras 59
A.4.4.3 Conservación frigorífica inicial 59
A.4.4.4 Selección, limpieza, calibrado y envasado. 60
A.4.4.5 Conservación frigorífica..... 61
A.4.4.6 Expedición 61
A.4.5 Características de la maquinaría utilizada 61
A.4.5.1 Conjunto desapilador, volteador y apilador de palots 61
A.4.5.2 Mesa de inspección visual..... 62
A.4.5.3 Cinta de evacuación de destrío..... 62
A.4.5.4 Cepilladora 63
A.4.5.5 Cinta repartidora 63
A.4.5.6 Calibradora..... 64
A.4.5.7 Paletizador..... 65
A.4.6 Descripción general de las cámaras..... 66
A.4.6.1 Compresores..... 66
A.4.7 Necesidades totales de potencia eléctrica en la industria hortofrutícola..... 67
A5 Perfil de consumo de la industria..... 69
A.5.1 Introducción..... 69
A.5.2 Suministro y tarifa eléctrica 70
A.5.3 Consumo eléctrico anual..... 72
A.5.4 Análisis de consumo eléctrico y producción fotovoltaica 76

A.5.5 Conclusiones 81
A.6 Balance económico 82
A.6.1 Datos económicos 84
A.6.2 Tablas resumen y representación gráfica de las hipótesis de rentabilidad 87
A.6.3 Conclusiones sobre las hipótesis de rentabilidad calculadas 95
A.7 Introducción a la energía solar fotovoltaica 100
A.7.1- Las energías renovables 100
A.7.2- La energía solar fotovoltaica 102
A.7.3- El efecto fotovoltaico. 105
A.7.4- Generación de la radiación solar 107
A.7.5- Distribución espectral de la radiación solar 108
A.7.6- Historia de la energía solar fotovoltaica 109
A.7.7- Cuestiones económicas 111
A.7.8- Cuestiones medioambientales 112
A.7.9- La energía solar fotovoltaica en España 115
A.7.10- Principales aplicaciones 121
A.7.11-Fotovoltaica integrada en la edificación 122
A.7.12- Descripción de un sistema solar fotovoltaico 123
2. PLANOS 139
2.1. Plano de situación 139
2.2. Plano planta general 139
2.3. Plano planta baja y sección pórticos 139
2.4. Plano de cubierta y distribución de paneles 139
2.5. Plano de cubierta y estructura soporte de paneles 139
2.6 Plano de ubicación de equipos 139
2.7. Esquema unifilar 139
3 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS 140
3.1 Disposiciones a tener en cuenta 140
3.1.1 Condiciones generales 141
3.1.2 Control de la obra y Libro de órdenes 141
3.1.3 Replanteo de obra 141
3.1.4 Obligaciones del contratista 142
3.1.5 Calidades 144

3.1.6 Mediciones y certificaciones 144
3.1.7 Recepción de la instalación 146
3.2 Condiciones particulares de las instalaciones eléctricas: calidad de los materiales y métodos de ejecución 147
3.2.1 Excavaciones 147
3.2.2 Canalizaciones y arquetas 147
3.2.3 Trazado de líneas 148
3.2.4 Puesta a tierra 148
3.2.5 Materiales 149
3.2.6 Soportes solares 150
3.2.7 Acometida y contadores 150
3.3 Disposición final 151
4. PRESUPUESTO, DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES. 153
5 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD 160
5.1 Características de la obra 160
5.1.1 Situación y descripción de las obras 160
5.1.2 Plazo de ejecución y mano de obra 160
5.2 Unidades constructivas que componen las obras 161
5.2.1 Instalación de la estructura portante de los módulos fotovoltaicos 161
5.2.2 Instalación de los inversores 163
5.2.3 Colocación y cableado de los módulos fotovoltaicos 164
5.2.4 Conexionado de inversores y cuadros eléctricos 166
5.2.5 Conexión a red de la instalación 168
5.3 Máquinas y herramientas en general 170
5.3.1 Camión de transporte. 171
5.3.2 Compresor 173
5.3.3 martillo neumático 175
5.3.4 Amoladora eléctrica 176
5.3.5 Vibrador 177
5.3.6 Sierra circular 178
5.3.7 Amasadora (hormigonera) 179
5.3.8 Herramientas manuales 180
5.4 Medios auxiliares 182
5.4.1 Andamios 183

5.4.2 Borriquetas o caballetes 183
5.4.3 Escaleras manuales 185
5.5 Manejo manual de cargas 187
5.6 Peligros detectados y riesgos asumidos 189
5.6.1 Peligros generales 189
5.6.2 Peligro de daños a terceros 189
5.6.3 Carácter de los peligros detectados y riesgos asumidos 190
5.7 Medidas de prevención para aminorar riesgos 190
5.8 Equipos de protección 193
5.8.1 Protección personal 193
5.8.2 Protección colectiva 193
5.9 Formación 194
5.10 Medicina preventiva y primeros auxilios 194
5.10.1 Botiquines 194
5.10.2 Asistencia a accidentados 194
5.10.3 Reconocimiento médico 195
5.11 Precisión final 195
5.12 Presupuesto de seguridad y salud 196
5.13 Planos del Estudio Básico de Seguridad y Salud 200
6. BIBLIOGRAFÍA 210
7-. ANEXOS. 214

Proyecto Fin de Carrera

Instalación Solar Fotovoltaica para autoconsumo energético de una industria hortofrutícola con capacidad de almacenaje de 2400t de fruta fresca

1.Memoria y Anejos

1 MEMORIA

1.1 Finalidad del proyecto

El presente proyecto tiene como finalidad el diseño de una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo en una industria hortofrutícola. Esta es una alternativa viable y estratégica, potenciando la producción eléctrica cerca del consumo, evitando las innumerables pérdidas eléctricas durante el transporte desde la generación al punto de consumo. El autoconsumo permitirá generar parte de las necesidades energéticas de la industria mediante el uso de una fuente de energía renovable, la energía solar.

El modelo aplicado será de autoconsumo sin almacenamiento local, de modo que la industria permanecerá conectada a la red eléctrica externa de tal manera que la demanda de carga interna pueda ser cubierta por la red cuando el recurso renovable no sea suficiente.

El fin perseguido es el ahorro de consumo energético procedente de la red eléctrica convencional como medida encaminada a mejorar la eficiencia energética de las instalaciones de la industria en su actividad habitual y a reducir su dependencia de proveedores externos. Además, del correspondiente beneficio ambiental y social por el ahorro de emisiones contaminantes.

1.2 Alcance del proyecto

Esta memoria y sus anejos versan sobre la actividad de generación de energía eléctrica mediante una planta fotovoltaica de para autoconsumo sobre la cubierta de dimensiones conocidas de una industria hortofrutícola ubicada en el municipio de Velilla de Cinca (Huesca) con una capacidad de almacenaje de 2.400 Tm de fruta fresca. Para llevar a cabo este proyecto se ha partido del análisis energético de esta industria, ha sido estudiada la

normativa aplicable o la ausencia de ella para este tipo de instalaciones, se han realizado los cálculos justificativos de la energía fotovoltaica y sus conexiones a la instalación eléctrica existente para finalmente realizar un análisis de la inversión y extraer las conclusiones oportunas.

Además se realizará el diseño de la planta de tal manera que se obtenga, en diferentes condiciones ambientales, una eficiencia energética óptima para este tipo de instalaciones y así conseguir la máxima rentabilidad con la construcción de la instalación respecto a la inversión necesaria para construirla. Para conseguir dicho diseño los módulos fotovoltaicos estarán orientados hacia el sur y su inclinación será la misma durante todo el año, sin ningún tipo de seguimiento, ya se encuentren funcionando en temporada invernal o veraniega.

La industria de referencia cuenta con unas instalaciones de 10.100 m² de las que 2.703 m² están dedicados a diversas zonas de almacén, cámaras frigoríficas y oficinas para lo que cuenta con un suministro eléctrico de 250 kW de potencia contratada. El perfil de consumo energético de esta industria es marcadamente estacional, siendo los meses de verano, durante el período de recolección, los de mayor demanda energética debido al incremento de consumo eléctrico de las cámaras de conservación que coincide con la fase anual de mayor producción fotovoltaica. La planta solar fotovoltaica de autoconsumo diseñada es de 100 kW nominales mediante módulos fotovoltaicos de corriente continua, situados sobre cubierta e inversores para la inyección de la energía a la red interior de baja tensión de la industria. La potencia de la planta solar fotovoltaica queda determinada por el Real Decreto 1699/2011,que permite una potencia máxima para las instalaciones para autoconsumo de 100 KW nominales.

1.3. Incidencia de la actividad en el medio

Los beneficios para el medio ambiente son claros:

- Reducción de pérdidas durante el transporte de la energía eléctrica de las grandes centrales de producción al consumo, lo que implica una mayor eficacia del sistema eléctrico.
- La energía solar fotovoltaica proviene de una fuente de energía renovable y por lo tanto inagotable.
- Este sistema no produce contaminación ambiental, sonora, vibratoria ni genera ningún tipo de residuo ya que carece de combustible para ponerse en marcha.
- Esta tecnología es fiable y duradera con un bajísimo mantenimiento. La vida media de los módulos fotovoltaicos supera los 25 años. Una vez superado este tiempo los módulos siguen funcionando pero con un rendimiento menor.
- Una planta solar fotovoltaica genera electricidad sin emitir agentes contaminantes como los que se derivan de la producción eléctrica mediante combustibles fósiles o de origen nuclear. Cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita por cada kWh generado la emisión a la atmósfera de 0,34 Kg de CO_2, 0,6 g de NO_X y 0,9 g de SO_2, respecto a otras formas generación eléctrica. En el caso de la instalación propuesta, el ahorro en emisiones de gases de efecto invernadero al medio ambiente durante 25 años será de 1.617 toneladas de CO_2, 2,8 toneladas de NOx, 4,28 toneladas de SO_2.

1.4. Emplazamiento

La ubicación de la instalación solar fotovoltaica a proyectar será en la provincia de Huesca, en el término municipal de Velilla de Cinca.

La instalación se realizara sobre la cubierta sureste de 1352 m^2 de la nave propiedad de una industria hortofrutícola situada en el Polígono 2 Parcela 3, Paraje La Plana de Velilla de Cinca.

El edificio sobre la que se prevé instalar la planta fotovoltaica es una nave rectangular, de dimensiones en planta de 105,4 metros de longitud por 25,65 metros de anchura y 8 metros de altura bajo cercha.

La nave está compuesta por estructura metálica principal triangular de 10º de inclinación en los dinteles IPE 360, y pilares IPE 450 empotrados en cimentación de hormigón armado para su sustentación. La estructura secundaria está realizada mediante correas CF-250-2.5, separadas cada 1,8 metros, y arriostrada en perfiles laminados en frio. La cubierta está ejecutada con chapa sándwich de acero galvanizado".

El terreno donde se encuentra localizada la nave está situado a unos 126 m sobre el nivel del mar y sus coordenadas son:

Latitud: 41º 35´10” N

Longitud: 0º 14´30” S

1.5. Normativa aplicable

Hasta hace poco, la generación de energía estaba reservada a las compañías eléctricas y sólo podían recurrir al autoconsumo las viviendas y empresas sin conexión a la red. La liberalización del mercado eléctrico permitió a cualquiera producir electricidad, pero sólo para venderla a la red, no para autoabastecerse. Sin embargo, el 18 de noviembre de 2011 se publicó en el BOE el Real Decreto 1699/2011, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y que autoriza el autoconsumo. Con estas medidas se pretende el desarrollo de la generación distribuida de la energía eléctrica, es decir, facilitar que la energía se genere en aquellos lugares en los que va a ser consumida.

La presente memoria y el resto de los documentos que comprenden este proyecto han sido elaborados teniendo en cuenta todas aquellas disposiciones legales, reglamentos y demás normativa general vigente, así como normas técnicas particulares que afectan al autoconsumo energético y a la generación de energía eléctrica mediante módulos fotovoltaicos en España, en la comunidad autónoma de Aragón y a la compañía eléctrica de distribución de la zona. A continuación se enumeran las más importantes;

- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexiones de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.

- Real Decreto 697/1995, de 28 de abril, por el que se aprueba el reglamento del registro de establecimientos industriales de ámbito estatal.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico.

- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias.

- 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.

- Ley 7/2006, de 22 de junio, de protección ambiental de Aragón.

- Ley 10/1998, de 21 de abril, de residuos.

- Orden MAM/304/2002, de 8 de febrero, por la que se publican las operaciones de valorización de residuos.

- Real decreto 314/2006, de 17 marzo, por el que se aprueba el código técnico de la edificación.

- Real decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de residuos de construcción y demolición.

Recomendaciones de UNESA.

- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, PCT-C-REV - julio 2011 elaborado por el departamento de energía solar del IDAE.

1.6. Punto de conexión

La instalación cumplirá CON EL REAL DECRETO 1699/2011. Acogiéndose al artículo 2 del capítulo I de dicho real decreto.

La instalación se conectara en el punto más próximo a la CGP de la red interior de las instalaciones de la industria hortofrutícola cumpliendo con los artículos 13 y 14 de real decreto 1699/2011.

En la caja se instalara un interruptor seccionador accesible a la compañía de 4x150A 10 kA.

1.7. Descripción de la instalación.

Los módulos fotovoltaicos están formados por células de material base Silicio mono o policristalino, que son capaces mediante el efecto fotoeléctrico de generar electricidad a partir de la luz solar. Estos módulos se agrupan en serie formando cadenas para aumentar la tensión y en paralelo para aumentar la potencia. La configuración es variable según el tipo de módulo e instalación.

La electricidad producida es de corriente continua, se tiene que modificar para ser inyectada a la red, función que realiza el inversor. El inversor incorpora circuitería de control que automáticamente desconecta si en la salida no hay tensión de red, o bien hay desviación de la tensión o frecuencia fuera de los límites establecidos.

La potencia generada por el sistema fotovoltaico se conecta en paralelo con el suministro eléctrico de la red a través de la Caja General de Distribución (CGD) o de la Caja General de Protección (CGP).

Las sombras sobre los módulos fotovoltaicos pueden causar pérdidas en la producción. Para minimizar las pérdidas se seguirá el criterio del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red del IDAE.

Para este tipo de instalaciones, en el PTC de Instalaciones Conectadas a Red, se establecen unas pérdidas máximas del 20%.

El generador fotovoltaico de la instalación estará formado por 456 módulos marca CONERGY modelo POWER PLUS 240 P de 240W, distribuidos en 24 ramas en paralelo de 19 módulos en serie, tendrá una potencia total de 109.440 Wp.

Los módulos fotovoltaicos serán fijados a la cubierta mediante estructuras de aluminio preparadas para este fin.

Se emplearán 4 inversores trifásicos de conexión a red, marca AROS SIRIO K25, de 25 kW nominales cada uno, a instalar según esquema unifilar.

La conexión a la red convencional se llevará a cabo en trifásico 400V a 50Hz, como regula el RD 1699/2009 para instalaciones de más de 10 kW.

1.7.1. Características de la instalación.

La instalación solar fotovoltaica aquí proyectada, se ubicara sobre la cubierta de la nave de la industria hortofrutícola citada anteriormente.

Los módulos fotovoltaicos se situaran sobre soportes metálicos fijos superpuestos a la cubierta sin inclinación adicional.

Los paneles se dispondrán en 24 ramales conectados en paralelo, cada uno de ellos formado por 19 paneles conectados en serie.

Estos 24 ramales se separaran en grupos de 6 a la hora de definir el esquema eléctrico de protecciones y cableado uniéndose cada ramal de cada grupo del generador en "cajas de conexión de grupo" y a su vez los conductores que salgan de cada caja de conexión de grupo llegaran a una "caja de conexión de generador fotovoltaico" donde llegaran las conexiones de todos los paneles solares y saldrán los conductores hacia el inversor.

El inversor encargado de la conversión de la corriente continua generada por el generador fotovoltaico a corriente alterna que se inyectara posteriormente a la red interior de la industria hortofrutícola, se situará en el interior de la nave, se ha buscado un inversor de gran eficiencia que

cumple con la reglamentación y los rangos de operación necesarios para el correcto funcionamiento de los paneles solares, como el rango de tensiones de entrada al inversor, la tensión máxima de entrada, la corriente máxima, etc. eligiendo el inversor AROS SIRIO K25 cuya potencia de salida es de 25 kW.

Para la protección tanto de los equipos de la instalación como de las personas responsables de su mantenimiento y operación, se ha seguido la reglamentación vigente que aparece en el artículo 11 del R.D.1663/2000, además de cumplir los requisitos de conexión de la empresa distribuidora de la zona ENDESA y demás las normas generales para la protección de instalaciones eléctricas que aparecen en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión con la colocación de fusibles, interruptores-seccionadores, descargadores en los diferentes tramos de la instalación solar.

Por último, se solicitara la autorización de conexión a la compañía distribuidora ENDESA para la conexión de la planta solar fotovoltaica a la red interior de baja tensión e inyectar la potencia generada por la misma a dicha red.

1.7.2 Paneles fotovoltaicos

Se ha previsto la instalación de 456 módulos fotovoltaicos en la cubierta sur de la nave. Los módulos se conectaran en 24 ramales de 19 módulos cada uno.

Para la realización de este proyecto se utilizarán módulos de la siguiente marca y con las características, recogidas en la tabla 1:

Módulo del fabricante CONERGY modelo POWERPLUS 240P, fabricado con células de silicio policristalino de elevado rendimiento con las siguientes características:

- El marco del módulo y el vidrio están firmemente unidos entre si mediante una unión continua de silicona que le proporciona estabilidad mecánica.

- Soportan cargas de hasta 6 kN/m².

- Caja de conexión compacta, protege de la corrosión y ofrece un comportamiento óptimo a temperaturas elevadas.

- Las conexiones están soldadas mediante arco eléctrico.

- Tolerancia de +3%.

- Se garantiza la máxima eficiencia en la fase de la instalación al evitar la preclasificación.

- Garantía de potencia de 25 años.

- Flash report individualizado para cada módulo.

- Control integral de calidad con homogeneidad entre los módulos.

- Reciclables –Respeto al medio ambiente.

- Cumplen con toda la normativa europea (Certificaciones IEC –TÜV –CE –ISO.)

Interesa insistir en que la tecnología de fabricación de estos módulos ha superado pruebas de homologación muy estrictas que permiten garantizar, por una parte, una gran resistencia a la intemperie y, por otra, un elevado aislamiento entre sus partes eléctricamente activas y accesibles externamente.

De acuerdo con la solución propuesta, el generador solar tendría una potencia pico de 109.440 W. Para conseguir esta potencia se utilizará un sistema constituido según esquema unifilar.

Características técnicas	
Potencia máxima (Pmax) [W]	240
Tensión para máxima potencia (Vpm) [V]	29,7
Corriente para máxima potencia (lpm) [A]	8,15
Tensión en circuito abierto (Voc) [V]	36,48
Corriente en cortocircuito (Isc) [A]	8,62
Potencia mínima garantizada (Pmin) [W]	240
Categoría de protección contra sobrecorriente máxima [A]	20
Tolerancia de potencia a la salida [%]	0/+3
Voltaje máximo del sistema [Vdc]	1000
Coeficiente de temp. de Pmax [%/°C]	-0,44
Voc [V/°C]	-0,120
Isc [mA/°C]	5,02

Tabla 1. Características técnicas de los módulos fotovoltaicos Conergy modelo Power Plus 240P.

1.7.2.1 Inclinación y orientación

La orientación del generador fotovoltaico será Sur con un Angulo de 15^0, con una inclinación de 10º.
Se ha tenido en cuenta las condiciones concretas de la estructura, diseñada para tal fin, tratando de obtener la mejor integración arquitectónica en el mismo con la mínima pérdida de rendimiento del sistema.

1.7.2.2 Distancia entre filas.

Los paneles se ubican forma coplanaria a la cubierta de la nave, por lo que no es necesario dejar separación entre ellos, ya que no se ven afectados por sombras de otros paneles fotovoltaicos.

En el plano de distribución de los módulos se observan la disposición y distancias entre los mismos.

1.7.2.3 Cálculo del número de paneles.

El cálculo del número de paneles en serie y en paralelo se ha realizado teniendo en cuenta la tensión de estos, y el rango de tensiones del punto de PMP de inversor utilizado.

Para el cálculo de módulos en serie es necesario determinar los valores de tensión mínimos, máximos y nominales de un módulo en las condiciones climatológicas de trabajo. Por lo tanto, hay que calcular inicialmente la temperatura de trabajo del módulo a temperatura de ambiente de -10 ºC y sin radiación (temperatura en invierno al inicio del día) y la temperatura del módulo a 35ºC de temperatura de ambiente y una radiación máxima de 1000 Wh/m2.
El número máximo de paneles a conectar en serie viene determinado por la siguiente expresión:

$$N_{s\ max} = U_{max(inversor)}/U_{ca(modulo\ a\ -10\ ^0C)}$$

Donde:

$N_{s\ max}$, Número máximo de paneles a conectar en serie.

$U_{max(inversor)}$, Tensión máxima de seguimiento de punto de máxima potencia del inversor.

Uca(modulo a -10 ^{0}C), tensión en circuito abierto a -10 ^{0}C.

El valor de Uca(modulo a -10 ^{0}C), viene determinado por la siguiente expresión:
Uca(modulo a -10 ^{0}C)=Uca(STC)-35 x β.

Donde:

Uca(STC), Tensión en circuito abierto en condiciones STC.

β, coeficiente de variación de la tensión con la temperatura mV/^{0}C.

El número mínimo de paneles a conectar en serie viene determinado por la siguiente expresión:

Ns min =Umin PMP inversor/UPMP(modulo a 70 ^{0}C)

Donde:

Ns min, número mínimo de paneles en serie.

Umin PMP inversor, tensión mínima de seguimiento del punto de máxima potencia.

UPMP(modulo a 70 ^{0}C), tensión del punto de máxima potencia a 70 ^{0} C.

El valor de UPMP(modulo a 70 ^{0}C) , viene determinado por la siguiente expresión:

UPMP(modulo a 70 ^{0}C)= UPMP(STC)+45 x β

UPMP(STC),Tensión de punto de máxima potencia en condiciones STC.

Los resultados obtenidos se resumen en la tabla 2:

Cálculo del número de paneles fotovoltaicos					
Nº Máximo de paneles por serie					
Vmin inv (V)	Vmax inv. (V)	Vca a -10 ^{0}C	Ns	Vca (stc)	beta (V/^{0}C)
390,00	800,00	40,61	**19,70**	36,48	-0,12
Nº Mínimo de paneles en serie					
Vpmp(stc) (V)	Vpmp (70 ^{0}C)	Ns			
29,70	24,39	**15,99**			

Tabla 2. Cálculo de número de paneles fotovoltaicos.

El número de paneles a conectar en serie será de 19.

1.7.3. Inversor

El inversor es el equipo capaz de transformar en corriente alterna y entregar a la red toda la potencia que el generador fotovoltaico genera en cada instante, funcionando a partir de un umbral mínimo de radiación solar.

La etapa de potencia está compuesta por semiconductores IGBTs de alto rendimiento que generan una onda senoidal pura de alta calidad y baja distorsión armónica (THD), bajo un amplio rango de tensiones de entrada, extrayendo la máxima potencia generada por los módulos fotovoltaicos mediante el sistema MPPT.

Los inversores a instalar serán de la marca AROS, modelo SIRIO K25 de conexión a red.

El inversor cumple las directivas de baja tensión y de compatibilidad electromagnética EMC, y la normativa nacional sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión además de las prescripciones técnicas del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Cuenta en la parte de CC con protecciones para sobre tensiones transitorias, polarización inversa y defecto de aislamiento.

Para la parte de AC de interconexión con la red eléctrica cuenta con protecciones de máxima y mínima tensión y frecuencia, sobrecargas, cortocircuitos y sobre tensiones transitorias.

Dispone de un transformador, que asegura la separación galvánica entre el lado de corriente continua y la red de baja tensión.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

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

- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de

potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.

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

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

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

-Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

-Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

Características del inversor AROS SIRIO K25, tabla 3:

Características técnicas	
Datos de entrada	
Potencia nominal	25000 W
Gama de tensión MPP	330-700 V
Tensión máxima de entrada (1000W/m2 y 10 0C	800 V
Corriente de entrada máxima	80 A
número de entradas	1
Número de MPPT	1
Datos de salida	
Potencia nominal AC	25000 W
Máxima potencia de salida	28000 W
Rendimiento máximo	95.8%
Rendimiento europeo	94.9%
Rendimiento de adaptación MPP	99%
Tensión de red/frecuencia	400V/50Hz
Conexión a red	Trifásica
Coeficiente de distorsión armónicos	<3%
Factor de potencia	1
Consumo propio por la noche	32 W
Datos generales	
Tamaño(AxPxL)	555x750x1400 mm
Peso	350 kg
Clase de protección	IP65
Refrigeración	Aire forzado
Rango de temperaturas de trabajo	-20/55^{0}C
Rango de humedad del aire	0/95%
Dispositivo de seguridad	
Medición del aislamiento DC	Integrada
Separación galvánica	Integrada

Tabla 3. Características técnicas del inversor fotovoltaico Aros Sirio K25.

Los 6 ramales procedentes de cada generador se conectaran a las correspondientes cajas de colectores de ramales, integradas en los inversores.

1.7.4 estructura soporte

La Estructura a instalar en la cubierta será de la marca CONERGY modelo SUN TOP III.

La estructura se colocara coplanaria a la cubierta sur de la nave, con perfiles de aluminio, esta será anclada con tornillos autorroscantes a la estructura del edificio. Los perfiles tendrán unas gomas sobre las cuales descansarán los módulos fotovoltaicos. Estos módulos serán fijados a la estructura mediante una pletina y tornillo de métrica 6.

Se empleará tornillería inoxidable para la sujeción de los módulos, asegurando un buen contacto eléctrico entre el marco de los módulos y los carriles soporte, por seguridad frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador o efectos inducidos por descargas atmosféricas. Esta estructura se conectará a tierra mediante un cable conductor.

Las características del sistema son las siguientes, resumidas en la tabla 4:

Características técnicas	
Fabricante y modelo	CONERGY SUN TOP III
Lugar de montaje	Tejado inclinado/sobre tejado
Revestimiento de la cubierta	Adecuado para cualquier revestimiento
Inclinación del tejado	Hasta 60^0
Altura de la construcción	Hasta 20m
Carga de nieve	Hasta 1.4 kN/m2
Tipo de modulo FV	Con marco y sin marco
Distribución de los módulos	Filas o columnas
Orientación de los módulos	Vertical, horizontal
Tamaño del campo de módulos	Libre
Posición del campo de módulos	Libre
Compensación de altura posible	Hasta 38 mm
Separación entre los ganchos de anclaje al tejado	Hasta 2000mm
Normas	DIN 1055 y Eurocode 9, parte 1.15
Perfiles de apoyo	Aluminio extruido (ENAW 6060/6063)
Ganchos de anclaje al tejado	Acero fino V2A

Tabla 4. Características técnicas de la estructura Conergy Sun Top III.

1.7.5 Monitorización

Aguas abajo del generador fotovoltaico se instalara un equipo que permita el seguimiento de la instalación. Dicho equipo está integrado por los siguientes elementos:

- Datalogger para recepción de datos de energía y la transmisión de los mismos: Modulo Hermes lc + antena, con las siguientes características:

Módem GSM integrado.

- 8 Entradas digitales.

- 2 Salidas por relé hasta 250V 5A + 4 salidas por colector abierto.

- Fácil configuración mediante software de configuración bajo windows, tanto local como remotamente mediante llamada de datos GSM.

- Reloj en tiempo real con sincronización automática con la hora de la red GSM.

- Múltiples opciones de configuración de las entradas digitales, N.A., N.C., Biestable, Persistencia configurable.

- Capacidad de notificar las alarmas mediante llamada de voz.

- Capacidad de reenviar la notificación de alarma mientras persiste la condición de alarma.

- Envió de mensajes de restauración de alarmas y vuelta a la normalidad del sistema monitorizado.

- Capacidad de enviar mensajes de información automáticos.

- Macros de usuario configurables.

- Ejecución automática de macros en función del estado de las entradas, permite por ejemplo activar una salida al dispararse una alarma.

- Función de transmisión de estados, permite activar el cierre de un relé en un Hermes remoto al activarse una entrada.

- Capacidad de consultar el saldo de tarjetas prepago de telefonía móvil.

- Alimentación a 12v. Fuente conmutada modular 12A 12vdc 25w.

Analizador cvm-mini-mc-itf-rs485-c2.

1.7.6 Cableado CC y DC

Con la configuración de la instalación y la distribución de los diferentes elementos que la conforman y según los criterios de caídas de tensión que marca el REBT, recogidas en la tabla 5. Se calculan las secciones de los conductores de las siguientes zonas.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.
Los conductores de CC y CA. Deberán tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Caída de tensión	
Tramo	Permitida
Entre el generador e inversor	1,5%
Entre el inversor y el contador	2%

Tabla 5. Caída de tensión permitidas en CC y CA. Fuente: RBTE.

Los conductores deberán tener una sección tal que la intensidad máxima admisible del mismo sea superior al 125% de la intensidad máxima del generador.

Iadm > Isc x 1,25

Los conductores a emplear serán del tipo Rv 06/1kV libre de halogenuros, de cobre, aptos para su instalación tanto entubados como a la intemperie.

Las fórmulas empleadas para el cálculo de las secciones serán las siguientes:

En corriente continua:

$S = (2 \cdot I \cdot L)/ (56 \cdot \Delta V)$

Siendo:

S = sección (mm)

L = longitud cable (m)

I = intensidad (A)

ΔV = caída de tensión máxima admisible

En corriente alterna monofásica:

$S = (2 \cdot I \cdot L)/ (56 \cdot \Delta V)$

Siendo:

S = sección (mm)

L = longitud cable (m)

I = intensidad (A)

ΔV = caída de tensión máxima admisible

En corriente alterna trifásica:

$S = (\sqrt{3} \cdot L \cdot I)/ (56 \cdot \Delta V)$

Siendo:

S = sección

L = longitud cable (m)

I = intensidad (A)

ΔV = caída de tensión máxima admisible

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

Para el conexionado se emplearan conectores de intemperie con grado de protección mínima IP-55 tipo multicontact, que aseguren que se mantiene la protección clase II.

No se realizara ningún empalme en los conductores que une el inversor fotovoltaico con los paneles solares.

La entrada de los conductores al armario en el que se disponen las protecciones de CC, se protegerá contra daños mecánicos, hasta una altura de 2,5 m sobre el nivel del suelo, mediante tubo rígido UNE50086-2-1 grado 4321 libre de halógenos.

Las canalizaciones se realizarán bajo el Reglamento para Baja Tensión ITC BT 40, para cualquier condición de trabajo.

Los cables propuestos para cada uno de los tramos se muestran a continuación en la tabla 6:

Tramo CC	**SECCIÓN**
Interconexión entre módulos	RZ1-K 0.6/1 kV 6mm^2 cu
Módulos FV inversor	RZ1-K 0.6/1 kV 25mm^2 cu
Tramo CA	**SECCIÓN**
Inversor-cuadro de distribución CA	Cu 4x16 mm2
cuadro de distribución CA- CGP	Cu 4x70 mm2

Tabla 6. Sección de cables propuestos para los tramos CC y CA.

1.7.7 Protecciones CC y AC

En cuanto a la protección y maniobra se distinguen dos partes: aguas arriba del inversor, donde la corriente es continua y aguas abajo del inversor, donde la corriente es alterna.

- **Protecciones CC**

Los generadores fotovoltaicos se conectaran en modo flotante, proporcionando niveles de protección adecuados frente a contactos directos e indirectos, siempre y cuando la resistencia de aislamiento de la parte de CC, 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 adoptando las siguientes medidas:

-los módulos fotovoltaicos, cajas de conexión y cableado, son de clase II. Además las cajas de conexión, contaran con llave y estarán provistas de señal de riesgo eléctrico.

- cada inversor incorpora un controlador permanente del aislamiento de la parte continua. Para detectar la aparición de derivaciones a tierra. En caso de fallo de aislamiento (Riso<500Ω), el inversor detendrá su funcionamiento, activándose una alarma visual en el equipo.

- En cada ramal o cadena se instalara un interruptor seccionador de corte en carga 2p 10 A 800 Vcc para en caso necesario poder separar ese ramal del inversor.

- Se instalan fusibles 10 A 800 Vcc en cada uno de los polos de los ramales, en su entrada al inversor.

- Cada inversor incorpora un interruptor seccionador de 2P 80 A 800 Vcc que actúa sobre los dos polos principales, cuya misión es la de desconecta el campo generador del resto de la instalación, mientras se lleva a cabo maniobras de mantenimiento o inspección.

Sobre el generador fotovoltaico se pueden presentar sobretensiones de origen atmosférico. Para una primera protección se pueden montar una protección frente a sobretensiones tipo II, que se completa con la protección clase III, integrada en el inversor.

- **Protecciones CA**

En el tramo de corriente alterna, a la salida del inversor, se conectará equilibradamente a la línea trifásica, que irá protegida por un magnetotérmico tripolar de 63 A 10 kA para cada inversor .Además de un conjunto compuesto por un magnetotérmico tripolar de 160 A 25 kA acompañado de un diferencial tetrapolar con sensibilidad 300 mA que protegerá la línea general, También dispondrá de protección contra sobretensiones.

Será necesario poner un interruptor con enclavamiento en el cuadro de contadores con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión, este interruptor estará en un punto accesible por la empresa distribuidora.

1.7.8 Equipo de medida

Para la medida tanto de la energía inyectada como la consumida, se instalara:

Envolvente de poliéster UNE-EN 60439 partes 1, 2 y 3, precintable por la compañía eléctrica.

Contador bidireccional, precisión clase 1 activa y clase 2 reactiva, tipo IV.

Fusibles de protección de 63 A, tanto aguas arriba como aguas abajo del contador.

Todo ello se dispondrá en interior de una hornacina de hormigón con puerta metálica IK10 s/UNE-EN 50102, y cerradura de llave normalizada, prevista para alojar los equipos de compañía (interruptor general, equipo de medida y CGP) situada en la fachada de la nave.

El modulo del equipo de medida presentara un grado de protección IP43 UNE 20324 e IK 09 UNE EN 50102, y se situara a una altura tal que los dispositivos de lectura queden entre 0,7 y 1,8 m del suelo.

1.7.9 Tierras

Según RD 1663/2000, donde se fijan las condiciones técnicas para la conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de BT, la puesta a tierra se realizará de forma que no altere la de la compañía eléctrica distribuidora, con el fin de no transmitir defectos a la misma.

Asimismo, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para baja tensión.

Por ello, se realizará una única toma de tierra conectando directamente a la barra principal de tierra de la nave industrial, tanto la estructura soporte del generador fotovoltaico, como la borna de puesta a tierra del inversor, con el fin de no crear diferencias de tensión peligrosas para las personas con la realización de diversas tomas de tierra en la nave.
La sección del conductor de protección será de 35 mm^2 para CC y CA (ITC BT 18 apartado 3.4. tabla 2).
Se deberá asegurar que el valor de la resistencia de tierra sea inferior a 80 ohmios para que la tensión de contacto no supere los 24 V.

1.8 Estudio Energético

En este apartado se estudiara el diseño de la instalación fotovoltaica comprobando como influyen sobre el rendimiento, la rentabilidad y el medio ambiente los principales parámetros energéticos que se disponen en el emplazamiento elegido.

Los datos de partida a tener en cuenta en los cálculos son los recogidos en la tabla 7:

Localidad	Velilla de Cinca
Latitud Φ	41.351^0
Orientación α	15^0
Inclinación β	10^0
Paneles	
Potencia máxima CEM, Pp	240
Mismatch σ	1%
Numero de paneles NsxNp	19X24
Temperatura T_{ONC}	45 ^{0}C
Coeficiente de temperatura Pmp	0.44%/^{0}C
Inversor	
Rendimiento euro η_{INV} (%)	94,6%
Perdidas	
Máximas perdidas en conductores y protecciones lado CC	1,5%
Máxima perdidas en conductores y protecciones lado CA	2%
Máximas perdidas por ensuciamiento	8%
Máximas perdidas por sombras	5%
Máximas perdidas por orientación e inclinación	<20%

Tabla 7. Datos para el estudio energético.

Para realizar el estudio energético de la instalación solar fotovoltaica, se han utilizado los datos obtenidos de la base de datos de PVGIS solar irradiation data, european comisión, join research centre.

Los parámetros utilizados son los siguientes

- Gdm(Φ=0), irradiancia media mensual para una inclinación de 0^0 expresada en kWh/m^2 día.

- Gdm(α,β), irradiancia media mensual para una orientación α y una inclinación β, expresada en kWh/m^2 día.

- Tm, temperatura media diaria mensual, expresada en ^{0}C.

En la siguiente tabla 8 se muestran estos valores:

MES	G dm (β=0) kWh/(m2.día)	G (α=15 β=10) kWh/(m2.día)	Temperatura. Media Diaria ^{0}C
Enero	2,16	2,34	8
Febrero	3,41	3,71	9,4
Marzo	4,78	5,34	13,1
Abril	5,07	5,76	14,9
Mayo	5,82	6,79	18,9
Junio	6,17	7,38	23,2
Julio	6,32	7,63	25,1
Agosto	5,62	6,76	25,1
Septiembre	4,75	5,54	21,7
Octubre	3,59	4,09	18,1
Noviembre	2,47	2,73	11,7
Diciembre	1,86	2,02	7,9
promedio	2,16	2,34	16,4

Tabla 8. Datos de irradiancia y temperaturas medias. Fuente: PVGIS

1.8.1 Recurso solar

Los paneles solares estarán orientados hacia el sur para lograr que la captación de radiación solar sea máxima desde el momento que el sol salga por el este hasta que se ponga por el oeste, el ángulo azimuth será 15°.

1.8.2 Pérdidas por inclinación

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla 9. Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

	Orientación e inclinación (OI)	*Sombras* (S)	*Total* (OI + S)
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Tabla 9. Límites de pérdidas por orientación e inclinación. Fuente: PCT-C-REV del IDAE.

Al tratarse de una instalación en superposición las perdidas máximas por inclinación y orientación serán menores al 30 % respecto a la potencia óptima de captación.

1.8.3 Pérdidas por sombras

Para el cálculo del sombreado producido sobre el generador fotovoltaico, sobre todo por el sombreado a primeras horas del día al estar el sol en su punto más bajo, se utilizara un método de cálculo que consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol ofrecido por el Pliego de Condiciones Técnicas.

Para obtener el perfil de obstáculos deben localizarse los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición de azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal).

1.8.4 Pérdidas por suciedad

Las pérdidas por suciedad o degradación de los módulos solares tienen su origen por la disminución de la potencia recibida en el generador fotovoltaico debido a la deposición de polvo en la superficie de este. Para este caso estas pérdidas serán como máximo del 5%.

1.8.5 Pérdidas por temperatura

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de Temperatura en los módulos y los 25^{0}C de las CEM (condiciones estándar de medida), del tipo de célula, del encapsulado y del viento. Si los módulos están convenientemente aireados por detrás, esta diferencia es del orden de 30 ^{0}C sobre la temperatura ambiente, para una irradiancia de 1000 W/m2.

$$Tc=T_{AMB}+(T_{ONC}-20)xE/800$$

Tc= Temperatura de la célula solar en ^{0}C

T_{AMB}=Temperatura Ambiente medida en la sombra en ^{0}C.

T_{ONC}=Temperatura de operación nominal del módulo en ^{0}C

E=irradiacia solar en W/m2

La temperatura influye sobre los valores de voltaje de la curva V-I, modificando los valores del punto de máxima potencia.

Para determinar la energía la energía resultante una vez descontadas las pérdidas (E3) debido a la temperatura se utiliza la siguiente expresión:

$$E3=E2x(1+k\Delta T/100)$$

$$\Delta T=Tc-T_{ONC}$$

Dónde: K, coeficiente de temperatura de los módulos fotovoltaicos %/^{0}C.

1.8.6 Pérdidas por cableado

Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, las perdidas en el cableado de corriente alterna de la instalación serán como máximo del 2% mientras que en el cableado de corriente continua no deberán ser superiores al 1,5%, para realizar el estudio energético se utilizaran estas cifras al ser la peor condición.

1.8.7 Pérdidas del inversor

El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV (p.e. la utilización de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador FV dará lugar a que el sistema opera una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, con las consecuentes pérdidas de generación El inversor 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 (éste punto de máxima potencia cambia con la irradiancia y la temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Se puede caracterizar al inversor por una curva de rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia definida como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador FV y la energía que se extraería en un seguimiento ideal. Un problema adicional puede surgir cuando hay

sombras sobre el generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva V-I y el inversor operar en un punto que no es el de máxima potencia.

1.8.8 Resumen producción energética.

Nomenclatura:

- Φ, latitud expresada en(^{0})

- α, ángulo de azimut definido por el Angulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar.

- β, ángulo de inclinación, definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0^0 para módulos horizontales y 90^0 para módulos verticales.

- Pmp, potencia pico del generador expresado en W.

- E0, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico en condiciones ideales, expresado en kWh/m2.día.

E0= G (α=45 β=30) x Pmp

- E1, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico descontando de E0, el mismatch de los módulos (por funcionamiento fuera de las condiciones CEM), expresado en kWh/m2.día.

E1=E0(1-(%)/100)

- E2, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico, descontando de E1 las pérdidas debidas a sombras, expresado en kWh/m2.día.

E2=E1(1-perdidas sombras(%)/100)

- E3, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico descontando de E2, la variación de potencia de los módulos por efecto de la temperatura ambiente, expresado en kWh/m2.día.

$E3=E2(1+k\Delta T/100)$

- E4, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico descontando de E3 las perdidas por ensuciamiento, que se han fijado en un máximo del 5%, expresado en kWh/m2.día.

- E5, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico descontando de E4, las perdidas en cableado y protecciones en el lado de CC, expresado en kWh/m2.día.Se han fijado estas pérdidas en un máximo del 1,5%, lo que se ha tenido en cuenta al seleccionar las secciones de los conductores.

- E5, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico descontando de E4 las perdidas en cableado y protecciones en el lado de CC, expresado en kWh/m2.día.Se han fijado estas pérdidas en un máximo del 1,5%, lo que se ha tenido en cuenta al seleccionar las secciones de los conductores.

- E6, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico descontando de E5 las perdidas en cableado y protecciones en el lado de CA, expresado en kWh/m2.día.Se han fijado estas pérdidas en un máximo del 1,5%, lo que se ha tenido en cuenta al seleccionar las secciones de los conductores.

- E7, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico descontando de E6 las pérdidas debidas al inversor, expresado en kWh/m2.día.

$E7=E6(1-inv(\%)/100)$

- Ep, es la energía diaria, media mensual que generaría el campo fotovoltaico descontando de E7 las pérdidas debidas a otras causas no cuantificadas, expresado en kWh/m2.día, que se han fijado en un 1,5%.

- PR, es el rendimiento energético de la instalación, obtenido mediante la siguiente expresión:

$$PR = Ep / Gdm(\alpha,\beta) \times Pmp$$

En la tabla 10 se resumen los cálculos realizados:

Situación		Paneles Fotovoltaicos		Inversor		Perdidas	
Localidad	Velilla de Cinca	Potencia máxima panel	240 W	Rendimiento inversor	96%	Perdidas lado cc	2%
Latitud	41,910	Número módulos en serie	19	Irradiancia media E	850 W/m2	Perdidas lado ca	1,50%
Orientación α	15ª	Número ramas en paralelo	24			Perdidas suciedad	8%
Inclinación β	10º	Tem. operación nom	45ºC			Perdidas por sombras	5%
		Mismatch	16				
		Coeficiente de temperatura Pmp	-0,45%/0C				

Mes	G dm (β=0) kWh/(m2.día)	G (α=15 β=10) kWh/(m2.día)	Gdm W/m2	Pmp kWp	E0 kWh/día	E1 kWh/día	E2 kWh/día	Tamb ºC	Tc ºC	ΔT ºC	E3 kWh/día	E4 kWh/día	E5 kWh/día	E6 kWh/día	E7 kWh/día	Ep kWh/día	PR
Enero	2,16	2,34	454,00	104,88	245,42	241,74	229,65	7,9	22,09	-22,91	252,80	242,69	239,05	234,27	224,90	221,53	0,90
Febrero	3,41	3,71	521,00	104,88	389,10	383,27	364,10	9,3	25,58	-19,42	395,21	379,41	373,72	366,24	351,59	346,32	0,89
Marzo	4,78	5,34	650,00	104,88	560,06	551,66	524,08	13	33,31	-11,69	551,03	528,98	521,05	510,63	490,20	482,85	0,86
Abril	5,07	5,76	640,00	104,88	604,11	595,05	565,29	14,8	34,80	-10,20	590,67	567,04	558,53	547,36	525,47	517,59	0,86
Mayo	5,82	6,79	659,00	104,88	712,14	701,45	666,38	18,8	39,39	-5,61	682,82	655,51	645,67	632,76	607,45	598,34	0,84
Junio	6,17	7,38	690,00	104,88	774,01	762,40	724,28	23,1	44,66	-0,34	725,36	696,35	685,90	672,18	645,29	635,62	0,82
Julio	6,32	7,63	733,00	104,88	800,23	788,23	748,82	24,9	47,81	2,81	739,57	709,99	699,34	685,35	657,94	648,07	0,81
Agosto	5,62	6,76	723,00	104,88	708,99	698,35	663,44	25	47,59	2,59	655,86	629,63	620,19	607,78	583,47	574,72	0,81
Septiembre	4,75	5,54	719,00	104,88	581,04	572,32	543,70	21,5	43,97	-1,03	546,17	524,32	516,46	506,13	485,88	478,60	0,82
Octubre	3,59	4,09	599,00	104,88	428,96	422,52	401,40	17,9	36,62	-8,38	416,20	399,55	393,56	385,69	370,26	364,71	0,85
Noviembre	2,47	2,73	485,00	104,88	286,32	282,03	267,93	11,6	26,76	-18,24	289,43	277,86	273,69	268,21	257,49	253,62	0,89
Diciembre	1,86	2,02	427,00	104,88	211,86	208,68	198,25	7,8	21,14	-23,86	219,06	210,29	207,14	203,00	194,88	191,95	0,91
Promedio	4,34	5,01	608,33	104,88	525,19	517,31	491,44	16,30	35,31	-9,69	505,35	485,13	477,86	468,30	449,57	442,83	0,85

Producción	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	ANUAL
Ep (kWh/día)	221,53	346,32	482,85	517,59	598,34	635,62	648,07	574,72	478,60	364,71	253,62	191,95	
Ep (kWh/mes)	6.867,29	9.696,89	14.968,38	15.527,58	18.548,46	19.068,46	20.090,18	17.816,28	14.357,89	11.305,92	7.608,70	5.950,54	**161.806,57**

Tabla 10. Resumen del cálculo de producción energética de la planta solar fotovoltaica.

1.9 Cálculos.

Los cálculos efectuados para el dimensionamiento de las instalaciones proyectadas se encuentran recogidos en el anejo correspondiente.

1.10 Medidas preventivas en materia de seguridad y salud.

Los riesgos para la salud de los trabajadores durante la fase de ejecución de las obras objeto de la presente y las medidas preventivas se incluyen en el documento correspondiente al estudio de seguridad y salud.

1.11 Pruebas de recepción.

Una vez autorizada la instalación por los servicios provinciales de industria y energía de la DGA y la compañía suministradora se realizaran pruebas de funcionamiento de 2 horas como mínimo.

1.12 Conclusiones

Considerando suficientes los datos reseñados para su estudio junto con los planos que se acompañan se considera que la planta solar fotovoltaica de 100 kW objeto del presente proyecto es eficiente energéticamente para el autoconsumo de la industria hortofrutícola.

Huesca, agosto 2015

Ingeniero Técnico Agrícola

Fdo. Raúl Bercero Catalán

ANEJOS

A.1 Estimación de pérdidas por orientación inclinación y sombras.

El objeto de este anejo es, de acuerdo con el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a Red PTC, elaborado por el Departamento de Energía Solar del IDAE, en sus anexos II y III:

- determinar los límites en la orientación e inclinación de los módulos, de acuerdo a las pérdidas máximas permisibles en comparación con la inclinación óptima.

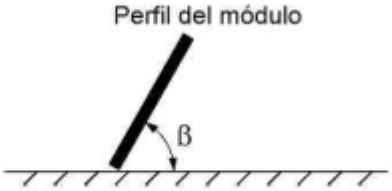
-Establecer las pérdidas por sombras, tanto de los obstáculos circundantes como de los módulos vecinos.

A.1.1 estimación de pérdidas por orientación e inclinación.

Las pérdidas por orientación e inclinación se establecen en función de:

- Ángulo de inclinación β, definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

- Ángulo de azimut α, definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2).
Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, –90° para módulos orientados al este y +90° para módulos orientados al oeste.



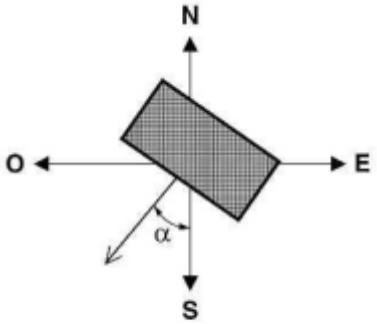


Figura 1. Ángulo de inclinación β.
Fuente: PCT-C-REV del IDEA.

Figura 2. Ángulo de azimut α.
Fuente: PCT-C-REV del IDAE.

Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima establecidas en el PCT. Para ello se utilizará la figura 3, válida para una latitud, Φ, de 41°, de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación en el caso de Φ= 41°. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %.

Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.

- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud Φ= 41° y se corrigen.

Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41°, de acuerdo a las siguientes fórmulas:

Inclinación máxima = Inclinación (Φ= 41°) – (41° – latitud)

Inclinación mínima = Inclinación (Φ= 41°) – (41° – latitud), siendo 0° su valor mínimo.

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

Pérdidas (%) = $100 \times [1{,}2 \times 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2 + 3{,}5 \times 10^{-5} \alpha^2]$ para $15° < \beta < 90°$

Pérdidas (%) = $100 \times [1{,}2 \times 10^{-4} (\beta - \Phi + 10)^2]$ para $\beta \leq 15°$

Resultados

Se trata de evaluar si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en un tejado orientado 15° hacia el Oeste (azimut = 15°) y con una inclinación de 30° respecto a la horizontal, para la localidad de Velilla de Cinca cuya latitud es de 41.35°.

Conocido el azimut, cuyo valor es +15°, determinamos en la figura 3 los límites para la inclinación para el caso de Φ= 41°. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (Zona exterior de la región 90 %-95 %), máximo para el caso general, con la recta de azimut 45° nos proporcionan los valores. Ver figura 3.

- Inclinación máxima = 60°

- Inclinación mínima = 7°

Corregimos para la latitud del lugar:

- Inclinación máxima = 60 ° – (41° – 29°) = 48°

- Inclinación mínima = 7 ° – (41° – 29°) = –5°, que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima = 0°.

Por tanto, esta instalación, de inclinación 30°, cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación, ver figura 3.

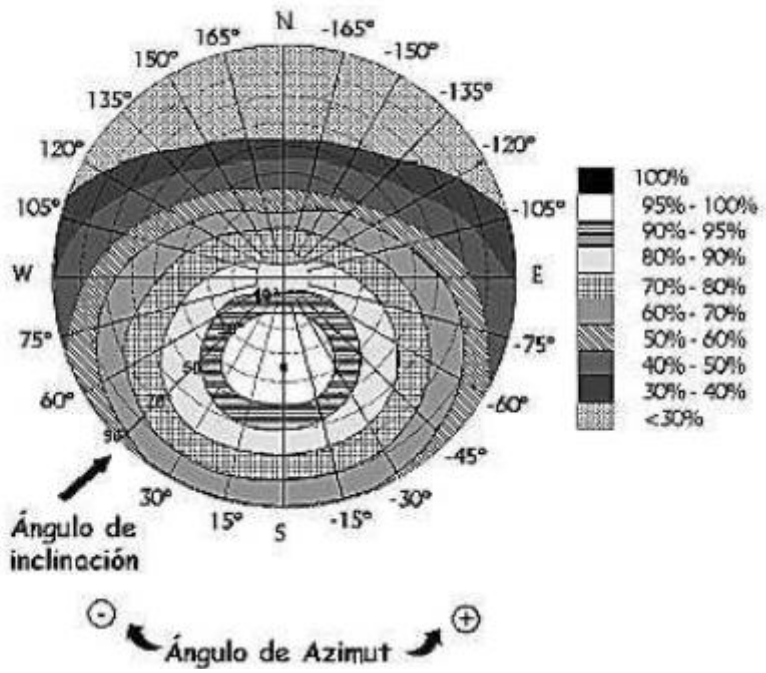


Figura 3. Perdidas por orientación e inclinación. Fuente: PCT-C-REV del IDAE.

A.1.2 Estimación de pérdidas por sombras.

En este caso, al situarse los paneles superpuestos a la cubierta, sin inclinación adicional con respecto a esta los módulos no se hacen sombra entre ellos. Además, en las proximidades de la instalación no existen obstáculos de mayor altura y las únicas perdidas por este concepto son las debidas a obstáculos próximos como las cubiertas de otros edificios.

Para el cálculo del sombreado producido sobre el generador fotovoltaico, sobre todo por el sombreado a primeras horas del día al estar el sol en su punto más bajo, se utilizara un método de cálculo que consiste en la

comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del sol ofrecido por el Pliego de Condiciones Técnicas**.**

El procedimiento a seguir es el siguiente:

En el Anexo III del PTC 2002 se describe un método de cálculo de las pérdidas de radiación solar que experimenta una superficie debidas a sombras circundantes. Tales pérdidas se expresan como porcentaje de la radiación solar global que incidirá sobre la mencionada superficie de no existir sombra alguna.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afectan a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol. Los pasos a seguir son los siguientes:

1- Obtención del perfil de obstáculos

Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus Coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.

2- Representación del perfil de obstáculos

Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura 4, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

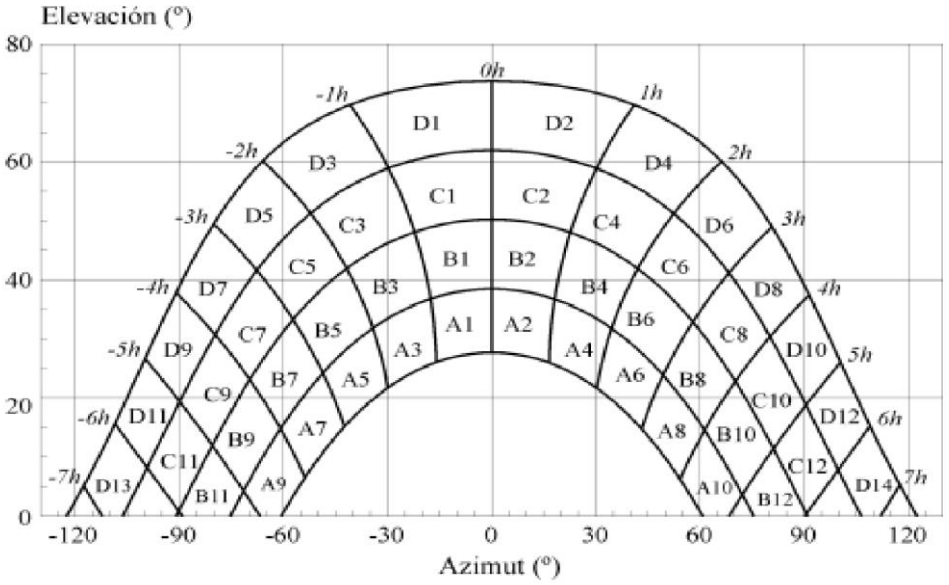


Figura 4. Diagrama de trayectorias del Sol. (Nota: Los grados de ambas escalas son sexagesimales). Fuente: PCT-C-REV del IDAE.

3- Selección de la tabla de referencia para los cálculos

Cada una de las porciones de la figura 4 representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio. Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo. Deberá escogerse como referencia para el cálculo la tabla más adecuada de entre las que se incluyen.

4- Cálculo final

La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de ocultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1.

Resultados:

La instalación proyectada tiene el siguiente perfil de obstáculos que se puede observar en la figura 5:

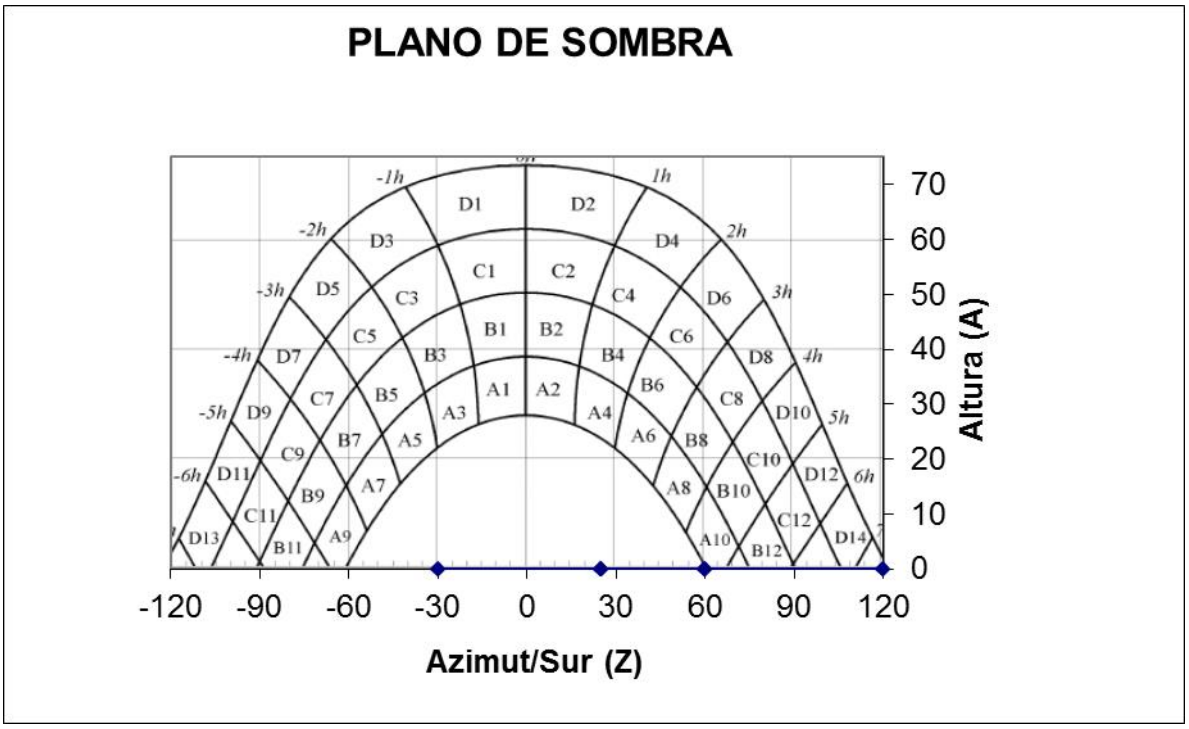


Figura 5. Diagrama de trayectorias del Sol de la instalación proyectada. Fuente: PCT-C-REV del IDAE.

Elegimos la tabla que más se aproxima a nuestra instalación (β=30, α=45), utilizamos la tabla V-2 correspondiente a la figura 6 y calculamos las pérdidas debidas a las sombras.

$\beta = 35°$ $\alpha = 30°$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,10
11	0,00	0,00	0,03	0,06
9	0,02	0,10	0,19	0,56
7	0,54	0,55	0,78	1,80
5	1,32	1,12	1,40	3,06
3	2,24	1,60	1,92	4,14
1	2,89	1,98	2,31	4,87
2	3,16	2,15	2,40	5,20
4	2,93	2,08	2,23	5,02
6	2,14	1,82	2,00	4,46
8	1,33	1,36	1,48	3,54
10	0,18	0,71	0,88	2,26
12	0,00	0,06	0,32	1,17
14	0,00	0,00	0,00	0,22

Figura 6. Tabla V-2. Fuente: PCT-C-REV del IDAE.

La nave de la industria hortofrutícola se encuentra en un espacio abierto por lo que las pérdidas por sombras son del 0%

A.2 Sobrecarga de cubierta

El objeto de este Apartado es el de establecer las cargas adicionales debidas a la instalación fotovoltaica, que han de tenerse en cuenta para la comprobación de la capacidad portante de la estructura de la nave, antes de la ejecución de las instalaciones.

La Carga debida a los módulos fotovoltaicos es de:

$P_{módulo}$ = 19,6 kg/módulo

$P_{estructura+fijaciones}$ = 4,0 kg/módulo

$P_{fotovoltaica}$ = 23,6 kg/módulo

Carga $_{fotovoltaica}$ = 23,6 kg/módulo / (1,63 m² / módulo)

Carga $_{fotovoltaica}$ = 14,48 kg/m²

Usando la equivalencia 1kN/m²=100 kg/ m²:

Carga $_{fotovoltaica}$: 0,1448 kN/m²

Esta carga permanente y uniformemente distribuida sobre la superficie de la cubierta, se transforma en cargas puntuales sobre las correas, en los puntos de fijación de la estructura ligera a la estructura de la nave.

Tomando el caso de vanos más desfavorables, cada una de las correas deberá soportar cargas puntuales, según z, con las siguiente magnitud cada una de ellas.

Carga hilera de 6 módulos =6 módulos x23,6 kg/módulo=141,6 kg

Carga correa=141,6/6 correas= 24,43 kg= 0,2443 kN.

Por tanto la estructura deberá comprobarse para las siguientes cargas permanentes:

Comprobación de la estructura: carga permanente uniformemente distribuida en superficie de cubierta del faldón suroeste de 0.145 kN z(-).

Comprobación de cada correa y fijaciones: 6 cargas puntuales y permanentes de 0,2443 kN z(-).

Características de la cubierta según Proyecto básico de ejecución de nave para la industria hortofrutícola sita en Velilla de Cinca:

Cubierta nave	Kg/m^2
Peso propio forjado o estructura portante	220
Peso propio elementos de cobertura e impermeabilizado	80
Sobrecarga de uso	100
Sobrecarga de nieve	50
TOTAL Kg/m^2	450

Tabla 11. Resumen de características de la cubierta. Fuente: Proyecto básico de ejecución de la nave de la industria hortofrutícola sita en Velilla de Cinca.

La cubierta esta dimensionada para admitir una sobrecarga normal de 100 Kg/m^2, según el proyecto básico de ejecución de la nave para la industria hortofrutícola sita en Velilla de Cinca.

El conjunto formado por la estructura coplanar y los módulos fotovoltaicos tiene un peso máximo de 14,48 kg/m^2, con lo que la estructura está correctamente dimensionada para poder soportar dicha sobrecarga.

A.3 Calculo de las secciones de cables de la instalación.

Con la configuración de la instalación y la distribución de los diferentes elementos de la instalación y según criterios de caídas de tensión que marca el REBT. Se calculan secciones de los conductores para las diferentes zonas.

A.3.1Cálculo de cables de CC.

El cable para toda la instalación de CC será RZ1-K 0,6/1 kV flexible .UNE 21030.

Características:

Resistencia a rayos ultravioletas para el cable que va al exterior.

Aislamiento XLPE (polietileno reticulado y cubierta de PVC)

Temperatura máxima: 90 ^{0}C.

Tensión nominal: 0,6/1kV.

Uso: transporte y distribución de energía en instalación al aire o subterránea.

Condiciones de operación:

Máxima temperatura ambiente: 50^{0}C.

Tipos de instalación: terna de cables al aire en bandeja rejiband.

Cables propuestos:

Cadenas de módulos: RZ1-K 0,6/1kV con 2 (1x6mm2), longitud más desfavorable 25 m.

Smartconnect 1 a inversor 1 RZ1-K 0,6/1kV con 2 (1x16mm^2), longitud más desfavorable 50 m.

Smartconnect 2 a inversor 2 RZ1-K 0,6/1kV con 2 (1x6mm^2), longitud más desfavorable 50 m.

Smartconnect 3 a inversor 3 RZ1-K 0,6/1kV con 2 (1x16mm^2), longitud más desfavorable 50 m.

Smartconnect 4 a inversor 4 RZ1-K 0,6/1kV con 2 (1x16mm^2), longitud más desfavorable 50 m.

Condiciones de cálculo:

Coeficiente de reducción 0,9

Según ITC-BT-06 "Redes aéreas para la distribución en B.T" Tabla 7.

Máxima corriente admisible = 44 A para el cable elegido 1x6mm².

Máxima corriente admisible = 80 A para el cable elegido 1x16mm².

Según ITC-BT-19 "instalaciones interiores o receptoras" Tabla 1.

Coeficiente para generador = 125%. Según ITC-BT-40.

Calculo de la intensidad máxima admisible:

$I=P/U^* \cos\varphi$

I: Intensidad en Amperios

P: Potencia en Vatios

U: Tensión en Voltios

Cosφ: Factor de potencia =1

<u>Cadena de módulos:</u>

I=8,62 A x 1,25=10,78A

Iadm=Itabla x fcorr=44*0,9=39,6 A

I<Iadm ES VALIDO

De caja SC1 a inversor 1

I=8,62 A x 6 x 1,25=64,65 A

Iadm=Itabla x fcorr=80*0,9=72 A

I<Iadm ES VALIDO

De caja SC2 a inversor 2

I=8,62 A x 6 x 1,25=64,65 A

Iadm=Itabla x fcorr=80*0,9=72 A

I<Iadm ES VALIDO

De caja SC3 a inversor 3

I=8,62 A x 6 x 1, 25=64,65 A

Iadm=Itabla x fcorr=80*0,9=72 A

I<Iadm ES VALIDO

De caja SC4 a inversor 4

I=8,62 A x 6 x 1,25=64,65 A

Iadm=Itabla x fcorr=80*0,9=72 A

I<Iadm ES VALIDO

Calculo de la caída de tensión.

$\Delta U_I = 2RP/U$

$R = \rho_\theta L/S$

$\rho_\theta = \rho_{20}(1+\alpha(\theta-20))$

P: potencia en vatios.

U: tensión en voltios.

L: longitud del conductor en m.

S: la sección del conductor escogido en mm^2

ρ. conductividad del conductor ($m/\Omega mm^2$).

Para una temperatura de 90 ^{0}C resulta una conductividad de 44 $/\Omega mm^2$

Cálculo de la caída de tensión en CC											
Tramo	S (mm)	L (m)	Icc (A)	P(W)	material	U(V)	1,25x Icc A	T (^{0}C)	ρ	CDT(V)	CDT(%)
cadenas	*6,00*	*20*	*8,15*	*4560*	*cu*	*693,1*	*10,18*	*90*	*0,022*	*1,006*	***0,14***
cadenas - inversor	16,00	30	48,9	27360	cu	693,1	32,0	90	0,022	3,39	**0,49**

Tabla 12. Cálculo de la caída de tensión en CC.

Según se refleja en la tabla 12, la caída de tensión máxima sumando todos los tramos de CC es de 0,63 %, que está por debajo del máximo permitido del 1,5%.

A.3.2 Cálculo de cables de CA.

El cable para toda la instalación de CA será RZ1-K0,6/1 kV flexible .UNE 21030.

Características:

Resistencia a rayos ultravioletas para el cable que va al exterior.

Aislamiento XLPE (polietileno reticulado y cubierta de PVC).

Temperatura máxima: 90 ^{0}C.

Tensión nominal: 0,6/1kV.

Uso: transporte y distribución de energía en instalación al aire o subterránea.

Condiciones de operación:

Máxima temperatura ambiente: 50^{0}C.

Tipos de instalación: terna de cables al aire en bandeja tipo rejiband.

Cables propuestos:

De inversor a CPM: RZ1-K 0,6/1kV con 4x16mm2, longitud más desfavorable 10 m

Condiciones de cálculo:

Coeficiente de reducción 0,78.

Según ITC-BT06 (redes aéreas distribución en B.T tabla 7)= 0,9

Según ITC-BT-07 (Redes subterráneas de distribución en B.T Tabla 6= 0,78

Máxima corriente admisible = 125 para el cable elegido 4x16mm2.

Según ITC-BT-07 ´´instalaciones interiores o receptoras`` Tabla 4 y 5.

Coeficiente para generador = 125%. Según ITC-BT-40.

Calculo de la intensidad máxima admisible:

$I=P/\sqrt{3}U \times \cos\phi$

Conductores de cobre 16 mm2:

I=46 A x1,25=57.5A

Iadm=Itabla x fcorr=125*0,78=97,5 A

I<Iadm ES VALIDO

De CPM a CGP: RZ1-K 0,6/1kV con 4x70mm2, longitud más desfavorable 50 m

Condiciones de cálculo:

Coeficiente de reducción 0,78.

Según ITC-BT06 (redes aéreas distribución en B.T tabla 7)= 0,9

Según ITC-BT-07 (Redes subterráneas de distribución en B.T Tabla 6= 0,78

Máxima corriente admisible = 280 para el cable elegido 4x70mm2.

Según ITC-BT-07 ´´instalaciones interiores o receptoras`` Tabla 4 y 5.

Coeficiente para generador = 125%. Según ITC-BT-40.

Calculo de la intensidad máxima admisible:

$I=P/\sqrt{3}U \times \cos\phi$

Conductores de cobre 70 mm2:

I=160 A x1,25=200A

Iadm=Itabla x fcorr=280 A*0,78 =218,4 A

I<Iadm ES VALIDO

Calculo de la caída de tensión.

$\Delta U=RP/U$

$R= \rho_\theta L/S$

$\rho_{\theta=} \rho_{20}(1+\alpha(\theta-20)$

P: potencia en vatios.

U: tensión en voltios.

Cosϕ: factor de potencia =1.

L: longitud del conductor en m.

S: la sección del conductor escogido en mm^2

ρ. conductividad del conductor ($m/\Omega mm^2$).

Para una temperatura de 90 ^{0}C resulta una conductividad de 44m /Ωmm^2

Calculo de la caída de tensión en CA											
Tramo	S (mm)	L (m)	I cc(A)	P(W)	material	U(V)	1,25x Icc A	T (0C)	ρ	CDT(V)	CDT(%)
inverso-CPM	16,00	50	35	27360	cu	400	43,75	90	0,022	5,15	**1,287**
CPM-red	70,00	2	35	109440	cu	400	43,75	90	0,022	0,412	**0,1003**

Tabla 13. Cálculo de la caída de tensión en CA.

Según se recoge en la tabla 13, la caída de tensión máxima sumando todos los tramos de CA es de 1,29%, que está por debajo del máximo permitido del 2 %.

A.4 Descripción de la industria hortofrutícola

A.4.1 Actividad desarrollada en la industria hortofruticola

La actividad desarrollada en la industria objeto del presente proyecto es la de conservación y manipulación de la fruta con el objetivo de poder comercializar seguidamente el producto en condiciones adecuadas.

Por ello, los elementos a destacar en la central son las cámaras de frío convencional y las línea de manipulación, que sirve para la selección y confeccionado de la fruta.

A.4.2 Descripción general de la central

Se trata e una nave central de dimensiones 105,40 x 25,65 m que en la parte posterior hay una zona sin cerramiento lateral donde tiene lugar la recepción de la fruta.

Fuera de las naves se encuentra una dependencia para la sala de máquinas, evitando así las molestias por ruido que dichas máquinas puedan provocar a los trabajadores.

En la parte delantera de la nave queda definida la zona de oficinas, en la que se encuentran de forma separada al resto de la nave, las propias oficinas un laboratorio y dos vestuarios.

La zona de actividad consta de cuatro cámaras frigoríficas de frío convencional y una zona de trabajo donde se ubica la línea de manipulación y se alamacenan los envases y materiales de confección.

Las cámaras frigoríficas se ubican en la parte posterior de la nave, enfrentadas dos a dos con la separación de un pasillo intermedio. La zona de trabajo se encuentra en el centro de la nave, entre la zona de oficinas y la zona de cámaras.

La planta tiene una disposición separativa de zona sucia y zona limpia. A este respecto, tres de las cámaras estan dedicadas a la conservación directa de fruta de campo y a estas se accede por el pasillo que comunica la nave con la zona de recepción. La cámara restante se dedica a la conservación de la fruta confeccionada y actua como cámara climatizada de carga, puesto que cuenta con dos muelles de carga en su interior. A esta última cámara s accede desde la zona de trabajo, quedando así separada especialmente la zona de fruta de campo de la zona de fruta procesada.

Por otra parte, la zona de recepción de fruta consiste en una zona de cubierto, donde se ubica una peque edificación que sirve para el control de recepción y la báscula de pesaje que se situa en el exterior de la nave.

Cuadro de superficies, según tabla 14:

Dependencia	Superficie útil m²
Oficinas	32
Laboratorios	21,8
Vestuarios	48
Zona de trabajo	1043,6
Cámaras frigoríficas	510
Pasillo de las cámaras	94,7
Caseta de recepción	11,3
Zona de recepción (cubierto)	342,4
Sala de máquinas	52,2
Total	2156

Tabla 14. Cuadro de superficies.

A.4.3 Capacidad de la industria

La producción máxima anual que será capaz de absorber la industria será de 6000 t, en un período que abarca desde finales de mayo o principios de junio hasta finales de octubre o principio de noviembre.

La central esta dimensionada con un volumen frigorífico total de 3.825 m^3, la cual permite almacenar 2.400 t.

A su vez la línea de manipulación tendrá una producción máxima de 100.000 kg/día, suficiente para procesar las producciones consideradas en los periodos de mayor exigencia.

A.4.4 Proceso productivo

El proceso productivo comienza con la recepción de la fruta y finaliza con su expedición.

Figura 7. Diagrama del proceso productivo

A continuación se resumen las diferentes fases según la figura 7, así como, la maquinaria utilizada en cada una.

A.4.4.1 Recepción y pesaje

En esta fase se realiza una primera inspección visual de la mercancía, y se procede al pesaje mediante la báscula ubicada en el exterior de la nave.

La fruta llega a la central en palots de plástico de dimensiones 113 x 113 x 58 cm, que son descargados de los correspondientes medios de transporte mediante las carretillas eléctricas.

A.4.4.2 Toma de muestras

Se llevan a cabo muestreos, determinando diferentes índices que permitan conocer el estado de la fruta recibida: aspecto, coloración, calibre, dureza de la pulpa, azúcares, etc. También se realizan análisis de forma previa a la salida de la fruta de la central.

A.4.4.3 Conservación frigorífica inicial

La finalidad de este paso es disminuir la actividad fisiológica de los órganos vegetales, respiración y transpiración fundamentalmente, y prolongar la conservación de los productos. De esta forma, se consigue frenar el proceso de maduración de la fruta de forma rápida, reduciendo la duración del periodo durante el cual el producto respira activamente, desprendiendo calor y empobreciéndose de agua y nutrientes, con esto se consigue disminuir marchitez, el envejecimiento y al ataque de microorganismos.

Antes de sufrir ninguna otra manipulación, la fruta será introducida a las cámaras frigoríficas. Así, salvo en caso de pedidos de cierta urgencia la fruta pasa por la línea de manipulación pre-enfriada.

Se debe evitar introducir en una misma cámara fruta de diferentes grados de maduración.

Finalmente, en cuanto a la descarga de las cámaras, este proceso debe realizarse de forma continuada.

A.4.4.4 Selección, limpieza, calibrado y envasado.

Esta fase corresponde al conjunto de operaciones de preparación del producto para su expedición.

En primer lugar, se depositan los palots llenos de fruta en el desapilador de palots. A continuación la fruta será incorporada a la línea gracias al volteador de palots. A su vez, el apilador de palots acumulará los palots vacios.

La fruta es depositada por el volteador sobre la mesa de inspección visual, en la cual, los operarios eliminan los frutos defectuosos, hojas, etc, depositándolos sobre la cinta de evacuación de destrío.

Seguidamente, la fruta pasa por la cepilladora, que elimina la suciedad superficial del producto, pasando a continuación por la cinta repartidora que agrupará la fruta en filas que serán introducidas en así en la cinta calibradora.

La calibradora electrónica de siete salidas clasifica la fruta en función de su calibre gracias a sensores. La cinta calibradora posee unas barquetas de goma blanda donde se deposita la fruta, estas barquetas cuando llegan a la salía correspondiente a cada calibre descargan la fruta suavemente sobre la cinta.

En las cintas acumuladoras de fruta se disponen los operarios, que toman las cajas suministradas por el transportador aéreo y las confecionan con los alvéolos correspondientes.

Las cajas se disponen sobre palets de madera que una vez completos pasan al paletizador, para finalmente ser pesados en la báscula electrónica.

A.4.4.5 Conservación frigorífica

Una de las cuatro cámaras actúa como cámara de climatizada de carga, puesto que en ella se deposita la fruta confeccionada y cuenta con dos muelles de carga.

La refrigeración es una técnica de conservación basada en aplicación de temperaturas constantes sobe el producto a conservar, siempre sobre el punto de congelación, con el objeto de mantener sus cualidades organolépticas y nutritivas durante cierto periodo de tiempo, que dependerá de la especie y de la variedad que se trate.

Durante la conservación, la temperatura debe ser adecuada para le fruta y debe mantenerse lo más constante posible, para frenar de esta manera sus efectos sobre el fruto.

A.4.4.6 Expedición

La fruta confeccionada se conserva hasta la expedición en la cámara climatizada de carga, en la que se dispone de dos muelles de carga, a través de los cuales se cargan los camines gracias a carretillas elevadoras.

A.4.5 Características de la maquinaría utilizada

A.4.5.1 Conjunto desapilador, volteador y apilador de palots

El volteador consta de un batidor fijo y de un elemento volcador móvil, que articula en el primeo sobre un eje de giro. En la parte inferior del elemento volcador se instala un transportador de rodillos, para el avance de los palots. El transportador de rodillos está situado sobre una plataforma que mantiene sujeto el palot durante el vuelco. En la parte superior del

elemento volcador se instala un cinta transportadora, sobre un soporte que se puede deslizar sobre el primero.

El desapilador de palots incorpora un carro elevador que asciende o desciende sobre unas guías situadas en los laterales del bastidor del desapilador. El elevador incorpora unas uñas que se introducen por la parte inferior de los palots y los levantan en su movimiento vertical. El apilador tiene las mismas características aunque actúa de forma inversa.

Datos técnicos:

-Potencia 3kW.

-Electricidad 400 V, 50 Hz.

-Producción 40 descargas / hora.

A.4.5.2 Mesa de inspección visual

Consiste básicamente en una banda transportadora sobre la que avanza el género a transportar.

Datos técnicos:

-Motor 0,55 kW, velocidad regulable.

-Electricidad 230 V, 50 Hz.

-Dimensiones, 1,5 m de ancho, 3m de largo y 1m de alto.

A.4.5.3 Cinta de evacuación de destrío

Se trata de una cinta transportadora situada encima de la mesa de selección.

Datos técnicos:

-Motor 0,2 kW, velocidad regulable.

-Electricidad 230 V, 50 Hz.

-Dimensiones 0,5m de ancho, 4m de largo 0,3 de alto.

A.4.5.4 Cepilladora

Consta de rodillos inferiores y rodillos superiores. Incorporan un variador de velocidad para controlar el movimiento de rotación de los rodillos inferiores. Los cepillos superiores pueden moverse verticalmente para ajustar el paso de la fruta y adaptarse a los diferentes calibres. Además, dispone de un sistema estanco para la aspiración del cepillado.

Datos técnicos:

-Motor 1,1 kW.

-Electricidad 230 V, 50 Hz.

-Dimensiones 1,2m de ancho, 2m de largo, 1m de alto.

A.4.5.5 Cinta repartidora

La cinta repartidora es un elevador de diábolos, por donde entra la fruta en calles individuales. Además del movimiento de avance, los diábolos realizan un movimiento de rotación (spinner) que hace girar los frutos.

Datos técnicos:

-Motor 0,4 kW.

-Electricidad 400 V, 50 Hz.

-Dimensiones 1,2m de ancho, 2,5m de largo.

-Producción 800 piezas/minuto.

A.4.5.6 Calibradora

Se trata de un calibrador electrónico de copas, que permite el calibrado de la fruta en función del peso. Las copas construidas en material plástico, van montadas sobre varillas, que son arrastradas por cadenas en su movimiento de avance. En la parte delantera del calibrador propiamente dicho, se encuentran las células de carga, a razón de una por calle. A lo largo de la máquina se sitúan las rampas de descarga, debajo de cada una de las cuales se colocan caídas de lona, para evitar el golpeo de la fruta.

El calibrador permite variar la velocidad de funcionamiento en función de las necesidades y gracias a un convertidor de frecuencia permite un arranque suave de la máquina.

Datos técnicos:

-Motor 2,5 kW

-Electricidad 400 V.

-Dimensiones 1,2m de ancho, 2,5m de largo y 1,5m de alto.

-Producción 300 copas/minuto.

Cinta acumuladora de fruta

Son cinas transportadoras que disponen de accesos en los laterales para ayudar al apoyo de los operarios:

-Motor 0,55 kW, velocidad regulable.

-Electricidad 230 V, 50 Hz.

-Dimensiones 1,2m de ancho, 3m de largo y 1m de alto.

Transportador aéreo de cajas vacías

La estructura del transportador consiste en un monorraíl realizado a base de perfiles metálicos con forma de T invertida, por los que se deslizan carrillos

con rodamientos, arrastrados por una cadena articulada. Sobre los carrillos se instalan gancho donde se depositan las cajas a transportar. El aéreo va anclado al suelo con unos postes, y permite el cambio de dirección gracias a poleas de libre giro.

Datos técnicos:

-Motor 0,75 kW, velocidad regulable.

-Electricidad 400 W, 50 Hz.

-Velocidad aproximada 14-18 m/min.

-Producción 20-25 ganchos/minuto.

A.4.5.7 Paletizador

Usado para envolver con una malla o film plástico una pila de cajas, apiladas y ordenadas sobre un palet, para su transporte.

LA máquina incorpora un carro elevador que asciende o desciende, portando el rollo de film. También cuenta con una plataforma giratoria, que hace dar vueltas al palet con las cajas apiladas. Finalmente, incorpora un dispositivo de sujeción superior o pisón, que impide que la pila de cajas se abra mientras la máquina está en funcionamiento.

Datos técnicos:

-Potencia 0,8 kW.

-Electricidad 400 V, 50 Hz.

-Diámetro de la plataforma 1500 mm.

-Producción 1 palet/min.

A.4.6 Descripción general de las cámaras

A continuación se resume en la tabla 15 la configuración de las cámaras existentes en la industria hortofrutícola:

Datos	Cámaras tipo A	Cámaras tipo B
Nº de cámaras	2	2
Longitud total (m)	14,5	11
Anchura total (m)	10	10
Altura total (m)	7,5	7,5
Superficie total (m^2)	145	110
Volumen frigorífico (m^3)	1.087,5	805
Nº máximo de palets	1.224	920
Capacidad máxima (Kg)	196.907	148.029

Tabla 15. Configuración de las cámaras de refrigeración.

A.4.6.1 Compresores

En la instalación frigorífica, el compresor tiene la misión de aspirar los vapores que se producen al evaporarse el fluido frigorígeno en el evaporador que se encuentra a baja presión, y descargarlo a alta presión en el condensador, realizándose en el proceso de cambio de estado de calor a líquido.

En la industria hortofrutícola dispone en sus instalaciones frigoríficas de tres compresores rotativos de tornillo o helicoidales para la obtención de

potencias frigoríficas muy elevadas. Los tres compresores montados en paralelo suman una potencia instalada de 236 kW.

A.4.7 Necesidades totales de potencia eléctrica en la industria hortofrutícola

Desde el Cuadro General de Mando y Protección de la instalación eléctrica (CGMP) y por mediación de los correspondientes circuitos se alimentan los Cuadros Secundarios de Mando y Protección (CSMP), que sirven para la separación de la industria en tres zonas.

Del CSMP-1 dependen tanto la potencia de fuerza como la iluminación de la zona de oficinas (oficinas, laboratorio y vestuarios), además de la iluminación exterior.

Del CSMP-2 dependen tanto la iluminación como la fuerza de la zona de trabajo.

Del CSMP-3 dependen tanto la potencia de fuerza como la de iluminación de la zona de las cámaras frigoríficas, caseta de recepción y sala de máquinas.

En la tabla 16 se resumen las necesidades de potencia totales por cada uno de los cuadros secundarios:

Cuadro	Recintos	Equipos	Iluminación (W)	Fuerza (W)	Total (W)
CSMP-1	Oficina Laboratorio Vestuarios Emergencia Exterior	Luminarias exterior Fluorescentes interior Climatización Termo ACS Estufas Tomas de corriente	21530	20504	24040
CSMP-2	Zona de trabajo	Luminarias zona trabajo Volteador-Apilador Mesa inspección visual Cinta evacuación destrío Cepilladora Cinta transportadora Cinta repartidora Calibradora Cintas acumuladoras fruta Transportador aéreo cajas Envolvedor palets Tomas de corriente	23122	9500	32622
CSPM-3	Pasillo cámaras Cámaras Caseta recepción Sala máquinas	Luminarias y fluorescentes Básculas Puertas cámaras Muelles de carga Compresores Des-escarche evaporadores Ventiladores condensador Tomas de corriente	3770	616368	620138

Tabla 16.Necesidades de potencia para cada uno de los cuadros secundarios.

Esta potencia total nunca va a alcanzar por la industria hortofrutícola por ser imposible el funcionamiento simultáneo de algunos elementos de la instalación frigorífica (p.ej.evaporadores y descarche).

La potencia eléctrica contratada en la industria hortofrutícola es de 250 kW, la cual corresponde al 70% del total de la potencia instalada 360 kW, debido a que esta es la máxima potencia consumida en la central por la suma de todos los equipos que pueden trabajar de forma simultánea.

A5 Perfil de consumo de la industria

A.5.1 Introducción

El balance energético de una central hortofrutícola se basa como cualquier otra empresa, en la identificación y cuantificación de los consumos en cada etapa y/o fase de los distintos procesos productivos de la empresa. Donde los insumos son sometidos a una manipulación y/o transformación dando lugar a los productos finales. En la industria hortofrutícola objeto de este proyecto encontramos el siguiente balance:

Entradas

- los productos o frutos procedentes del campo (melocotón, nectarina, manzana y pera).
- los materiales auxiliares necesarios para realizar la confección (film, bolsas, mallas, cajas, cestas, etc.)
- el agua para el proceso productivo (lavado de los productos), la limpieza de las instalaciones y para uso de los trabajadores.
- la energía eléctrica para el funcionamiento de la mayoría de los equipos del almacén (motores, cámaras frigoríficas, compresores, cintas de transporte, calibradores, etc.)
- los combustibles utilizados en los vehículos.
- los gases refrigerantes para los equipos de frío.
- los trabajadores.

Salidas

- los productos terminados y envasados.
- los residuos generados (peligrosos y no peligrosos).
- los subproductos generados (restos vegetales, materiales plásticos, cartón, madera, etc.)

- las aguas residuales (vertidos de agua excedentaria, aguas de limpieza, lavado de los productos vegetales, aguas fecales, etc.)
- las emisiones de CO2 y otros gases contaminantes a la atmósfera derivados de la combustión de vehículos.

La fuente de energía predominante utilizada en el manipulado de fruta en la industria hortofrutícola a estudio es la energía eléctrica, con una distribución del consumo eléctrico por fases de producción: refrigeración 54%, manipulación 14%, instalaciones auxiliares 11%, iluminación 9%, lavado 7%, climatización 3%, transporte 1% y sistemas informáticos menos del 1%.

A.5.2 Suministro y tarifa eléctrica

El consumo eléctrico de la industria hortofrutícola proviene del suministro general de la red eléctrica. Existe un centro de transformación propiedad de la compañía eléctrica Endesa, que abastece la demanda de alumbrado y fuerza de la central.

La industria hortofrutícola tiene contratado el suministro eléctrico con la compañía Endesa Energía, tabla 17:

Compañía	Endesa Energía
Potencia contratada	250 kW
Tarifa de acceso de electricidad	3.0A
Facturación consumo periodo Punta	0.12653 €/kWh
Facturación consumo periodo Llano	0.10173 €/kWh
Facturación consumo periodo Valle	0.07253 €/kWh

Tabla 17. Datos contrato suministro eléctrico

Los horarios definidos para la tarifa de suministro 3.0.A son los siguientes, tabla 18:

Invierno			Verano		
Punta P1	Llano P2	Valle P3	Punta P1	Llano P2	Valle P3
18 a 22 h	8 a 18 h	0 a 8 h	11 a 15 h	8 a 11 h	0 a 8 h
	22 a 24 h			15 a 24 h	

Tabla 18. Horarios de la tarifa 3.0.A

La tarifa 3.0A factura en tres períodos: P1(Punta), P2(Llano) y P3(Valle). Cada período corresponde a una franja horaria diaria donde el precio de la energía y de la potencia es diferente, horarios según tabla 19:

- P1 (Periodo Punta): Es el período en que la potencia y la energía resultan más caras. Son 4 horas al día y en caso de días festivos se llama P4.
- P2 (Período Llano): Son 12 horas al día y los días festivos se llama P5.
- P3 (Período Valle): Es el período en que la potencia y la energía resultan más baratos. Son 8 horas al día y los días festivos se llama P6.

	0_1	1_2	2_3	3_4	4_5	5_6	6_7	7_8	8_9	9_10	10_11	11_12	12_13	13_14	14_15	15_16	16_17	17_18	18_19	19_20	20_21	21_22	22_23	23_24
Enero	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2
Febrero	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2
Marzo	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2
El cambio de horario de VERANO se produce el último domingo de Marzo según la directiva Europea 2000/84																								
Abril	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
Mayo	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
Junio	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
Julio	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
Agosto	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
Septiembre	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
Octubre	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2
El cambio de horario de INVIERNO se produce el último domingo de Octubre según la directiva Europea 2000/84																								
Noviembre	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2
Diciembre	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2

P1 Punta P2 Llano P3 Valle

Tabla 19. Horarios de la tarifa 3.0.A

A.5.3 Consumo eléctrico anual

Según datos obtenidos del estudio histórico de la facturación eléctrica del año 2013 las instalaciones de la industria tienen un consumo total anual aproximado de 566.956 kWh, distribuidos durante los meses del año y según periodos horarios según la siguiente tabla 20:

	Término de energía en kWh				
	P1	P2	P3	Media	TOTAL
Enero	5.174	11.089	6.234	47.246	22.498
Febrero	4.776	9.810	5.316	47.246	19.902
Marzo	5.406	11.102	6.016	47.246	22.525
Abril	5.673	12.157	6.835	47.246	24.665
Mayo	8.755	17.980	9.743	47.246	36.478
Junio	10.243	19.418	9.735	47.246	39.395
Julio	20.979	36.930	17.015	47.246	74.925
Agosto	34.428	56.566	23.767	47.246	114.761
Septiembre	25.608	46.748	22.487	47.246	94.843
Octubre	13.227	28.345	15.935	47.246	57.507
Noviembre	7.912	17.726	10.325	47.246	35.962
Diciembre	5.169	11.582	6.746	47.246	23.497
				Total:	566.956

Tabla 20. Consumo mensual y por períodos de la industria hortofrutícola.

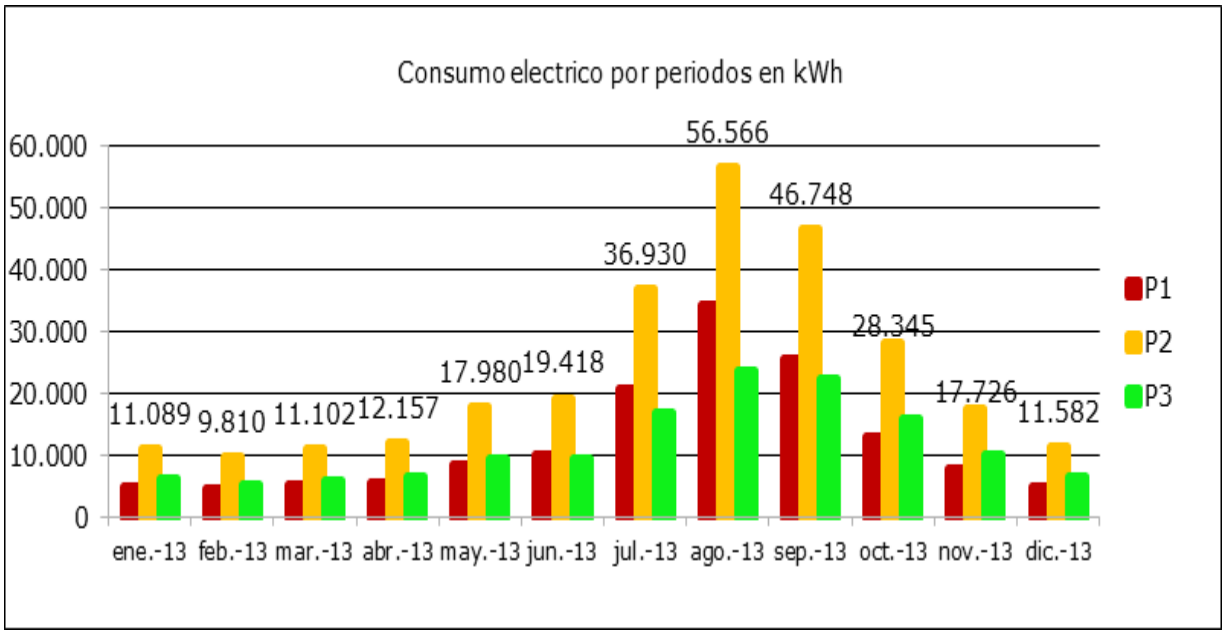


Figura 8. Representación del consumo anual de la industria por periodos horarios.

La influencia de la temporalidad es clara como se aprecia en la figura 8, se trata de un consumo estacional, siendo los meses de junio a octubre los de mayor demanda de energía eléctrica, ajustándose de esta manera a las curvas anuales de producción fotovoltaica. Tal y como queda representado por la curva de carga general:

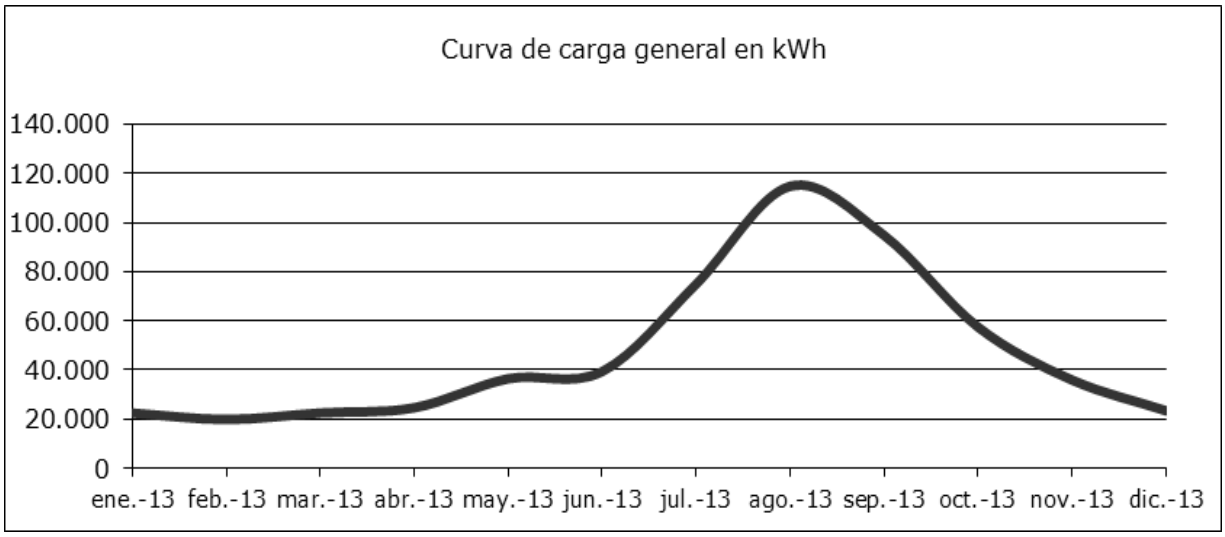


Figura 9. Curva de carga general de la industria hortofrutícola.

Se analiza consumo eléctrico en los periodos horarios de facturación P1, P2 y P3 definidos para la tarifa aplicada al suministro eléctrico de la industria hortofrutícola obteniendo los siguientes resultados, figuras 10 y 11:

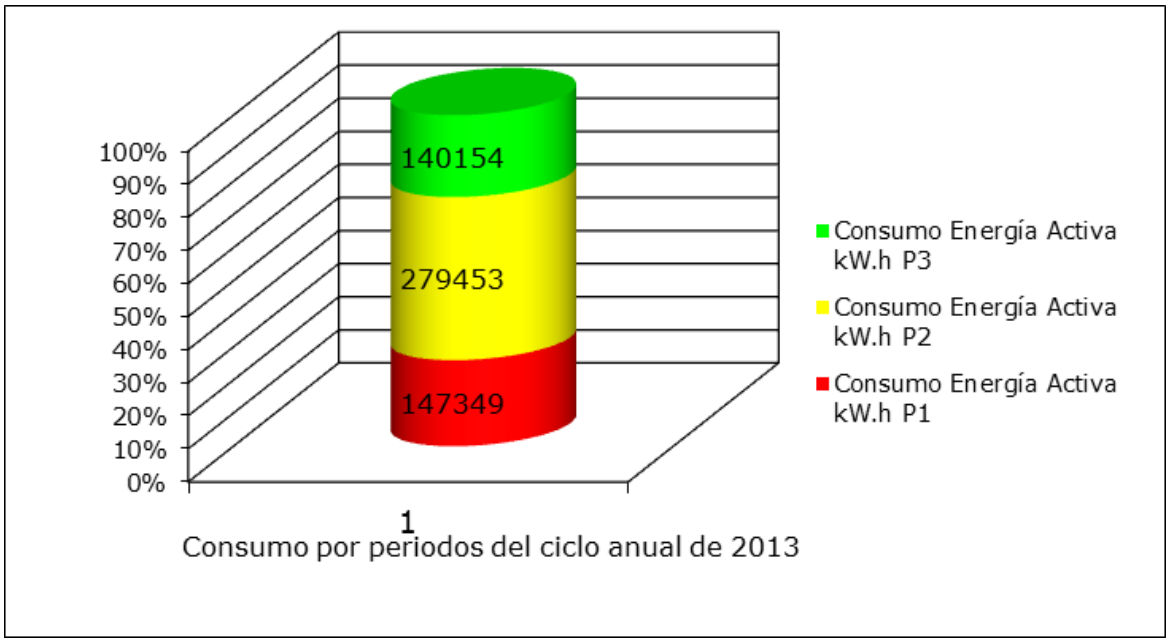


Figura 10. Consumo por periodos en kWh de la industria hortofrutícola.

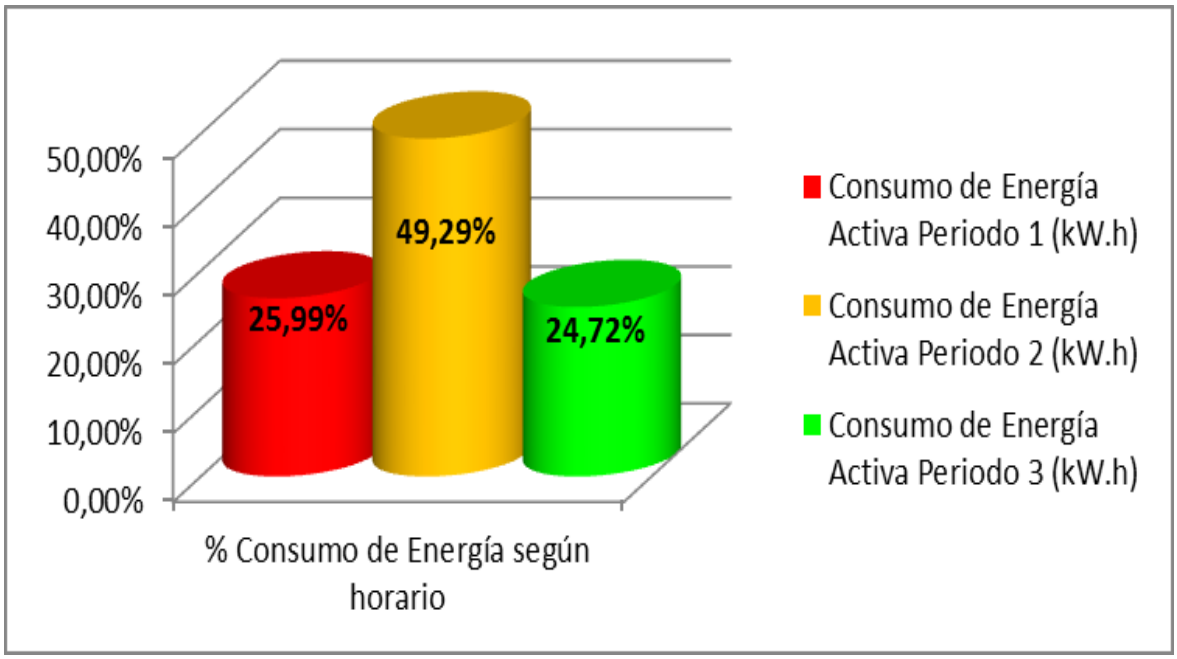


Figura 11. % Consumo de energía según horario en la industria hortofrutícola.

-Período1: el 25,99% de la energía 147.349 kWh se consume en P1.

-Período 2: el 49,29% de la energía 279.453 kWh se consume en P2.

-Período 3: el 24,72% de la energía 140.154 kWh se consume en P3.

A.5.4 Análisis de consumo eléctrico y producción fotovoltaica

Se analizan las curvas de carga según la figura 12, por cada período horario y mes con el objetivo de conocer la coincidencia entre el consumo eléctrico de la industria hortofrutícola y la producción fotovoltaica de la planta solar fotovoltaica de 100 kW proyectada sobre su cubierta:

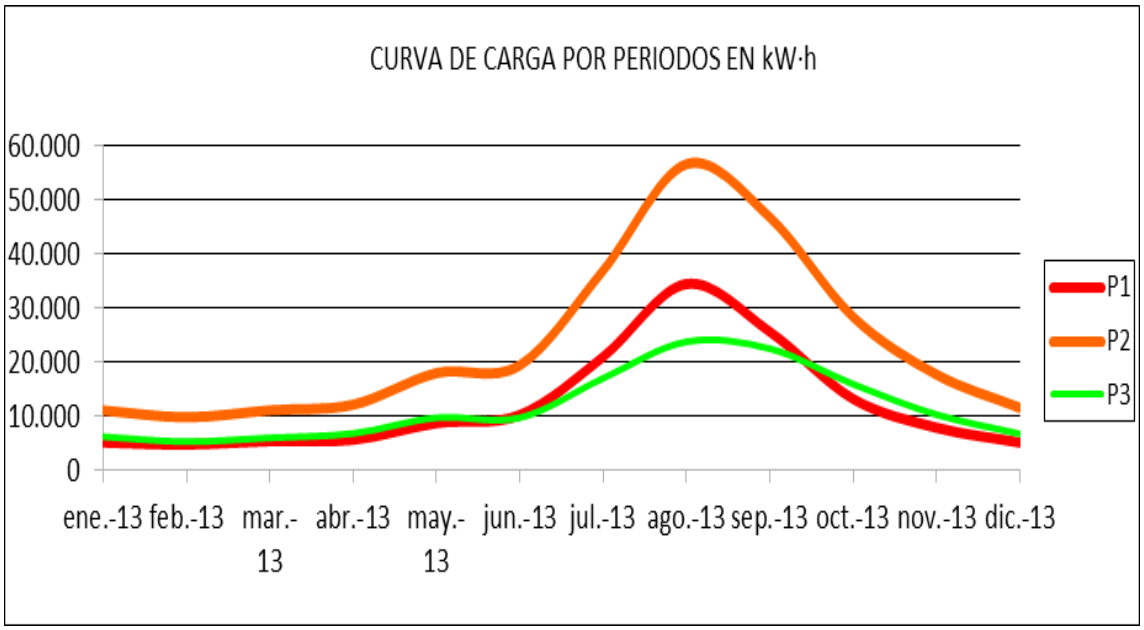


Figura 12. % Curva de carga según periodo horario en la industria hortofrutícola.

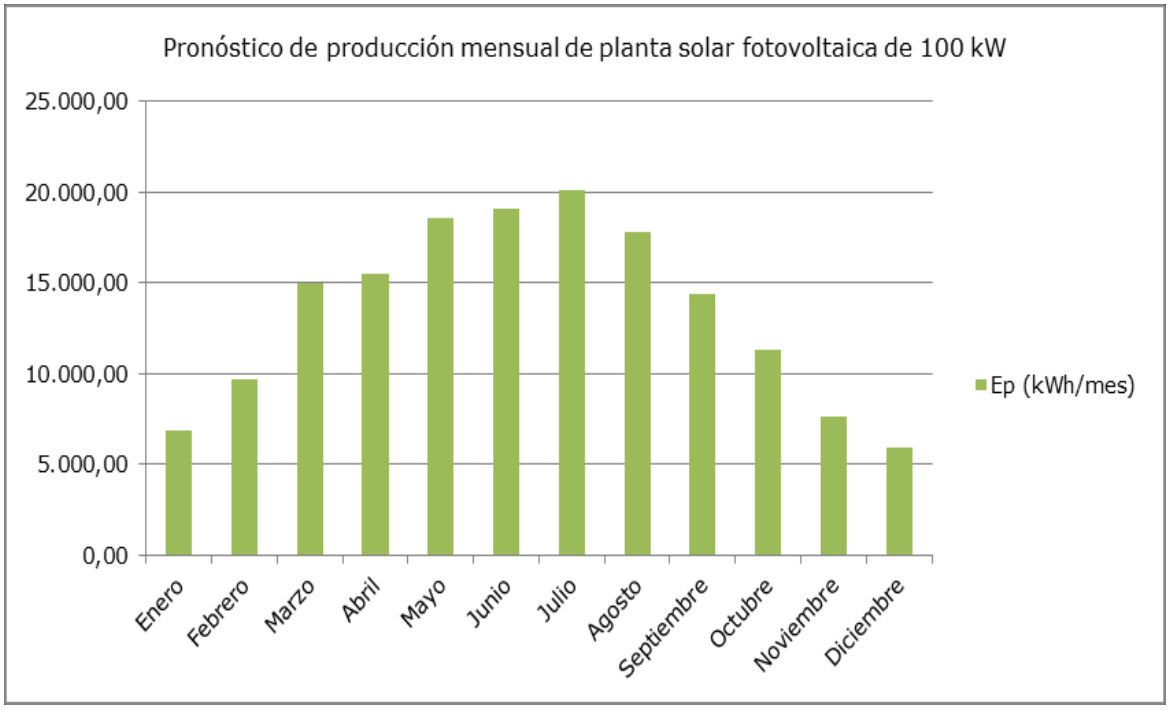


Figura 13. Pronóstico de producción mensual de una planta solar fotovoltaica de 100 kW proyectada en la industria hortofrutícola.

Debido a la distribución horaria asignada a cada uno de los períodos, durante P3 de las 0 a las 8 horas no existe coincidencia con la producción fotovoltaica, figura 13, Pronóstico de producción mensual de una planta solar fotovoltaica de 100 kW proyectada en la industria hortofrutícola.

Se estudia la energía consumida durante P1 y P2 por cada uno de los meses del año y día medio de cada mes, para de esta forma aproximar la cantidad de energía generada por la planta solar fotovoltaica de 100 kW que puede ser consumida de forma instantánea por la industria hortofrutícola, tabla 21:

	Consumo P1 día medio (kWh)	Consumo P1 mes (kWh)	Consumo P2 día medio (kWh)	Consumo P2 mes (kWh)	Consumo P1+P2 mes (kWh)	Producción FV día medio (kWh/día)	Producción FV mes (kWh/mes)
Enero	42	1294	322	9980	11274	222	6867
Febrero	51	1433	315	8829	10262	346	9697
Marzo	174	5406	269	8327	13733	483	14968
Abril	189	5673	304	9118	14791	518	15528
Mayo	282	8755	435	13485	22240	598	18548
Junio	341	10243	485	14564	24806	636	19068
Julio	677	20979	893	27698	48677	648	20090
Agosto	1111	34428	1369	42424	76852	575	17816
Septiembre	854	25608	1169	35061	60669	479	14358
Octubre	128	3968	823	25511	29479	365	11306
Noviembre	66	1978	532	15953	17931	254	7609
Diciembre	50	1551	336	10424	11974	192	5951
Total		118588		221372	339960		161807

Tabla 21. Consumo mensual y por períodos P1 yP2 de la industria hortofrutícola.

Se divide la energía mensual consumida en cada uno de los períodos por el nº de días y de horas asignadas a este, aplicándose un factor de corrección en función del mes del año y la radiación solar disponible:

$C_{2\ coincidente} = (C_{1mes}/nº\ días) \times F$

- $C_{2\ coincidente}$: Consumo eléctrico coincidente en horas con producción fotovoltaica.
- C_{1mes}: Consumo eléctrico del mes estudiado.

- f: Factor de corrección propuesto por horario de trabajo de la industria periodo de horario establecido por la tarifa cotratada y mes. Con valores para P1 : 0,25 (invierno), 1 (verano) y P2: 0,75 (invierno) y 0,9 (verano).

De los 147.349 kWh que se consumen al año en P1, se estima que 118.588 kWh son consumidos en horario de trabajo con irradiación solar.

En el caso del P2 de los 279.453 kWh en el período de un año, se considera que 221.372 kWh se consumen en horario de trabajo con irradiación solar.

De este modo se establece que 59,96% del total de la energía consumida durante un año, 339.960 kWh, coincide en horarios en los que podemos disponer de irradiación solar para suministrar parte de este consumo. Distribuido de forma mensual tal y como se representa en el siguiente gráfico de la figura 14:

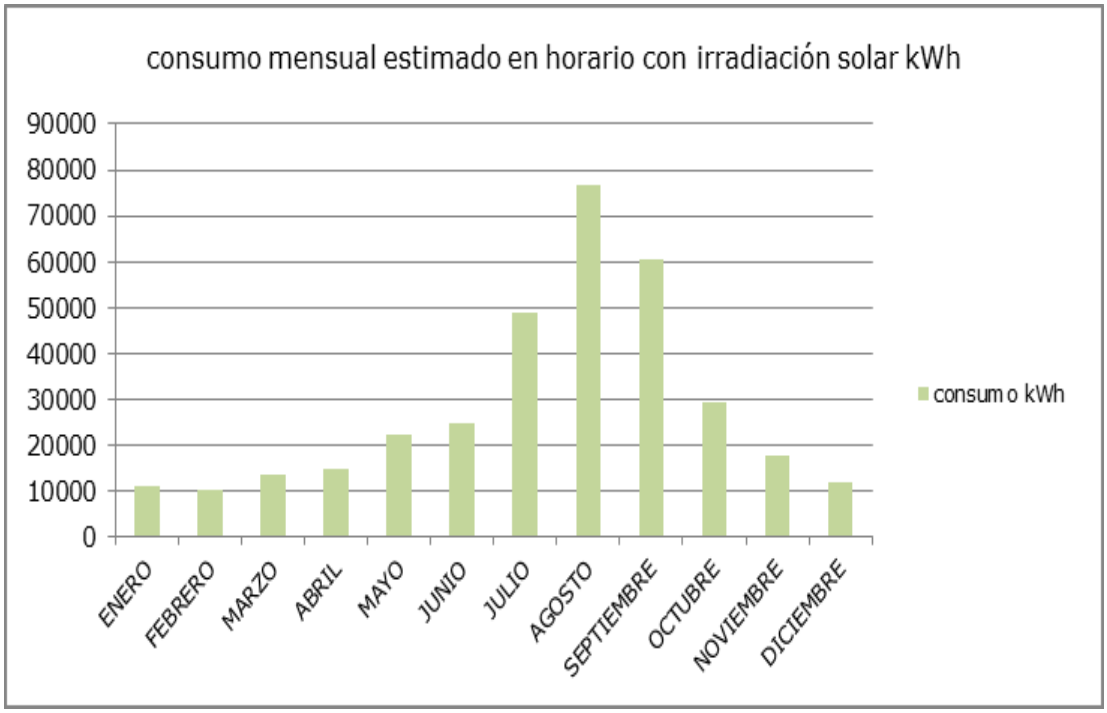


Figura 14. Consumo mensual estimado en horario con irradiación solar en la industria hortofrutícola.

De forma gráfica se observa en la figura 15 que el consumo de la industria en "horas con irradiación solar (HIS)" puede ser suministrado en parte por la planta solar fotovoltaica de 100 kW para autoconsumo proyectada, con un aprovechamiento cercano al 100% de la energía generada.

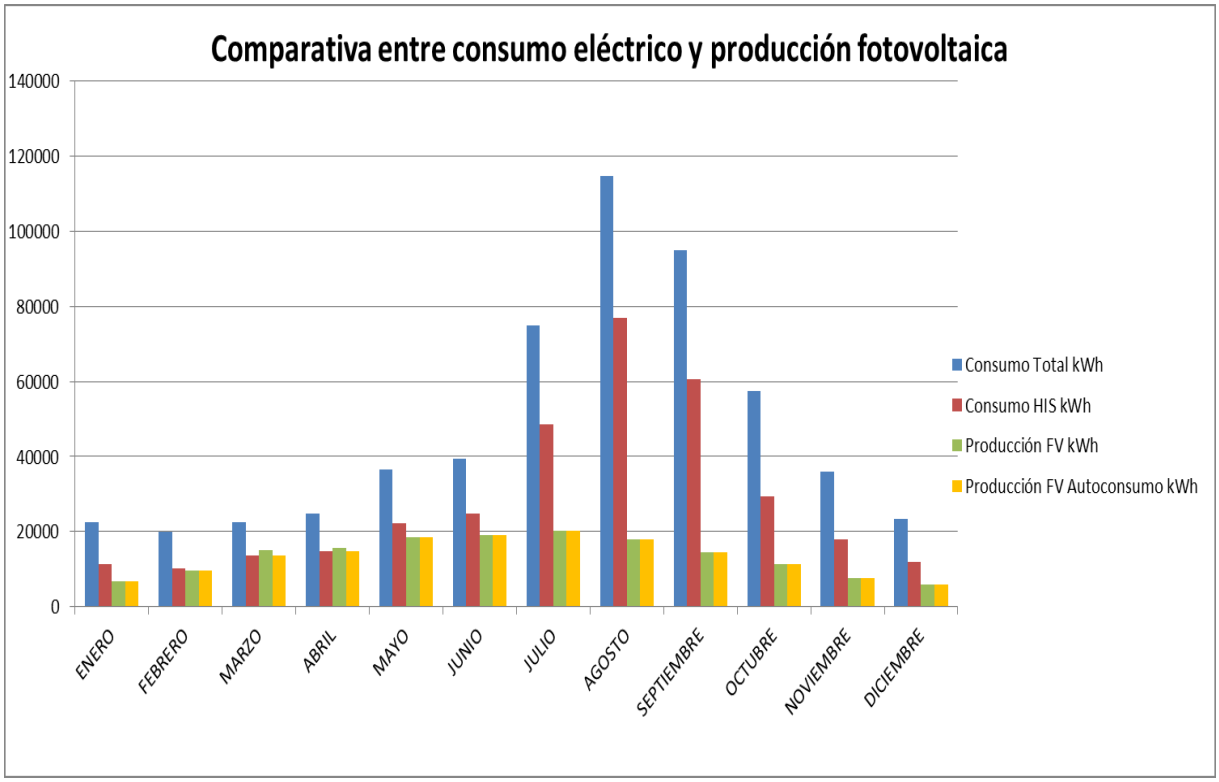


Figura 14. Comparativa entre consumo eléctrico en la industria hortofrutícola y producción fotovoltaica.

De este modo se pronostica que el 47,95% (161.807 kWh) del total de la energía consumida durante horas con irradiación solar puede ser suministrada por una instalación solar fotovoltaica de 100 kW de potencia nominal. Lo que supone el 28,54% de la energía total consumida en la central en un año.

A.5.5 Conclusiones

Se debe destacar que durante el periodo comprendido desde el mes de junio al de octubre la industria hortofrutícola tiene un consumo del 67% de la energía total demandada en un año. En estos meses se concentra la mayor parte de la actividad de la central, ligada a la campaña de fruta de hueso y de pepita, por lo que las cámaras frigoríficas se encuentran a plena capacidad. Así mismo, el incremento de la temperatura exterior en estos meses implica mayores necesidades de frío ya que, por una parte, los productos manipulados llegan del campo con una temperatura interior superior, y por otra parte los equipos frigoríficos tienen menor eficiencia energética dado que tienen que salvar un gradiente térmico mayor que en durante el verano pueden llegar a ser muy elevados.

El coste total del término de energía consumida (kWh) durante un año en la central hortofrutícola asciende a 56.900,53 €, sin tener en cuenta el coste de la potencia contratada o término fijo de la factura eléctrica ni impuestos.

De esta forma obtenemos el ratio de consumo eléctrico por tonelada de producto final, 94,49 kWh/t, lo que supone un gasto de 9,39 € por tonelada de producto final.

La instalación de una planta solar fotovoltaica sobre la cubierta de la industria hortofrutícola como aplicación de una tecnología horizontal de ahorro energético en el consumo eléctrico de la central puede representar un importante ahorro de uno de los principales suministros necesarios para la actividad.

Destacar que la producción fotovoltaica se ajusta perfectamente a las características de estacionalidad y del consumo eléctrico de la industria hortofrutícola.

A.6 Balance económico

Se realiza un análisis de rentabilidad de la instalación solar fotovoltaica de 100 kW para autoconsumo objeto del presente proyecto, debido a que en la actualidad existe una gran incertidumbre sobre la legislación respecto a la legislación sobre las condiciones económicas para este tipo de generación de energía se proponen 3 posibles hipótesis sobre las condiciones económicas para la realización del balance económico del proyecto:

Hipótesis de rentabilidad 1: Inversión realizada con capital propio de la empresa en las condiciones regulatorias vigentes en la actualidad, sin ningún tipo de subvención ni remuneración fija garantizada.

Hipótesis de rentabilidad 2: Inversión financiando el 50% del importe de la instalación en las condiciones regulatorias vigentes en la actualidad, sin ningún tipo de subvención ni remuneración fija garantizada.

Hipótesis de rentabilidad 3: Inversión realizada con capital propio de la empresa con las condiciones económicas propuestas en el Proyecto de Real Decreto publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo el pasado 5 de junio de 2015 por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las producción con autoconsumo.

Para el cálculo de cada una de las hipótesis se tendrán en cuenta los siguientes datos técnicos y económicos:

Datos técnicos

-Potencia pico de la instalación en KW:

Potencia del generador fotovoltaico.

Nº de paneles solares x potencia nominal del panel (kW).

-Energía anual producida en kWh:

Producción de energía eléctrica esperada según los cálculos realizados de producción energética en el presente proyecto.

-Reducción anual de producción en %:

Reducción de potencia de los paneles fotovoltaicos debida a la degradación de las moléculas de silicio utilizadas en las células fotovoltaicas por acción de la radiación ultravioleta.

Para ello se tiene en cuenta el dato reflejado en la ficha técnica de potencia nominal garantizada por el fabricante de los paneles fotovoltaicos a los 25 años de vida útil.

Panel fotovoltaico Conergy Power Plus 240 P; Potencia nominal garantizada por encima del 82% a los 25 años.

Reducción anual de producción= 18% / 25 años = 0,72% por año.

-Producción anual específica (PR) en %:

El coeficiente de rendimiento (en inglés performance ratio) es una magnitud, independiente del lugar de ubicación, de la calidad de una instalación fotovoltaica y, por ello, constituye a menudo también un factor de calidad. El coeficiente de rendimiento se indica en porcentaje y expresa la relación entre el rendimiento real y el rendimiento nominal de la instalación fotovoltaica. De esta forma indica qué proporción de la energía está realmente disponible para la alimentación tras haber descontado las pérdidas energéticas (p.ej. debido a pérdidas térmicas y a pérdidas por cableado) y el consumo propio para la operación.

-Reserva para reparaciones (%):

A pesar de la gran fiabilidad y poco mantenimiento que requieren las instalaciones solar fotovoltaicas se reserva un % de producción para

la ejecución de eventuales reparaciones. Con un % de subida anual estimada para este concepto.

A.6.1 Datos económicos

-Coste de la instalación:

Precio en euros del sistema fotovoltaico e impuestos (IVA) correspondientes.

-Tarifa kWh ahorrado:

Precio de la tarifa eléctrica de acceso 3.0.A al que está siendo facturada la energía a la industria hortofrutícola en la actualidad, estimando que el 35% de la energía generada por una instalación fotovoltaica de 100 kW para autoconsumo será consumida por la industria hortofrutícola en horario P1, a un precio de 0,12653 €/kWh, y que el 65% restante será consumida en horario P2, 0,12173 kWh, por lo que será utilizado un valor de 0,11040 €/kWh.

A esta cantidad se incrementará el impuesto eléctrico correspondiente 5,11%.

Tarifa estudio rentabilidad = 0,11604 €/kWh

Además se incrementará este precio con una subida anual estimada de un 5% muy por debajo de los importantes incrementos anuales acumulados durante los últimos años.

-Período de pago:

Que influirá en el cálculo de rentabilidad a efectos de amortización contable que para una instalación de este tipo se ha planificado a 10 años.

-Datos financieros:

Datos cuantitativos más importantes para el análisis de la inversión para cada una de las hipótesis propuestas.

Capital propio, en euros, parte de la inversión aportado con recursos propios de la empresa.

Deuda Financiera, en euros, parte de la inversión aportada con financiación externa a través de un crédito bancario.

Caracteres de la deuda financiera, plazo en nº de años, tipo de interés y anualidad para el pago de la deuda financiera.

-Fiscalidad: obligaciones fiscales de la empresa en función de su tamaño que en el caso del presente balance económico estimaremos en un 25% como empresa de reducida dimensión.

La rentabilidad de la inversión será valorada durante un período de 25 años, que es lo habitual para este tipo de proyectos, a través de los siguientes cálculos realizados con los datos anteriormente detallados:

-Cuenta de resultados de la inversión:

Que nos permitirá contabilizar los ingresos y costes para cada una de las hipótesis propuestas, obteniendo de esta manera, el resultado operativo antes de impuestos y después de estos.

-Flujos de caja:

Que nos permitirá contabilizar las entradas y salidas de efectivo que suponen esta inversión para la empresa de forma anual y acumulativa. El flujo de caja acumulado nos facilitará determinar el período de tiempo necesario para el retorno de la inversión realizada.

-Tasa de retorno de la inversión (TIR):

como indicador de rentabilidad del proyecto, la TIR de la inversión es la tasa de interés a la que el valor actual neto de los costos, los flujos de caja negativos, de la inversión es igual al valor

presente neto de los beneficios, flujos positivos de efectivo, de la inversión.

Las tasas internas de retorno se utilizan habitualmente para evaluar la conveniencia de las inversiones o proyectos. Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevar a cabo el proyecto. Suponiendo que todos los demás factores iguales entre los diferentes proyectos, el proyecto de mayor TIR probablemente sería considerado el primer y mejor realizado.

A.6.2 Tablas resumen y representación gráfica de las hipótesis de rentabilidad

Hipótesis de rentabilidad 1	
Datos técnicos	
Potencia de la instalación (kW)	100 kW
Energía anual producida (kWh)	161.868 kWh
Reducción anual de producción (%)	0,72%
Producción anual específica kWh/kWp/año (PR:85%)	1.479kWh/kWp
Reserva para reparaciones (%)	0,3%
Subida anual reserva reparaciones (%)	3%
Datos económicos	
Precio del sistema fotovoltaico sin IVA (€)	124.642 €
IVA (%)	21%
Tarifa (€/kWh)	0,11604 €/kWh
Subida anual de la tarifa (%)	5%
Capital propio aportado (€)	124.642 €
Deuda financiera (€)	0 €
Plazo de la deuda financiera (años)	0 años
Tipo de interés (%)	0%
Anualidad (€)	0 €
Fiscalidad de la empresa (%)	25%

Tabla 22. Datos de la hipótesis de rentabilidad 1

CÁLCULO DE RENTABILIDAD DE PLANTA SOLAR FOLTOVOLTAICA DE 100 KW PARA UNA INDUSTRIA HORTOFRUTICOLA SITA EN VELILLA DE CINCA - HIPÓTESIS 1

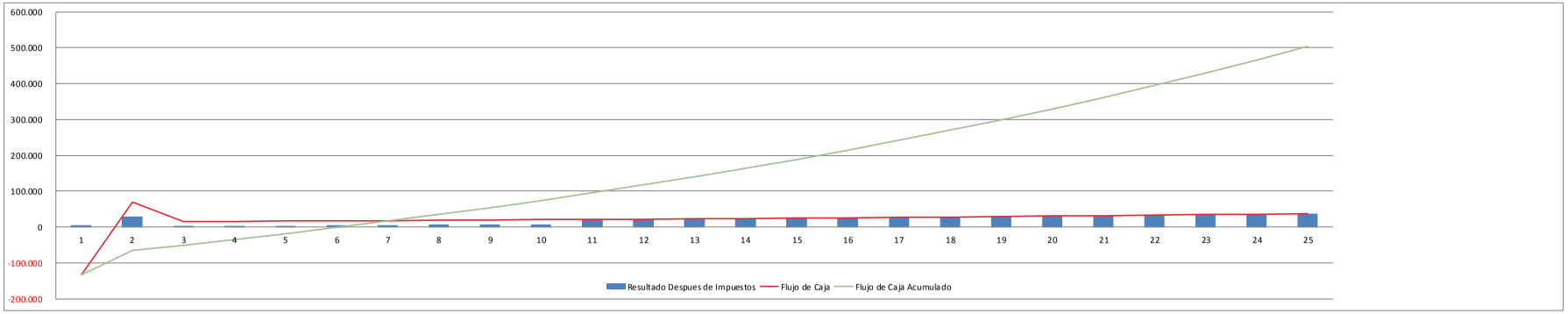
PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SISTEMA		DATOS ECONÓMICOS		INVERSIÓN		FINANCIACIÓN - ESTRUCTURA		FINANCIACIÓN - CARACTERES FIN. BANCARIA	
Lugar	Velilla de Cinca	Subida anual	0,05 p.a.	Coste Sin IVA (EUR)	124.642	Capital Propio	124.642	Tipo de interés	0,00%
Potencia (KW)	100 kW	Tarifa eléctrica	0,11604 EUR /kWh	IVA (EUR)	26.175	Financiación Bancaria	0	Plazo en años	0
Energía	161868 kWh/a (-0,3% p.a.)	Período de Pago	10 años	Coste IVA Incluido (EUR)	150.817				
Producción Anual Específica	1479 kWh/kWp/a (PR: 85%)					**Total**	**124.642**		

TASA DE RETORNO DE LA INVERSIÓN (TIR): 19,9%

PERÍODOS

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**
Cuenta de Resultados:														
Producción Asumida (en kWh)	161.868	160.703	159.545	158.397	157.256	156.124	155.000	153.884	152.776	151.676	150.584	149.500	148.423	147.355
Precio Remuneración	0,116	0,122	0,128	0,134	0,141	0,148	0,156	0,163	0,171	0,180	0,189	0,198	0,208	0,219
Remuneración Anual	18.783	19.580	20.411	21.278	22.181	23.122	24.103	25.126	26.193	27.304	28.463	29.671	30.930	32.243
Reservas para reparaciones	-374	-385	-397	-409	-421	-433	-446	-460	-474	-488	-503	-518	-533	-549
Amortización Contable	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-0	0	0	0
Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado Operativo Antes Impuestos	**5.945**	**6.731**	**7.550**	**8.405**	**9.296**	**10.224**	**11.193**	**12.202**	**13.255**	**14.352**	**27.960**	**29.153**	**30.397**	**31.694**
Impuestos	-1.486	23.246	-5.004	-5.217	-5.440	-5.672	-5.914	-6.167	-6.430	-6.704	-6.990	-7.288	-7.599	-7.923
Resultado Despues de Impuestos	**4.459**	**29.977**	**2.547**	**3.188**	**3.856**	**4.552**	**5.278**	**6.036**	**6.825**	**7.648**	**20.970**	**21.865**	**22.798**	**23.770**
Flujos de Caja:														
Resultado Después de Impuestos	4.459	29.977	2.547	3.188	3.856	4.552	5.278	6.036	6.825	7.648	20.970	21.865	22.798	23.770
Amortización Contable	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	0	0	0	0
Amortización Préstamos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fondos Propios Aportados	-124.642	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA	-26.175	26.175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Después de Impuestos	**-133.894**	**68.616**	**15.011**	**15.652**	**16.320**	**17.016**	**17.743**	**18.500**	**19.289**	**20.112**	**20.970**	**21.865**	**22.798**	**23.770**
Flujo de Caja Después de Impuestos Acumulado	**-133.894**	**-65.278**	**-50.267**	**-34.616**	**-18.296**	**-1.279**	**16.463**	**34.963**	**54.252**	**74.364**	**95.334**	**117.199**	**139.997**	**163.767**

	14	15	16	17	18	19	21	22	23	24	25
	2029	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**
Cuenta de Resultados:											
Producción Asumida (en kWh)	146.294	145.240	144.195	143.156	142.126	141.102	140.087	139.078	138.077	137.082	136.095
Precio Remuneración	0,230	0,241	0,253	0,266	0,279	0,293	0,308	0,323	0,339	0,356	0,374
Remuneración Anual	33.611	35.038	36.525	38.075	39.691	41.375	43.131	44.962	46.870	48.859	50.932
Reservas para reparaciones	-566	-583	-600	-618	-637	-656	-675	-696	-716	-738	-760
Amortización Contable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado Operativo Antes Impuestos	**33.046**	**34.455**	**35.925**	**37.457**	**39.054**	**40.719**	**42.456**	**44.266**	**46.153**	**48.121**	**50.172**
Impuestos	-8.261	-8.614	-8.981	-9.364	-9.764	-10.180	-10.614	-11.066	-11.538	-12.030	-12.543
Resultado Despues de Impuestos	**24.784**	**25.841**	**26.943**	**28.093**	**29.291**	**30.540**	**31.842**	**33.199**	**34.615**	**36.091**	**37.629**
Flujos de Caja:											
Resultado Después de Impuestos	24.784	25.841	26.943	28.093	29.291	30.540	31.842	33.199	34.615	36.091	37.629
Amortización Contable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización Préstamos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fondos Propios Aportados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Después de Impuestos	**24.784**	**25.841**	**26.943**	**28.093**	**29.291**	**30.540**	**31.842**	**33.199**	**34.615**	**36.091**	**37.629**
Flujo de Caja Después de Impuestos Acumulado	**188.552**	**214.393**	**241.336**	**269.429**	**298.719**	**329.259**	**361.101**	**394.300**	**428.915**	**465.006**	**502.635**



Hipótesis de rentabilidad 2	
Datos técnicos	
Potencia pico de la instalación (kW)	100 kW
Energía anual producida (kWh)	161.868 kWh
Reducción anual de producción (%)	0,72%
Producción anual específica kWh/kWp/año (PR:85%)	1.479kWh/kWp
Reserva para reparaciones (%)	0,3%
Subida anual reserva reparaciones (%)	3%
Datos económicos	
Precio del sistema fotovoltaico sin IVA (€)	124.642 €
IVA (%)	21%
Tarifa (€/kWh)	0,11604 €/kWh
Subida anual de la tarifa (%)	5%
Capital propio aportado (€)	62.321 €
Deuda financiera (€)	62.321 €
Plazo de la deuda financiera (años)	10 años
Tipo de interés (%)*	5,24%
Anualidad (€)	8.165 €
Fiscalidad de la empresa (%)	25%

Tabla 23. Datos de la hipótesis de rentabilidad 2

*Tipo de interés máximo de la línea ICO Empresas y Emprendedores 2015 vigente del 10/08/2015 al 23/08/2015: 10 años sin carencia 5,24%.

CÁLCULO DE RENTABILIDAD DE PLANTA SOLAR FOLTOVOLTAICA DE 100 KW PARA UNA INDUSTRIA HORTOFRUTICOLA SITA EN VELILLA DE CINCA - HIPÓTESIS 2

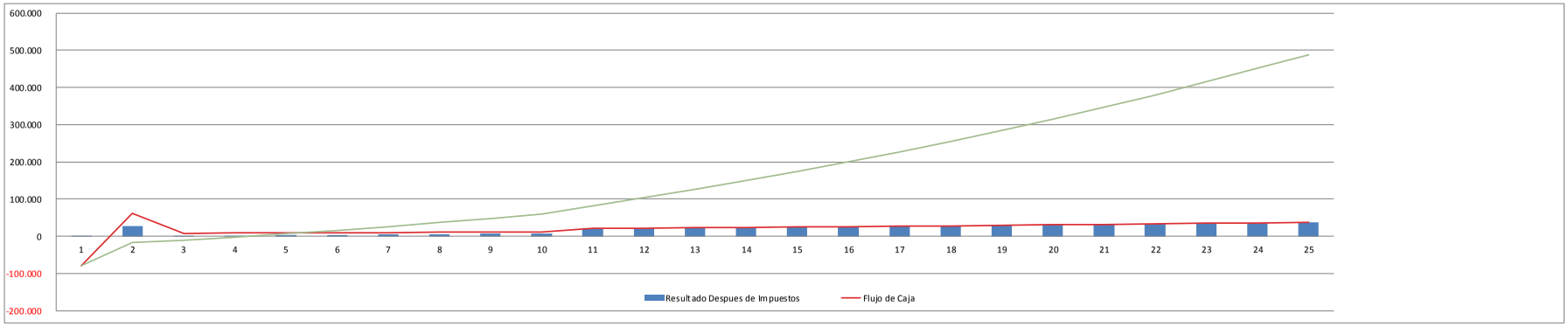
PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SISTEMA		DATOS ECONÓMICOS		INVERSIÓN		FINANCIACIÓN - ESTRUCTURA		FINANCIACIÓN - CARACTERES FIN. BANCARIA	
Lugar	Velilla de Cinca	Subida anual	0,05 p.a.	Coste Sin IVA (EUR)	124.642	Capital Propio	62.321	Tipo de interés	5,24%
Potencia (KW)	100 kW	Tarifa eléctrica	0,11604 EUR /kWh	IVA (EUR)	26.175	Financiación Bancaria	62.321	Plazo en años	10
Energía	161868 kWh/a (-0,3% p.a.)	Período de Pago	10 años	Coste IVA Incluido (EUR)	150.817				
Producción Anual Específica	1479 kWh/kWp/a (PR: 85%)					**Total**	**124.642**		

TASA DE RETORNO DE LA INVERSIÓN (TIR): 27,8%

PERÍODOS

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Cuenta de Resultados:														
Producción Asumida (en kWh)	161.868	160.703	159.545	158.397	157.256	156.124	155.000	153.884	152.776	151.676	150.584	149.500	148.423	147.355
Precio Remuneración	0,116	0,122	0,128	0,134	0,141	0,148	0,156	0,163	0,171	0,180	0,189	0,198	0,208	0,219
Remuneración Anual	18.783	19.580	20.411	21.278	22.181	23.122	24.103	25.126	26.193	27.304	28.463	29.671	30.930	32.243
Reservas para reparaciones	-374	-385	-397	-409	-421	-433	-446	-460	-474	-488	-503	-518	-533	-549
Amortización Contable	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-0	0	0	0
Intereses	-3.266	-3.009	-2.739	-2.454	-2.155	-1.840	-1.509	-1.160	-793	-407	-0	-0	-0	-0
Resultado Operativo Antes Impuestos	**2.679**	**3.722**	**4.812**	**5.950**	**7.140**	**8.384**	**9.684**	**11.042**	**12.462**	**13.945**	**27.960**	**29.153**	**30.397**	**31.694**
Impuestos	-670	23.998	-4.319	-4.604	-4.901	-5.212	-5.537	-5.877	-6.231	-6.602	-6.990	-7.288	-7.599	-7.923
Resultado Despues de Impuestos	**2.010**	**27.720**	**493**	**1.347**	**2.239**	**3.172**	**4.147**	**5.166**	**6.230**	**7.343**	**20.970**	**21.865**	**22.798**	**23.770**
Flujos de Caja:														
Resultado Después de Impuestos	2.010	27.720	493	1.347	2.239	3.172	4.147	5.166	6.230	7.343	20.970	21.865	22.798	23.770
Amortización Contable	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	0	0	0	0
Amortización Préstamos	-4.900	-5.156	-5.426	-5.711	-6.010	-6.325	-6.656	-7.005	-7.372	-7.759	0	0	0	0
Fondos Propios Aportados	-62.321	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA	-26.175	26.175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Después de Impuestos	**-78.922**	**61.203**	**7.530**	**8.100**	**8.693**	**9.311**	**9.955**	**10.625**	**11.322**	**12.049**	**20.970**	**21.865**	**22.798**	**23.770**
Flujo de Caja Después de Impuestos Acun	**-78.922**	**-17.719**	**-10.189**	**-2.088**	**6.605**	**15.916**	**25.871**	**36.495**	**47.817**	**59.866**	**80.836**	**102.701**	**125.499**	**149.269**

	14	15	16	17	18	19	21	22	23	24	25
	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Cuenta de Resultados:											
Producción Asumida (en kWh)	146.294	145.240	144.195	143.156	142.126	141.102	140.087	139.078	138.077	137.082	136.095
Precio Remuneración	0,230	0,241	0,253	0,266	0,279	0,293	0,308	0,323	0,339	0,356	0,374
Remuneración Anual	33.611	35.038	36.525	38.075	39.691	41.375	43.131	44.962	46.870	48.859	50.932
Reservas para reparaciones	-566	-583	-600	-618	-637	-656	-675	-696	-716	-738	-760
Amortización Contable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0	-0
Resultado Operativo Antes Impuestos	**33.046**	**34.455**	**35.925**	**37.457**	**39.054**	**40.719**	**42.456**	**44.266**	**46.153**	**48.121**	**50.172**
Impuestos	-8.261	-8.614	-8.981	-9.364	-9.764	-10.180	-10.614	-11.066	-11.538	-12.030	-12.543
Resultado Despues de Impuestos	**24.784**	**25.841**	**26.943**	**28.093**	**29.291**	**30.540**	**31.842**	**33.199**	**34.615**	**36.091**	**37.629**
Flujos de Caja:											
Resultado Después de Impuestos	24.784	25.841	26.943	28.093	29.291	30.540	31.842	33.199	34.615	36.091	37.629
Amortización Contable	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización Préstamos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fondos Propios Aportados	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Después de Impuestos	**24.784**	**25.841**	**26.943**	**28.093**	**29.291**	**30.540**	**31.842**	**33.199**	**34.615**	**36.091**	**37.629**
Flujo de Caja Después de Impuestos Acun	**174.053**	**199.895**	**226.838**	**254.931**	**284.221**	**314.761**	**346.603**	**379.802**	**414.417**	**450.508**	**488.137**



Hipótesis de rentabilidad 3	
Datos técnicos	
Potencia pico de la instalación (kW)	100 kW
Energía anual producida (kWh)	161.868 kWh
Reducción anual de producción (%)	0,72%
Producción anual específica kWh/kWp/año (PR:85%)	1.479kWh/kWp
Reserva para reparaciones (%)	0,3%
Subida anual reserva reparaciones (%)	3%
Datos económicos	
Precio del sistema fotovoltaico sin IVA (€)	124.642 €
IVA (%)	21%
Tarifa (€/kWh)	0,08689 €/kWh
Subida anual de la tarifa (%)	5%
Capital propio aportado (€)	124.642 €
Deuda financiera (€)	0 €
Plazo de la deuda financiera (años)	0 años
Tipo de interés (%)	0%
Anualidad (€)	0 €
Fiscalidad de la empresa (%)	25%

Tabla 24. Datos de la hipótesis de rentabilidad 3

Para el cálculo de la "Hipótesis de rentabilidad 3" se ha tenido en cuenta el Proyecto de Real Decreto publicado por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo el pasado 5 de junio de 2015 por el que se establece la

regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la producción de energía con autoconsumo. Dentro de este documento, por las características de la instalación fotovoltaica proyectada esta queda clasificada dentro de la modalidad de autoconsumo tipo "a", instalaciones para autoconsumo a las que en este documento se establece un "término de cargo variable", en €/kWh, que se aplicará sobre el autoconsumo horario durante el periodo transitorio previsto en el apartado 1 de esta disposición. El precio total del cargo transitorio por energía autoconsumida será el siguiente para cada categoría de peajes de acceso, figura 15:

		Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
NT	PEAJE DE ACCESO	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,048869					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,063027	0,007396				
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,063799	0,007993	0,007199			
	2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,060564	0,005690				
	2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,073965	0,016771				
	2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,074736	0,019889	0,012457			
	3.0 A (Pc > 15 kW)	0,030553	0,019056	0,009381			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,023127	0,014525	0,012403			
	6.1A (1 kV a 30 kV)	0,019320	0,015447	0,010437	0,011246	0,011995	0,007085
	6.1B (30 kV a 36 kV)	0,019320	0,013140	0,009883	0,010633	0,011599	0,006832
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020608	0,015445	0,010594	0,010424	0,010724	0,006600
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022968	0,016665	0,011221	0,010552	0,010681	0,006631
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,019320	0,012389	0,009883	0,009832	0,010265	0,006458

Figura 15. Cargo por energía consumida según peaje de acceso. Fuente: Proyecto de RD de producción con autoconsumo.

Este término de cargo variable está constituido por los componentes correspondientes a:

1º. Los cargos variables asociados a los costes del sistema descontando las pérdidas correspondientes.

2º. Los pagos por capacidad.

3º. Los servicios de ajuste.

Este peaje implica una reducción de 0,019056 €/kWh en la tarifa aplicada al kWh generado por la planta solar fotovoltaica para autoconsumo siendo la

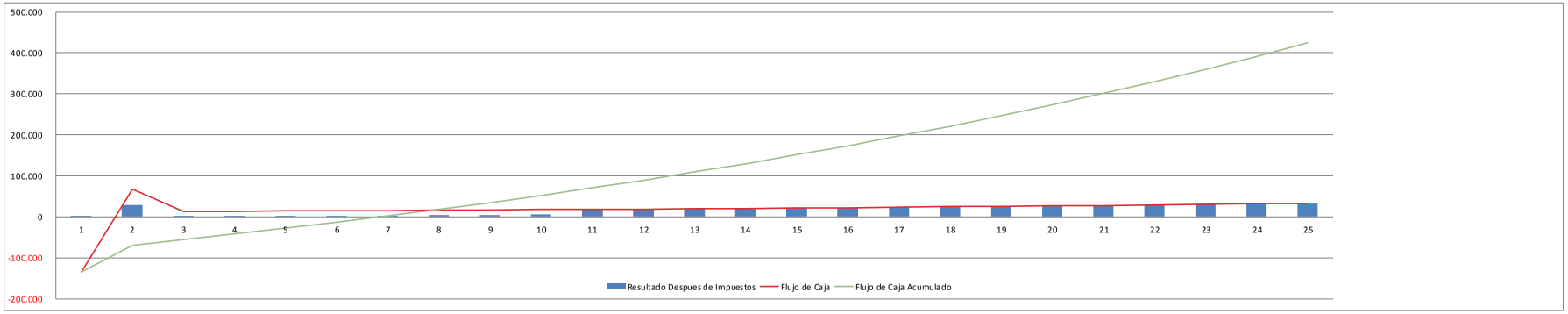
tarifa con que se valora la hipótesis de rentabilidad 3 igual a 0,01009 €/kWh.

CÁLCULO DE RENTABILIDAD DE PLANTA SOLAR FOLTOVOLTAICA DE 100 KW PARA UNA INDUSTRIA HORTOFRUTICOLA SITA EN VELILLA DE CINCA - HIPÓTESIS 3

PARÁMETROS TÉCNICOS DEL SISTEMA		DATOS ECONÓMICOS		INVERSIÓN		FINANCIACIÓN - ESTRUCTURA		FINANCIACIÓN - CARACTERES FIN. BANCARIA	
Lugar	Velilla de Cinca	Subida anual	0,05 p.a.	Coste Sin IVA (EUR)	124.642	Capital Propio	124.642	Tipo de interés	0,00%
Potencia (KW)	100 kW	Tarifa eléctrica	0,1009 EUR /kWh	IVA (EUR)	26.175	Financiación Bancaria	0	Plazo en años	0
Energía	161868 kWh/a (-0,3% p.a.)	Período de Pago	10 años	Coste IVA Incluido (EUR)	150.817				
Producción Anual Específica	1479 kWh/kWp/a (PR: 85%)					**Total**	**124.642**		

TASA DE RETORNO DE LA INVERSIÓN (TIR): 17,4%

PERÍODOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	21	22	23	24	25
	2015	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**	**2031**	**2032**	**2033**	**2034**	**2035**	**2036**	**2037**	**2038**	**2039**
Cuenta de Resultados:																									
Producción Asumida (en kWh)	161.868	160.703	159.545	158.397	157.256	156.124	155.000	153.884	152.776	151.676	150.584	149.500	148.423	147.355	146.294	145.240	144.195	143.156	142.126	141.102	140.087	139.078	138.077	137.082	136.095
Precio Remuneración	0,101	0,106	0,111	0,117	0,123	0,129	0,135	0,142	0,149	0,157	0,164	0,173	0,181	0,190	0,200	0,210	0,220	0,231	0,243	0,255	0,268	0,281	0,295	0,310	0,325
Remuneración Anual	16.332	17.026	17.748	18.501	19.287	20.105	20.958	21.848	22.775	23.742	24.749	25.800	26.895	28.036	29.226	30.466	31.759	33.107	34.512	35.977	37.504	39.095	40.755	42.484	44.287
Reservas para reparaciones	-374	-385	-397	-409	-421	-433	-446	-460	-474	-488	-503	-518	-533	-549	-566	-583	-600	-618	-637	-656	-675	-696	-716	-738	-760
Amortización Contable	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-12.464	-0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Intereses	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Resultado Operativo Antes Impuestos	**3.494**	**4.176**	**4.887**	**5.629**	**6.402**	**7.207**	**8.048**	**8.924**	**9.837**	**10.790**	**24.247**	**25.282**	**26.361**	**27.487**	**28.660**	**29.884**	**31.159**	**32.489**	**33.876**	**35.321**	**36.828**	**38.400**	**40.038**	**41.746**	**43.527**
Impuestos	-874	23.884	-4.338	-4.523	-4.716	-4.918	-5.128	-5.347	-5.575	-5.813	-6.062	-6.321	-6.590	-6.872	-7.165	-7.471	-7.790	-8.122	-8.469	-8.830	-9.207	-9.600	-10.010	-10.437	-10.882
Resultado Despues de Impuestos	**2.621**	**28.061**	**549**	**1.105**	**1.685**	**2.290**	**2.920**	**3.577**	**4.262**	**4.976**	**18.185**	**18.962**	**19.771**	**20.615**	**21.495**	**22.413**	**23.369**	**24.367**	**25.407**	**26.491**	**27.621**	**28.800**	**30.029**	**31.310**	**32.645**
Flujos de Caja:																									
Resultado Después de Impuestos	2.621	28.061	549	1.105	1.685	2.290	2.920	3.577	4.262	4.976	18.185	18.962	19.771	20.615	21.495	22.413	23.369	24.367	25.407	26.491	27.621	28.800	30.029	31.310	32.645
Amortización Contable	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	12.464	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Amortización Préstamos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Fondos Propios Aportados	-124.642	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
IVA	-26.175	26.175	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de Caja Después de Impuestos	**-135.732**	**66.700**	**13.014**	**13.570**	**14.149**	**14.754**	**15.384**	**16.041**	**16.726**	**17.440**	**18.185**	**18.962**	**19.771**	**20.615**	**21.495**	**22.413**	**23.369**	**24.367**	**25.407**	**26.491**	**27.621**	**28.800**	**30.029**	**31.310**	**32.645**
Flujo de Caja Después de Impuestos Acumulado	**-135.732**	**-69.032**	**-56.019**	**-42.449**	**-28.300**	**-13.546**	**1.838**	**17.879**	**34.605**	**52.045**	**70.231**	**89.192**	**108.963**	**129.578**	**151.074**	**173.486**	**196.856**	**221.222**	**246.629**	**273.120**	**300.741**	**329.541**	**359.569**	**390.879**	**423.524**



A.6.3 Conclusiones sobre las hipótesis de rentabilidad calculadas

La finalidad de una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo se fundamenta en la reducción del consumo de energía de la red, que en su gran mayoría procede de fuentes no renovables y contaminantes, viéndolo desde un punto de vista ecológico. Pero lo que más efectivo hace al autoconsumo es que toda la energía que se autogenera con la instalación fotovoltaica no se tiene que comprar a la compañía eléctrica. Teniendo en cuenta la evolución de los precios de la electricidad todas las medidas que se encaminen a reducir el consumo, serán interesantes siempre que ayuden a que la factura eléctrica se reduzca.

El término autoconsumo eléctrico se refiere a la generación de electricidad para consumo local. El desarrollo de ciertas tecnologías, principalmente la solar fotovoltaica, hace posible la aparición de centrales eléctricas a escala de pequeña y mediana empresa. En un futuro próximo, este fenómeno puede conducir a un modelo de producción de electricidad conocido como "generación distribuida", que se contrapone al modelo clásico de generación en grandes centrales alejadas de los puntos de consumo. La generación distribuida renovable presenta importantes ventajas económicas y sociales. Por ser renovable, contribuye a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a los combustibles fósiles y a reducir la dependencia energética de nuestro país. Por ser distribuida, es un avance en la democratización de la producción de electricidad, la cual actualmente es controlada por un pequeño número de grandes empresas. Finalmente, el impulso del autoconsumo conllevaría la creación de numerosos puestos de trabajo en el sector de las energías renovables, un sector que ha sufrido la destrucción de muchos empleos en plena crisis debido a las políticas energéticas desarrolladas en nuestro país.

Hipótesis de rentabilidad 1

En este primer escenario, calculado a partir de las condiciones actuales para el autoconsumo energético, tenemos un ahorro durante el primer año de 18.783 €.

El ahorro generado por la instalación fotovoltaica solo va a incidir sobre la parte de energía activa consumida por la industria hortofrutícola, por lo que no se van a tener en cuenta otros conceptos de la factura eléctrica como el coste por la potencia contratada según la tarifa aplicada, el alquiler de equipos de medida ni los impuestos correspondientes.

La facturación anual por la energía consumida por la industria hortofrutícola, tabla 25:

Periodo	Consumo (kWh)	Tarifa (€/kWh)	Coste (€)
P1	140154	0,12653	17733,69
P2	279953	0,10173	28479,62
P3	147349	0,07253	10687,22
		Total	56900,53

Tabla 25. Facturación anual por periodos de la energía consumida por la industria hortofrutícola.

Aplicamos a esta cantidad el Impuesto Eléctrico (5,11%) y obtenemos un coste directo para la industria por el consumo de energía activa de 59.808,15 €.

Por lo que la cantidad ahorrada a la facturación eléctrica supone un 31,4%.

Por otra parte, en la representación gráfica de la hipótesis de rentabilidad 1 podemos observar:

- El flujo de caja acumulado después de impuestos a los 25 años de funcionamiento de la instalación fotovoltaica es de 502.635 €.

- Que el flujo de caja a partir del 7º año de funcionamiento de la instalación es positivo.

- El retorno de la inversión realizada se produce en un plazo de 6 años.

- La TIR del proyecto es de 19,9%.

Estos indicadores presentan un resultado positivo para la inversión, debido a que la planta solar fotovoltaica puede reportar un importante ahorro a la factura eléctrica de la industria hortofrutícola.

De esta forma obtenemos que el ratio de consumo eléctrico procedente de la red convencional por tonelada de producto final pasa a ser de 94,49 kWh/t a 67,59 €/t de fruta, lo que supone pasar de un gasto en energía eléctrica procedente de la red de 9,39 € a un gasto de 6,83 € por tonelada de producto final. Esta medida reporta cierta independencia energética a la empresa que contribuirá a mitigar los futuros incrementos del precio de la energía eléctrica.

Por otra parte el plazo de retorno de la inversión, en este caso 6 años, está por debajo del período de garantía de los fabricantes de los materiales fundamentales que componen la planta fotovoltaica (paneles solares 12 años de garantía e inversores 10 años de garantía).

Finalmente una TIR alta 20,9% nos indica que se trata de una inversión de gran rentabilidad.

Hipótesis de rentabilidad 2

La diferencia de este escenario respecto a la hipótesis 1 es que se valora la rentabilidad de la instalación financiando el 50% de la inversión, obteniendo los siguientes indicadores en los cálculos y gráfico preparados para este caso:

- El flujo de caja acumulado después de impuestos a los 25 años de funcionamiento de la instalación fotovoltaica es de 488.137 €.

- Que el flujo de caja a partir del 5º año de funcionamiento de la instalación es positivo.

- El retorno de la inversión realizada se produce en un plazo de 7 años.

- La TIR del proyecto es de 27,8%.

Estos resultados no difieren de forma significativa respecto a los de la hipótesis de rentabilidad 1 y sólo vienen a refrendar la viabilidad de la instalación apoyándose la empresa en financiación externa para acometer la inversión, este apalancamiento financiero hace que la TIR se algo mayor que en el caso anterior, sin embargo el ahorro acumulado a los 25 años de funcionamiento de la planta solar fotovoltaica será 14.498 € menor.

Hipótesis de rentabilidad 3

Esta hipótesis está basada en las condiciones económicas propuestas en el último Proyecto de Real Decreto que pretende regular las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la producción de energía con autoconsumo. Menos restrictivo en algunos aspectos que el borrador anteriormente propuesto, viene a continuar generando incertidumbre sobre este tipo de generación energética más por la ausencia de regulación al respecto que por las posibles trabas que pueda generar para algunas de estas formas de generación energética.

En particular para la instalación proyectada supone la aplicación de un término de cargo variable sobre la energía autoconsumida que para la hipótesis de rentabilidad 3 implica una tarifa para la energía fotovoltaica un 25% menor que la utilizada para las hipótesis de rentabilidad 1 y 2.

En la representación gráfica de la hipótesis de rentabilidad 3 podemos observar:

- El flujo de caja acumulado después de impuestos a los 25 años de funcionamiento de la instalación fotovoltaica es de 423.424 €.

- Que el flujo de caja a partir del 7º año de funcionamiento de la instalación es positivo.

- El retorno de la inversión realizada se produce en un plazo de 7 años.

- La TIR del proyecto es de 17,4 %.

Los indicadores de rentabilidad del proyecto continúan siendo muy positivos aun cuando el flujo de caja acumulado durante los primeros 25 años de funcionamiento es de 79.208 € menos que en la hipótesis de rentabilidad 1.

Tanto la falta de regulación como la posibilidad de la aplicación de tasas sobre la energía autogenerada, suponen una traba importante para que proyectos de autoconsumo puedan ser realizados.

A.7 Introducción a la energía solar fotovoltaica

A.7.1- Las energías renovables

Para la Física, la energía es la capacidad potencial que tienen los cuerpos para producir trabajo o calor, y se manifiesta mediante un cambio. Es energía el esfuerzo que hace una persona cuando pedalea sobre una bicicleta. También lo es el movimiento continuo del agua de un río, o el calor que desprende el carbón cuando se quema. Desde siempre, el hombre ha utilizado las fuentes de energía a su alcance para hacer un trabajo o para obtener calor. Primero su propia fuerza física o la de los animales domésticos. Luego la energía del viento y del agua. Más tarde llegaría la explotación de los combustibles fósiles –carbón, gas natural y petróleo– y de la energía nuclear. En el futuro es probable que puedan aparecer nuevas fuentes pero, sea como fuere, la disponibilidad de energía ha sido siempre esencial para la humanidad. Tan esencial como pueda serlo, por ejemplo, el agua potable.

De entre las distintas fuentes de energía, las renovables son aquellas que se producen de forma continua y son inagotables a escala humana, aunque habría que decir que, para fuentes como la biomasa, esto es así siempre que se respeten los ciclos naturales. El sol está en el origen de todas las energías renovables porque su calor provoca en la Tierra las diferencias de presión que dan origen a los vientos, fuente de la energía eólica. El sol ordena el ciclo del agua, causa la evaporación que predispone la formación de nubes y, por tanto, las lluvias. También del sol procede la energía hidráulica. Las plantas se sirven del sol para realizar la fotosíntesis, vivir y crecer. Toda esa materia vegetal es la biomasa. Por último, el sol se aprovecha directamente en las energías solares, tanto la térmica como la fotovoltaica. Se considera que el Sol abastecerá estas fuentes de energía durante los próximos cuatro mil millones de años.

Las energías renovables han constituido una parte importante de la energía utilizada por los humanos desde tiempos remotos, especialmente la solar, la

eólica y la hidráulica. La navegación a vela, los molinos de viento o de agua y las disposiciones constructivas de los edificios para aprovechar la del sol, son buenos ejemplos de ello.

Con el invento de la máquina de vapor por James Watt, se fueron abandonando estas formas de aprovechamiento, por considerarse inestables en el tiempo y caprichosas y se utilizaron cada vez más los motores térmicos y eléctricos, en una época en la que el todavía relativamente escaso consumo, no hacía prever un agotamiento de las fuentes, ni otros problemas ambientales que más tarde se presentaron.

Hacia 1970 las energías renovables se consideraron una alternativa a las energías tradicionales, tanto por su disponibilidad presente y futura garantizada (a diferencia de los combustibles fósiles que precisan miles de años para su formación) como por su menor impacto ambiental en el caso de las energías limpias, y por esta razón fueron llamadas energías alternativas. Actualmente muchas de estas energías son una realidad, no una alternativa, por lo que el nombre de alternativas ya no debería emplearse.

La principal ventaja de este tipo de energías es que son energías renovables, es decir, que se diferencian de los combustibles fósiles o de la nuclear debido a su diversidad y abundancia.

Por otra parte las fuentes de energía renovables son ecológicas, no generan gases de efecto invernadero ni otras emisiones, contrariamente a lo que ocurre con los combustibles. Las renovables no emiten dióxido de carbono adicional, salvo los necesarios para su construcción y funcionamiento, y no presentan ningún riesgo suplementario, tales como el riesgo nuclear.

Pero debemos tener en cuenta que este tipo de energías no carecen de inconvenientes, los más dignos de mención son; su naturaleza difusa, puesto que ciertas fuentes de energía renovable proporcionan una energía de una intensidad relativamente baja, distribuida sobre grandes superficies, son necesarias nuevos tipos de "centrales" para convertirlas en fuentes utilizables. Y la irregularidad, la producción de energía eléctrica permanente

exige fuentes de alimentación fiables o medios de almacenamiento. Así pues, debido al elevado coste del almacenamiento de la energía, un pequeño sistema autónomo resulta económico en situaciones aisladas, cuando la conexión a la red de energía implica costes más elevados.

Figura 16: Cobertura de la demanda anual de energía eléctrica por tecnologías. Fuente: Red Eléctrica de España.

En España, actualmente más de un 40 % de la energía demandada por los consumidores es producida por energías renovables de las cuales, las más importantes son eólica e hidráulica, en 2013 un 3,1% de la energía generada por plantas solares fotovoltaicas, ver figura 16.

A.7.2- La energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en la conversión directa de la luz solar en electricidad, mediante un dispositivo electrónico denominado "célula solar". La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es un fenómeno físico conocido como "efecto fotovoltaico". Presenta características peculiares entre las que se destacan:

• Elevada calidad energética

• Pequeño o nulo impacto ecológico

• Inagotable a escala humana

La energía solar fotovoltaica permite un gran número de aplicaciones, ver figura 17, ya que puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red (viviendas aisladas, faros, postes SOS, bombeos, repetidores de telecomunicaciones, etc) o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño (instalación en vivienda individual) o centrales de gran tamaño (en España existen plantas de hasta 48 MW de potencia).

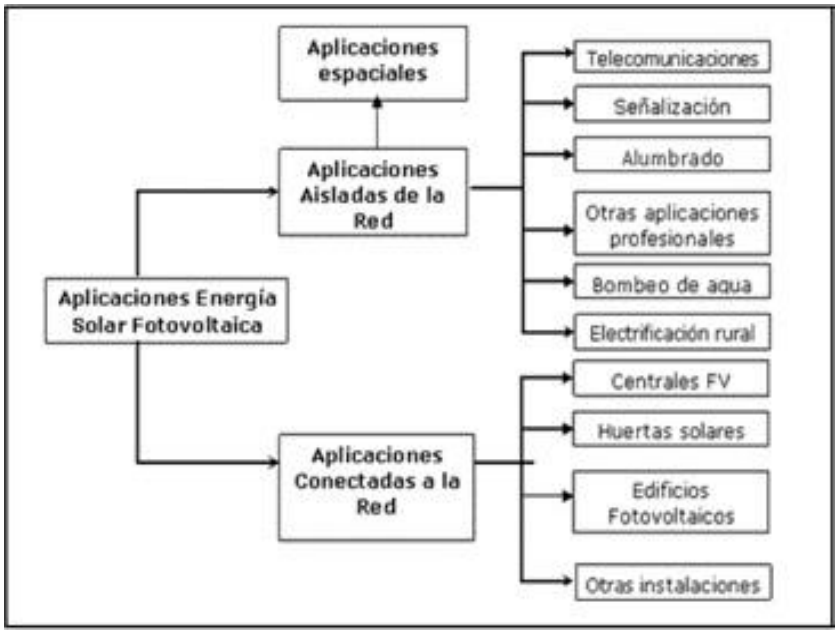


Figura 17: Aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.

Es importante destacar que cada kWh generado con energía solar fotovoltaica evita la emisión a la atmósfera de aproximadamente 1kg de CO_2, en el caso de comparar con generación eléctrica con carbón, o aproximadamente 0,4kg de CO_2 en el caso de comparar con generación eléctrica con gas natural. Esto es de gran ayuda para la reducción de emisiones que se propone en el Protocolo de Kioto.

La energía solar es una de las llamadas energías renovables particularmente del grupo no contaminante, obtenida mediante la captación de la luz y el calor emitidos por el Sol.

La radiación solar que alcanza la Tierra puede aprovecharse por medio del calor que produce, como también a través de la absorción de la radiación ,ver figura 18, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo.

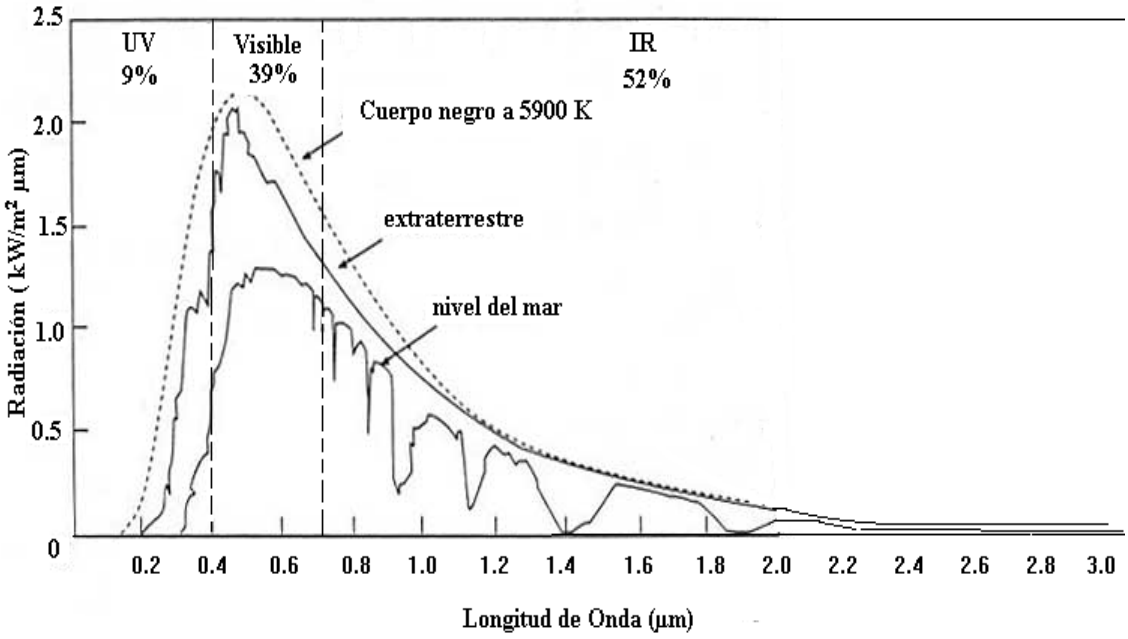


Figura 18. Espectro electromagnético de la radiación solar extraterrestre (NASA) superpuesto al teórico correspondiente a un cuerpo negro y el espectro de la radiación a nivel del mar

La potencia de la radiación varía según el momento del día, las condiciones atmosféricas que la amortiguan y la latitud. Se puede asumir que en buenas condiciones de irradiación el valor es de aproximadamente 1000 W/m² en la superficie terrestre. A esta potencia se la conoce como irradiancia.

La radiación es aprovechable en sus componentes directa y difusa, o en la suma de ambas. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar. Sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas las direcciones. La irradiancia directa

normal (o perpendicular a los rayos solares) fuera de la atmósfera, recibe el nombre de constante solar y tiene un valor medio de 1354 W/m² (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de 1395 W/m² y un valor mínimo en el afelio de 1308 W/m²).

A.7.3- El efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico (FV) es la base del proceso mediante el cual una célula FV convierte la luz solar en electricidad. La luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas.

Estos fotones son de diferentes energías, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula FV. Pueden ser reflejados o absorbidos, pueden pasar a su través. Únicamente los fotones absorbidos generan electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las partes más importantes de la célula solar son las capas de semiconductores, ya que es donde se crea la corriente de electrones. Estos semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentes dopadas (tipo p y tipo n) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en otra. Cuando la luz solar incide en la célula se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico, formando una corriente eléctrica. Es por ello que estas células se fabrican partir de este tipo de materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a baja temperatura y como conductores cuando se aumenta la energía. Desdichadamente no hay un tipo de material ideal para todos los tipos de células y aplicaciones.

Además de los semiconductores las células solares están formadas por una malla metálica superior u otro tipo de contacto para recolectar los

electrones del semiconductor y transferirlos a la carga externa y un contacto posterior para completar el circuito eléctrico. También en la parte superior de la célula hay un vidrio u otro tipo de material encapsulado transparente para sellarla y protegerla de las condiciones ambientales, y una capa antireflexiva para aumentar el número de fotones absorbidos. Las células FV convierten pues, la energía de la luz en energía eléctrica. El rendimiento de conversión, esto es, la proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica, es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace de la energía solar FV una energía más competitiva con otras fuentes.

Estas células conectadas unas con otras, encapsuladas y montadas sobre una estructura soporte o marco, conforman un módulo fotovoltaico. Los módulos están diseñados para suministrar electricidad a un determinado voltaje (normalmente 12 o 24 V). La corriente producida depende del nivel de insolación. La estructura del módulo protege a las células del medio ambiente y son muy duraderas y fiables.

Aunque un módulo puede ser suficiente para muchas aplicaciones, dos o más módulos pueden ser conectados para formar un generador FV. Los generadores o módulos fotovoltaicos producen corriente continua (DC) y pueden ser conectados en serie o en paralelo para poder producir cualquier combinación de corriente y tensión. Un módulo o generador FV por si mismo no bombea agua o ilumina una casa durante la noche. Para ello es necesario un sistema FV completo que consiste en un generador FV junto a otros componentes, conjuntamente conocidos como "resto del sistema" o BOS (del inglés balance of system). Estos componentes varían y dependen del tipo de aplicación o servicio que se quiere proporcionar. Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar como autónomos o conectados a la red eléctrica. En definitiva y como podemos ver, nos encontramos ante una fuente de energía, que además de renovable se nos presenta como una clara apuesta de futuro de cara al planteamiento energético en los próximos años.

A.7.4- Generación de la radiación solar

El Sol se puede considerar como un gigantesco reactor de fusión nuclear, constituido por diferentes gases que se encuentran retenidos en el mismo por fuerzas gravitatorias. La energía en forma de radiación electromagnética, resultado de las reacciones de fusión que tienen lugar en él, fundamentalmente en el núcleo, debe ser transferida a la superficie exterior para, desde allí, ser radiada al espacio; en este proceso de transferencia aparecen fenómenos convectivos y radiactivos, así como sucesivas capas de gases, dando lugar a un espectro de emisión continuo.

La radiación emitida por el Sol y las relaciones espaciales con la Tierra, conducen al concepto de intensidad de radiación en el límite exterior de la atmósfera; su valor es prácticamente constante y se conoce como constante solar, definiéndose como la energía solar por unidad de tiempo recibida sobre una superficie perpendicular a la radiación, de área unidad. Esta radiación al atravesar la atmósfera, es parcialmente absorbida y difundida por ciertos componentes de la misma; en las últimas décadas, al disponer de satélites artificiales, se han podido realizar mediciones directas de la intensidad solar, libres de la influencia de la atmósfera terrestre.

El sol es una inmensa fuente de energía inagotable con un diámetro de 1.39x109m situado a la distancia media de 1.5x1011m respecto de la Tierra, esta distancia se llama unidad astronómica (UA). Los datos más interesantes acerca del Sol son los siguientes:

-Su diámetro es 1.400.000 Km.

-Su masa es 300.000 veces la masa de la tierra.

-Su temperatura superficial es de 5.600ºK.

-Su vida estimada es de 5.000 millones de años.

-La distancia entre el sol y la tierra es de 150 millones de Km.

-La luz solar tarda 8 minutos en llegar a la tierra.

-El Sol genera su energía mediante reacciones nucleares de fusión que se llevan a cabo en su núcleo.

- La generación de energía proviene de la pérdida de masa del Sol, que se convierte en energía de acuerdo con la famosa ecuación de Einstein, E=m·c2, donde "E" es la cantidad de energía liberada cuando desaparece la masa "m"; "c" es la velocidad de la luz.

- Su flujo radiante es de $3{,}8x10^{26}$W equivalente a una densidad de 62,5MW por cada metro cuadrado de superficie solar. De toda ella solo una pequeña parte, 1,37KW por metro cuadrado aproximadamente, llega a la superficie de la tierra como consecuencia de la distancia que los separa. La radiación que llega varía de forma aleatoria debido a muy diversos efectos que provoca sobre ella la atmósfera terrestre. Una gran parte es absorbida y dispersa por los propios agentes variables que allí se encuentran, tales como la polución y la nubosidad.

A.7.5- Distribución espectral de la radiación solar

La Constante solar es la radiación sobre una superficie orientada normalmente a la dirección de los rayos solares y situada fuera de la atmósfera terrestre a la distancia astronómica unidad igual a 1.495x1011m que es la distancia media Sol-Tierra. No es una verdadera constante pues varía ligeramente, 0.1% a 0.2%, respecto de su valor central, Se acepta como ISC=1.370 W/m².

La radiación solar es una manifestación electromagnética de energía que presenta una amplia distribución espectral (gran variedad de componentes elementales de distintas longitudes de onda que van desde 0,2 a 2,6 mm).

La distribución espectral de la constante solar está tabulada y representada gráficamente. De estos datos cabe destacar la existencia de un máximo para longitudes de onda en torno a los 460nm y que en el intervalo de 0 a 1.1mm, que corresponde a las radiaciones que pueden ser convertidas por

la fotovoltaica, la irradiación integrada representa aproximadamente el 75% del total.

Hay que tener en cuenta que la caracterización de la radiación solar incidente en la tierra no es algo sencillo, debido a tres razones fundamentalmente:

1.- La aleatoriedad de la radiación solar, que hace imposible determinar dicha radiación de una forma definitiva o exacta.

2.- El movimiento relativo Sol - Tierra regido por unas ecuaciones muy complejas, que determinan en todo momento la posición relativa del Sol con respecto a cualquier punto de la superficie terrestre.

3.- La variedad de modelos existentes para caracterizar la radiación, la cual obliga al usuario a elegir en función de las necesidades en cada caso.

A.7.6- Historia de la energía solar fotovoltaica

El efecto fotovoltaico fue reconocido por primera vez en 1839 por el físico francés Becquerel, pero la primera célula solar no se construye hasta 1883. Su autor fue Charles Fritts, quién recubrió una muestra de selenio semiconductor con un pan de oro para formar el empalme. Este primitivo dispositivo presentaba una eficiencia de solo un 1%. Russel Ohl patentó la célula solar moderna en el año 1946, aunque Sven Ason Berglund había patentado, con anterioridad, un método que trataba de incrementar la capacidad de las células fotosensibles. La era moderna de la tecnología de potencia solar no llegó hasta el año 1954 cuando los laboratorios Bell, descubrieron de manera accidental que los semiconductores de silicio dopado con ciertas impurezas, eran muy sensibles a la luz.

Estos avances contribuyeron a la fabricación de la primera célula solar comercial con una conversión de la energía solar de aproximadamente el 6%.

La URSS lanzó su primer satélite espacial en el Año 1957, y los EEUU un año después. En el diseño de éste se usaron células solares creadas por Peter Lles en un esfuerzo encabezado por la compañía Hoffman Electronics. La primera nave espacial que uso paneles solares fue el satélite norteamericano Vanguard, lanzado en Marzo de 1958.

Este hito generó un gran interés en la producción y lanzamiento de satélites geoestacionarios para el desarrollo de las comunicaciones, en los que la energía provendría de un dispositivo de captación de la luz solar. Fue un desarrollo crucial que estimuló la investigación por parte de algunos gobiernos y que impulsó la mejora de los paneles solares. EN 1970 La primera célula solar con etéreo estructura de arseniuro de galio (GaAs) y altamente eficiente se desarrolló en la extinguida URRS por Zhore Alferov y su equipo de investigación.

La producción de equipos de deposición química de metales por vapores orgánicos o MOCVD (Metal Organic Chemical Vapor Deposition). No se desarrolló hasta los años 80 del siglo pasado, limitando la capacidad de las compañías en la manufactura de células solares de arseniuro de galio.

La primera compañía que manufacturó paneles solares en cantidades industriales, a partir de uniones simples de GaAs, con una eficiencia de AM0 (Air Mass Zero) del 17% fue la norteamericana ASEC (Applied solar Energy Corporation), La conexión dual de la celda se produjo en cantidades industriales por ASEC en 1989, de manera accidental, como consecuencia de un cambio del Ga As sobre los sustratos de Ga As a Ga As sobre sustratos de germanio. El dopaje accidental de germanio (Ge) con GaAs como capa amortiguadora creó circuitos de voltaje abiertos, demostrando el potencial del uso de los sustratos de germanio como otras celdas. Una celda de uniones simples de Ga As llego al 19% de eficiencia AM0 en 1993. ASEC desarrolló la primera celda de doble unión para las naves espaciales usadas en EEUU, con una eficiencia de un 20% aproximadamente. Estas celdas no usan el germanio como segunda celda, pero usan una celda basada en GaAs con diferentes tipos de dopaje. De manera excepcional, las células de doble unión de GaAs pueden llegar a producir eficiencias AM0 del orden del 22%. Las uniones triples comienzan con eficiencias del orden del 24% en el 2000,

26% en el 2002, 28% en el 2005, y han llegado, de manera corriente al 30% en el 2007. En 2007, dos compañías norteamericanas Emcore Photovoltaics y Spectrolab, producen el 95% de las células solares del 28% de eficiencia.

A.7.7- Cuestiones económicas

Durante los últimos años en el mercado español los precios de la energía han sufrido importantes incrementos, que han supuesto una fuerte subida acumulada en el coste del kWh, evidenciando la urgente necesidad de tomar medidas encaminadas a reducir su exposición a la continua escalada en el precio de la energía eléctrica, como se puede apreciar en la figura 19.

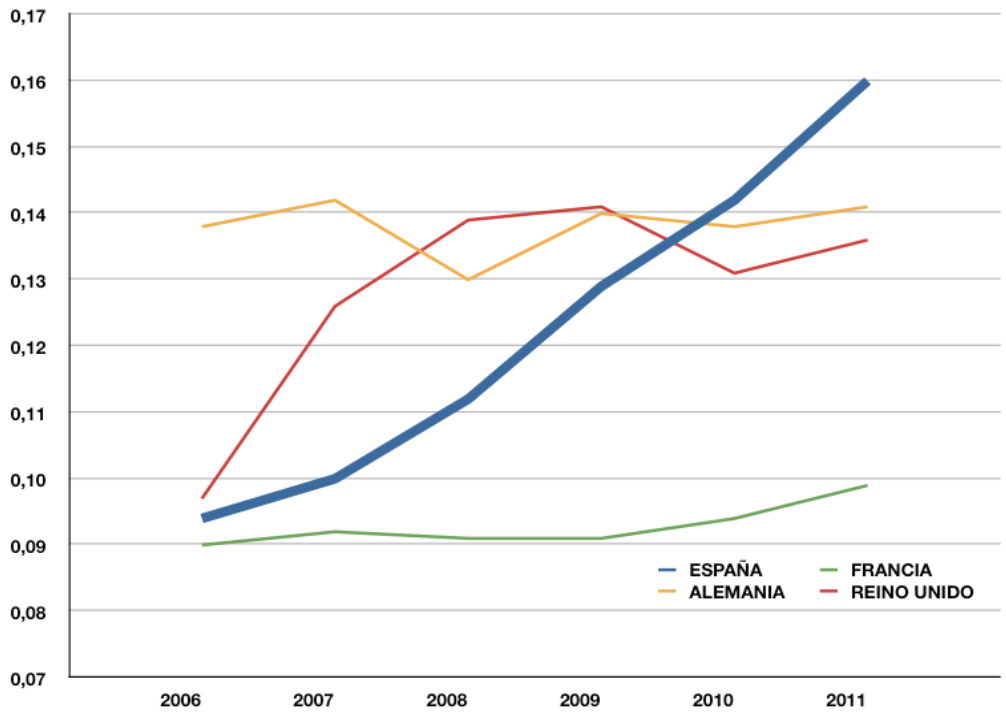


Figura19. Evolución del precio de la energía en países de nuestro entorno

Nuestro país es extremadamente dependiente de los recursos energéticos provenientes del exterior, netamente importador de los combustibles

necesarios para generar energía. Este hecho nos expone en gran medida a la volatilidad de los mercados internacionales de materias primas como el petróleo, el carbón o el gas. No sólo suben los precios, sino que además resulta difícil de estimar su evolución al estar sometidos a variables condicionantes políticos y económicos internacionales.

Además el déficit de tarifa acumulado, la diferencia entre los costes reconocidos por las compañías de producir la electricidad y el precio que los clientes pagan por la misma suponen un tremendo obstáculo a la estabilización del precio de la electricidad. Por lo que a lo largo de los próximos años, es previsible que el precio de la energía eléctrica continúe subiendo.

A la vista de estos datos, es de interés el adoptar medidas encaminadas a reducir la exposición al riesgo de incrementos importantes en el precio de la energía eléctrica en los próximos años. Especialmente en aquellos sectores como la industria hortofrutícola objeto del presente proyecto donde los consumos pueden ser significativos y donde además en muchos casos es urgente mejorar la eficiencia energética de las instalaciones y reducir su dependencia de proveedores externos.

A.7.8- Cuestiones medioambientales

El modelo de desarrollo económico actual, basado en el uso intensivo de recursos energéticos de origen fósil, provoca impactos medioambientales negativos y desequilibrios socioeconómicos que obligan a definir un nuevo modelo de desarrollo sostenible.

El desarrollo sostenible es aquél que trata de garantizar tres objetivos principales de manera simultánea: el crecimiento económico, el progreso social y el uso racional de los recursos. Parece impensable un mundo futuro en el cual aparezcan carencias del tipo energético como por ejemplo falta de suministro eléctrico, sobre todo si nos fijamos en lo presente que está la energía eléctrica en la actualidad. Nuestra visión para el futuro es que todos los países que están aún por desarrollar lleguen a un estatus similar a la de los países ya desarrollados con la utilización de los recursos disponibles en

su entorno y además que los países que llamamos desarrollados controlen de alguna manera la forma de gestionar dichos recursos para que otros puedan utilizarlos en el futuro.

Resulta evidente que el nivel de consumo actual de los países desarrollados no permite asegurar el abastecimiento futuro de energía ni facilita el acceso a la energía de los países en desarrollo. Entre las políticas que pueden articularse para asegurar la sostenibilidad del modelo energético, la política de fomento de las energías renovables se cuenta entre las principales.

Para asegurar dicha sostenibilidad y el desarrollo sostenible se elaboró un convenio marco de las naciones unidas sobre el cambio climático que acabó en la elaboración del conocido Protocolo de Kioto.

El Protocolo de Kioto sobre el cambio climático es un protocolo de la (CMNUCC) Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono (CO2), gas metano (CH4) y óxido nitroso (N2O), además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF6), en un porcentaje aproximado de al menos un 5 %, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990. Por ejemplo, si las emisiones de estos gases en el año 1990 alcanzaban el 100 %, para el año 2012 deberán de haberse reducido como mínimo al 95 %.

Es preciso señalar que esto no significa que cada país deba reducir sus emisiones de gases regulados en un 5% como mínimo, sino que este es un porcentaje a nivel global y, por el contrario, cada país obligado por Kioto tiene sus propios porcentajes de emisión que debe disminuir la contaminación global.

El protocolo fue inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997 en Kioto, Japón, pero no entró en vigor hasta el 16 de febrero de 2005. En noviembre de 2009, eran 187 estados los que ratificaron el protocolo. EE. UU., mayor emisor de gases de invernadero mundial, no ha ratificado el protocolo.

El instrumento se encuentra dentro del marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), suscrita en 1992 dentro de lo que se conoció como la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro. El protocolo vino a dar fuerza vinculante a lo que en ese entonces no pudo hacer la CMNUCC.

En concreto, La Unión Europea, como agente especialmente activo en la concreción del Protocolo, se comprometió a reducir sus emisiones totales medias durante el periodo 2008-2012 en un 8% respecto de las de 1990. No obstante, a cada país se le otorgó un margen distinto en función de diversas variables económicas y medioambientales según el principio de «reparto de la carga», de manera que dicho reparto se acordó de la siguiente manera: Alemania (-21%), Austria (-13%), Bélgica (-7,5%), Dinamarca (-21%), Italia (-6,5%), Luxemburgo (-28%), Países Bajos (-6%), Reino Unido (-12,5%), Finlandia (-2,6%), Francia (-1,9%), España (+15%), Grecia (+25%), Irlanda (+13%), Portugal (+27%) y Suecia (+4%).

Por su parte, España que se comprometió a aumentar sus emisiones un máximo del 15% en relación al año base, se ha convertido en el país miembro que menos posibilidades tiene de cumplir lo pactado. En concreto, el incremento de sus emisiones en relación a 1990 durante los últimos años ha sido como sigue: 1996: 7%; 1997: 15%; 1998: 18%; 1999: 28%; 2000: 33%; 2001: 33%; 2002: 39%; 2003: 41%; 2004: 47%; 2005: 52%; 2006: 49%; 2007: 52%; 2008: 42,7%.Esta información puede consultarse en el Inventario Español de Gases de Efecto Invernadero que incluye el envío oficial a la Comisión Europea y a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

El problema que supone para España esta distribución de compromisos de umbrales de emisiones es que implica techos económicos diferentes para cada país de la Unión Europea. España, desde 1990, obtuvo un fuerte crecimiento económico, traduciéndose éste último en un aumento del transporte y el consumo energético de las familias y la industria. Esta explicación de los techos económicos diferentes se complementa con el hecho de que el consumo energético es proporcional al desarrollo

económico y el nivel de emisiones de CO2 es proporcional al consumo energético. Por ello, dentro de un mercado libre y competitivo en la Unión Europea, España está en desigualdad de condiciones con respecto al resto de países. Además, España, bastante alejada de sus compromisos, es el segundo país mundial en producción de energía eólica y uno de los países referencia en % de energía renovable sobre la total consumida.

El autoconsumo energético se presenta como una alternativa y la tecnología más desarrollada para el ello es la solar fotovoltaica con instalaciones colocadas en un espacio adecuado de la cubierta del edificio u otras zona ociosas (zonas comunes, parking, etc), incluso integrándolas como cerramiento del propio edificio. El autoconsumo fotovoltaico es de una gran eficiencia energética al evitar las pérdidas de electricidad por transporte, debido a que la energía se produce en los puntos de consumo, evitando además la emisión de enormes cantidades de CO2 a la atmósfera.

Con una instalación fotovoltaica, la empresa obtiene un activo fijo de por vida, que le proporciona un importante ahorro energético y económico como medida de contención de los costes energéticos frente a las subidas de las tarifas eléctricas, permitiéndoles ahorrar de la energía eléctrica que consumen y compran a las compañías.

A.7.9- La energía solar fotovoltaica en España

La situación del mercado energético en España es similar a la de otros países europeos. El modelo energético está en fase de transición. El país tiene óptimos recursos energéticos renovables y un nivel tecnológico excelente en energías renovables y específicamente en energía solar fotovoltaica. España fue el país con mayor potencia fotovoltaica instalada en el mundo en 2008, debido a la combinación de esos factores con una legislación que habría necesitado un ajuste muy preciso para ser mucho más beneficiosa. Después de esto, diferentes factores causaron el colapso del sector fotovoltaico español, forzando a las empresas del mismo a concentrar su actividad en el mercado internacional. A pesar de esta situación transitoria, la energía solar fotovoltaica representa a medio y largo plazo una impresionante oportunidad de negocio en España.

ANTECEDENTES

Las características del mercado energético español al principio del presente siglo estaban determinadas básicamente por una fuerte dependencia con respecto del petróleo, el gas, el carbón y la energía nuclear (las renovables representaban menos del 5% del consumo energético global). Esta combinación tradicional de fuentes de energía comportaba importantes inconvenientes, como una fuerte dependencia de países terceros, una amenazante falta de sostenibilidad del sistema energético y un daño significativo del medio ambiente, incluyendo la emisión de grandes cantidades de dióxido de carbono.

Los factores positivos eran la disponibilidad de fuentes renovables de energía a gran escala (una alta irradiación solar, abundantes zonas con viento y mucho terreno disponible), la existencia de una industria de renovables de alto nivel tecnológico y vigoroso crecimiento y la presencia de una comunidad investigadora experta, con grupos bien establecidos que, al menos en el caso de la energía solar fotovoltaica, cubrían por completo la cadena de valor.

EL BOOM (2007-2008)

El desarrollo del mercado fotovoltaico había sido muy limitado hasta mayo de 2007, cuando el Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicó el Real Decreto RD 661/2007 para la regulación de la producción de energía en el régimen especial [1]. El RD 661/2007 estableció una tarifa de inyección a red (TIR) del orden de 0,40 €/kWh, dependiente de la potencia nominal de la instalación, revisable anualmente según la inflación durante los primeros 25 años, más una reducción escalonada después. La figura 20 resume las condiciones establecidas por dicho texto legal.

POTENCIA (MW) / *POWER (MW)*	PERIODO (años) / *PERIOD (years)*	TIR (€c/kWh) / *FIT (€c/kWh)*
0 – 0,1	≤25	44,0381
	>25	35,2305
0,1 – 10	≤25	41,7500
	>25	33,4000
10 – 50	≤25	22,9764
	>25	18,3811

Figura 20. Tabla resumen de las condiciones establecidas en el RD 661/2007 para instalaciones fotovoltaicas.

El RD 661/2007 estableció un marco legal que tenía: TIR bien establecidas, una regla clara de actualización y una garantía a largo plazo. Estas condiciones se añadieron a los factores positivos citados en la sección anterior, de forma que el sector fotovoltaico experimentó un desarrollo tremendo. El marco era válido hasta 371 MW de potencia nominal instalada en total. Tan pronto como se alcanzase el 85 % de este límite un nuevo real decreto debería sustituir al antiguo en un período no inferior a un año. Ya en junio de 2007, la frenética actividad desencadenada unos meses atrás había dado lugar a una potencia acumulada nada menos que de 326 MW, así que en septiembre de 2007 se aprobó un periodo de validez de un año para el RD 661/2007. Todo el mundo sabía que las instalaciones fotovoltaicas que estuviesen funcionando antes de septiembre de 2008 se beneficiarían de tarifas de inyección a red garantizadas más altas que las que pudieran corresponder a cualquier otra instalada después. Se habían generado las condiciones para una fiebre del oro fotovoltaica. El ritmo de puesta en marcha de instalaciones fotovoltaicas se disparó hasta 500 MW/mes, de modo que en septiembre de 2008 la potencia instalada acumulada había alcanzado 3116 MW (Figura 1).

Se había producido un crecimiento del 500% (el mayor en todo el mundo) en tan sólo un año. Varios factores habían favorecido esta evolución explosiva:

Ya habían aparecido los primeros síntomas de la crisis financiera, así que muchos inversores estaban buscando productos financieros alternativos.

El crédito era barato y fácil de conseguir.

El marco legal permitía construir grandes instalaciones compartidas por muchos pequeños propietarios que compartían servicios (granjas solares).

La evidencia de que las condiciones empeorarían después de la fecha límite.

Disponibilidad de mucho sol y tierras.

El cambio del Euro con respecto al dólar favorecía la importación de módulos fotovoltaicos.

EL COLAPSO DEL MERCADO INTERNO

Cuando en septiembre de 2008 se alcanzó la fecha límite, se publicó un nuevo Real Decreto: el RD 1578/2008. Por primera vez se trataba a las instalaciones sobre cubierta y a las de campo de forma diferente. Se redujeron las tarifas de inyección a red, pero el mayor impacto sobre el mercado lo causó la limitación de la potencia instalada, figura 21.

TIPO DE INSTALACIÓN / *KIND OF INSTALLATION*		CUBIERTA / *ROOF*	CAMPO / *FIELD*
Límite (total 400 MW/año) / *CAP (total 400 MW/yr)*		267 MW/año / *267 MW/yr*	133 MW/año / *133 MW/yr*
Cuota / *Share*	≤20 kW	10%	100%
	≤20 kW	90%	
TIR / *FIT*	≤20 kW	0,34 €	0,32 €
	≤20 kW	0,32 €	

Figura 21. Tabla resumen de las condiciones establecidas en el RD 1758/2008 para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.

El nuevo sistema imponía un registro de pre-asignación que abría cuatro convocatorias al año con un montón de burocracia disuasoria y un ritmo de reducción del 10 % por año. El nuevo decreto devastó el mercado interior, que desde entonces ha crecido sólo ligeramente hasta alcanzar la presente capacidad instalada acumulada de 4711 MW.

Con todo y ello, el marco legal no fue el único factor que auspició el colapso del mercado fotovoltaico interno. Por añadidura a la contracción de la demanda forzada por decreto, los precios de venta internacionales se redujeron drásticamente por simple dumping. Desgraciadamente la Comisión Europea y el Parlamento Europeo fueron muy ineficientes para legislar a favor de la protección de la industria europea en tales circunstancias.

EL SECTOR FOTOVOLTAICO ESPAÑOL Y EL NUEVO MODELO ENERGÉTICO

Los citados decretos no han sido las únicas medidas legales aplicadas para frenar el desarrollo de la energía solar fotovoltaica en España. Una vez que el coste de la energía fotovoltaica había disminuido lo suficiente como para ser plenamente competitiva (actualmente alrededor de 0,10 €/kWh en promedio en España), el lobby de las compañías eléctricas locales presionó al Gobierno para que aplicara la reducción o eliminación retroactiva de las TIR, limitase el número de horas de funcionamiento e impusiese importantes peajes al uso de la red eléctrica, todo ello con el objetivo de frenar el desarrollo de una fuente de energía, como la fotovoltaica, que no sólo es "demasiado" competitiva, sino que, para colmo, es demasiado fácil de adoptar por parte de los usuarios finales, haciéndolos menos dependientes de las grandes compañías que explotan aún el negocio energético tradicional.

Desgraciadamente, este escenario domina el mercado actual en España y en otros países europeos, pero afortunadamente no se puede sostener por mucho tiempo. España es aún el tercer país de Europa en capacidad fotovoltaica acumulada. Las fuentes de energía convencionales son cada vez más caras, su disponibilidad no está en absoluto garantizada y la necesidad de reducir drásticamente la contaminación y la reducción de emisiones de

CO2 no puede seguir retrasándose. La energía solar fotovoltaica es ya competitiva y de hecho se abarata día a día. Es necesario explotar en los próximos años los nuevos modelos de negocio que surgen del nuevo paradigma energético. Nuevos servicios energéticos, el manejo inteligente de la red eléctrica, sistemas eficientes de almacenamiento, etc. son sólo unos pocos ejemplos de las oportunidades que los cambios que nos esperan abren a la industria.

España está en excelentes condiciones para afrontar ese reto, con empresas –actualmente dedicadas al mercado internacional- cuya experiencia cubre toda la cadena de valor fotovoltaica, todas ellas con el más alto nivel tecnológico. Además, esas empresas están respaldadas por el sólido apoyo técnico proporcionado por un conjunto de laboratorios de referencia en ensayos, tales como el CIEMAT, el Cener y el ISFOC (Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración), así como por grupos de I+D que han sido pioneros de muchas tecnologías fotovoltaicas y que cubren todas las relevantes en este campo (CIEMAT, IES (Instituto de Energía Solar), Tecnalia, Cener, Universidad de Barcelona, Universidad Politécnica de Catalunya, ICIQ y otros). Además, la Plataforma Tecnológica Fotovoltaica Española (FOTOPLAT) coordina eficazmente los esfuerzos de los diferentes actores del ámbito fotovoltaico, establece la hoja de ruta tecnológica y actúa como la interfaz principal entre el Gobierno y el conjunto del sector fotovoltaico en el país.

El Gobierno ya ha reconocido esta realidad en el Plan de Energías Renovables 2011-2020, que prevé una reactivación del sector fotovoltaico y el desarrollo de las renovables muy por encima del 20% del consumo de energía primaria en 2020, a partir del actual 14.2 %, de acuerdo con el SET Plan.

La tecnología de energías renovables, incluyendo por supuesto la fotovoltaica, es uno de los campos que ofrecen las oportunidades de negocio más prometedoras en España y en Europa.

A.7.10- Principales aplicaciones

La energía solar fotovoltaica está indicada para un amplio abanico de aplicaciones donde se necesite generar electricidad, bien sea para satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de acceso a la red eléctrica (sistemas fotovoltaicos autónomos) o bien para generar energía a la red (sistemas conectados a la red eléctrica). La energía solar fotovoltaica contribuye al desarrollo de zonas rurales aisladas (electrificación rural) pero también se utiliza en aplicaciones tecnológicamente más complejas como el suministro energético a los repetidores de telefonía móvil. Se pueden clasificar las aplicaciones en estos cuatro grupos:

-*Conexión a la red de distribución*

Éste es el modelo que se busca actualmente en la generación y distribución de energía eléctrica. La idea básica es producir cerca de donde se va a consumir la energía de manera que se ahorren pérdidas por transporte. Esto supone la instalación de centrales minúsculas (comparadas con las grandes nucleares o hidráulicas) como la de este proyecto.

La electricidad generada, generalmente cerca de núcleos urbanos, se vierte a la red de baja o media tensión de manera que se consume en los alrededores de la planta.

- *Conexión a red centralizada*

En este caso se trata de grandes huertas solares que vierten su producción a la red de media o alta tensión, tal y como ocurre con las centrales productoras tradicionales.

- *Domésticas sin acceso a red*

Partiendo de la base de que más de 1.900 millones de personas viven sin acceso a la red eléctrica en el mundo no cabe duda de que ésta es una aplicación que hace de la fotovoltaica una tecnología muy a tener

en cuenta. Permite suministrar electricidad en zonas rurales o regiones subdesarrolladas.

-No domésticas sin acceso a red

Ésta se refiere a aplicaciones puntuales que requieren de electricidad para funcionar un largo periodo de tiempo pero que no disponen de acceso a la red eléctrica. Un ejemplo de esta aplicación son las estaciones meteorológicas.

Una característica fundamental de los generadores fotovoltaicos que los diferencia de otras fuentes de energía renovable es que, como es lógico, sólo producen electricidad cuando reciben la luz del Sol (irradiancia solar) y además la cantidad de energía que generan es directamente proporcional a la irradiancia que incide sobre su superficie. Resulta evidente que en numerosas aplicaciones el consumo energético se produce independientemente de la radiación solar o incluso de forma inversamente proporcional, como es el caso de los sistemas de iluminación. En este tipo de aplicaciones es necesario incluir un sistema de almacenamiento energético o de acumulación, normalmente baterías. En otras aplicaciones, como el bombeo de agua o los sistemas conectados a red, éstas no son necesarias puesto que la energía se acumula en forma de energía hidráulica o se reparte por la red.

A.7.11-Fotovoltaica integrada en la edificación

La mayoría de los sistemas fotovoltaicos en edificios (viviendas, centros comerciales, edificios industriales, edificios agrícolas…) se montan sobre tejados y cubiertas, pero se espera que un creciente número de instalaciones se integren directamente en el cerramiento de los inmuebles, y en los materiales de construcción.

Los sistemas fotovoltaicos sobre tejados y cubiertas son de pequeño a mediano tamaño, esto es de 5 kw. a 200 kw. aunque a veces se supera este valor y se alcanzan dos o tres MW. Los sistemas fotovoltaicos también

pueden reemplazar directamente a los componentes convencionales de las fachadas. Las fachadas solares son elementos enormemente fiables que aportan un diseño moderno e innovador al edificio y, al mismo tiempo, producen electricidad. En varios países son elementos que contribuyen a la imagen y al prestigio corporativo de las empresas.

Asimismo la fotovoltaica puede integrarse en otros elementos de la construcción: lamas parasoles, lucernarios, pérgolas, marquesinas, etc.

Sobre cubierta inclinada, como se trata en el caso de este proyecto, habrá que utilizar una subestructura, normalmente metálica, para sujetar los módulos. La cubierta se conserva y continúa realizando su función normal. Ésta forma de ubicar el generador fotovoltaico sobre la cubierta es la más económica ya que el coste de montaje y accesorios son bajos. La subestructura metálica debe estar diseñada para soportar los esfuerzos a los que están sometidos los módulos (viento, nieve, dilataciones por temperatura, propio peso de los módulos…) y transferirlos a la estructura de la cubierta sin apoyarse sobre las tejas o el revestimiento del edificio. El número de anclajes de la subestructura a la cubierta depende de los esfuerzos ejercidos sobre los módulos. A la hora de diseñar la subestructura de los módulos hay que tener en cuenta la forma de anclaje de ésta a la cubierta. El anclaje se puede realizar a las vigas de la cubierta o independientes de ésta. Si se opta por ser independiente de las vigas existe mayor libertad de emplazamiento sobre la cubierta pero estructuralmente no admiten pesos tan elevados como las que tienen anclajes directos a las vigas de la cubierta. Existen numerosos tipos de montajes en función del material de la cubierta y del tipo de módulo, con pasos en su instalación bien determinados y desarrollados.

A.7.12- Descripción de un sistema solar fotovoltaico

Según el tipo de instalación, de forma muy general, se puede distinguir entre instalaciones fotovoltaicas conectadas a red e instalaciones fotovoltaicas aisladas de red, ver figura 22.

Las conectadas a red están formadas por un generador fotovoltaico y un sistema de acondicionamiento de potencia, encargado de transformar la energía en forma de corriente continua a corriente alterna, con las características de la red de distribución. El sistema de acondicionamiento de potencia es el inversor, que debe cumplir todos los requisitos de seguridad y garantía para que su funcionamiento no provoque alteraciones en la red ni disminuya su seguridad, contando para ello con las funciones de protección correspondientes.

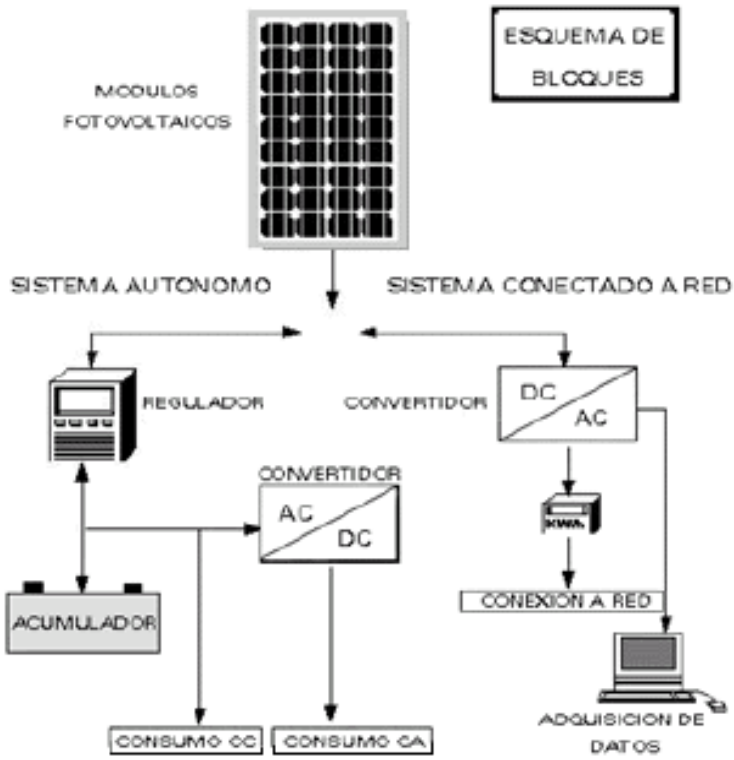


Figura 22: Esquema de una instalación solar fotovoltaica.

Las instalaciones fotovoltaicas aisladas pueden contar o no con sistemas de acumulación o baterías. Los sistemas sin acumulación habitualmente son bombeos directos. Las baterías en un 90% corresponden a las estacionarias del tipo Plomo-Ácido, que con un mantenimiento adecuado se adaptan

perfectamente a los sistemas de generación. Se puede consumir esta energía como tal o después transformarla a corriente alterna mediante un inversor.

Componentes de un sistema solar fotovoltaico conectado a red.

Dentro de una instalación solar fotovoltaica tenemos varios dispositivos o equipos que debemos dimensionar para que sea posible la transformación de la radiación solar en energía eléctrica que inyectamos a la red a la que abastece.

Paneles solares

Los paneles solares o módulos fotovoltaicos están formados por la interconexión de células solares encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie, son las encargadas de captar la energía procedente del sol en forma de radiación solar y transformarla en energía eléctrica por el efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico se produce al incidir la radiación solar sobre los materiales definidos como semiconductores extrínsecos, ver figura 23. Cuando sobre la célula solar incide la radiación, aparece en ella una tensión análoga a la que se produce entre las bornas de una pila.

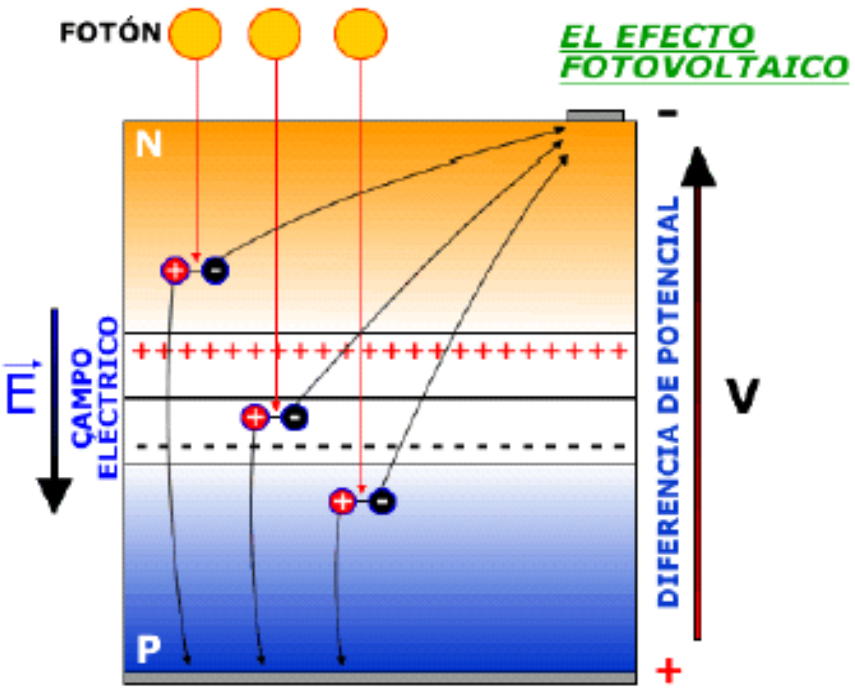


Figura 23. El efecto fotovoltaico

La mayoría de las células solares están constituidas de silicio mono o policristalino. Las células solares de silicio monocristalino se fabrican a partir de un único cristal de silicio extraído de un baño de silicio fundido, este tipo de células han sido las más utilizadas en la tecnología solar y la más comercializada ya que su rendimiento es el mayor de todos los tipos de células solares siendo éste de entre el 15% y el 18%. Debido a su alto coste, se utiliza de forma masiva el silicio policristalino, mucho más económico de fabricar, ya que está formado por un conjunto de estructuras macrocristalinas de silicio además su rendimiento es bastante próximo al de las células monocristalinas, en torno al 12% y 14%. Por último existe otra familia de células solares constituidas de silicio amorfo que aparecen debido a que la fabricación de células solares de silicio cristalino sigue siendo muy alta, la fabricación de este tipo de células es mucho más simple y por lo tanto son mucho más baratas pero aunque tienen un buen comportamiento

ante agentes externos, se degradan más rápidamente y su rendimiento es bastante inferior a de las células cristalinas, inferior al 10%. Ver figura 24.

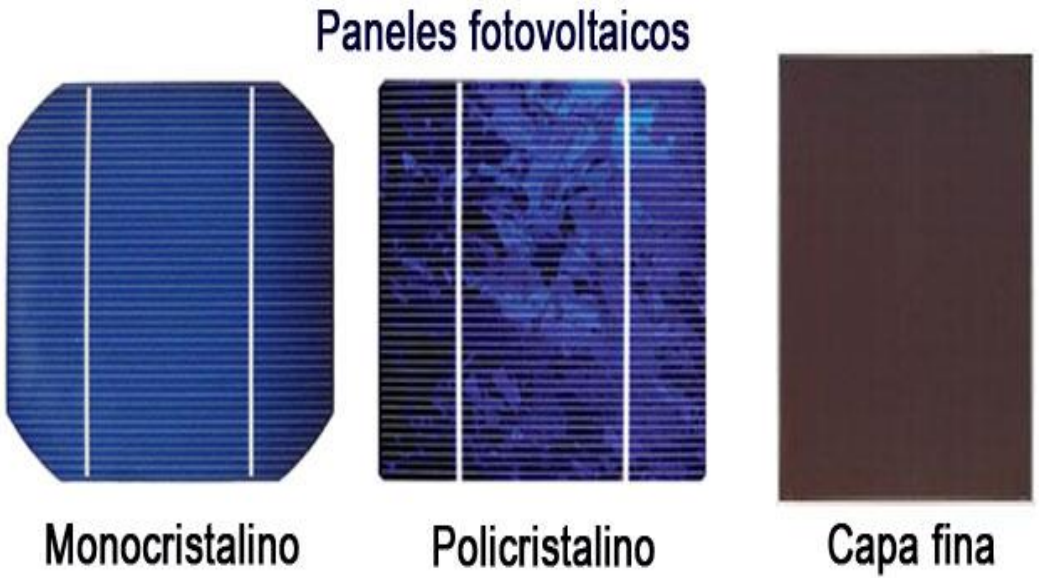


Figura 24. De izquierda a derecha; panel de silicio monocristalino, panel de silicio policristalino y panel de silicio amorfo.

Un panel solar está constituido por varias células iguales conectadas entre sí, en serie y/o paralelo de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. Como norma general, los paneles solares se fabrican disponiendo primero las células necesarias en serie para alcanzar la tensión que deseamos a la salida del generador fotovoltaico y a continuación se asocian ramales de células en serie en paralelo hasta alcanzar el nivel de corriente deseado, ver figura 25.

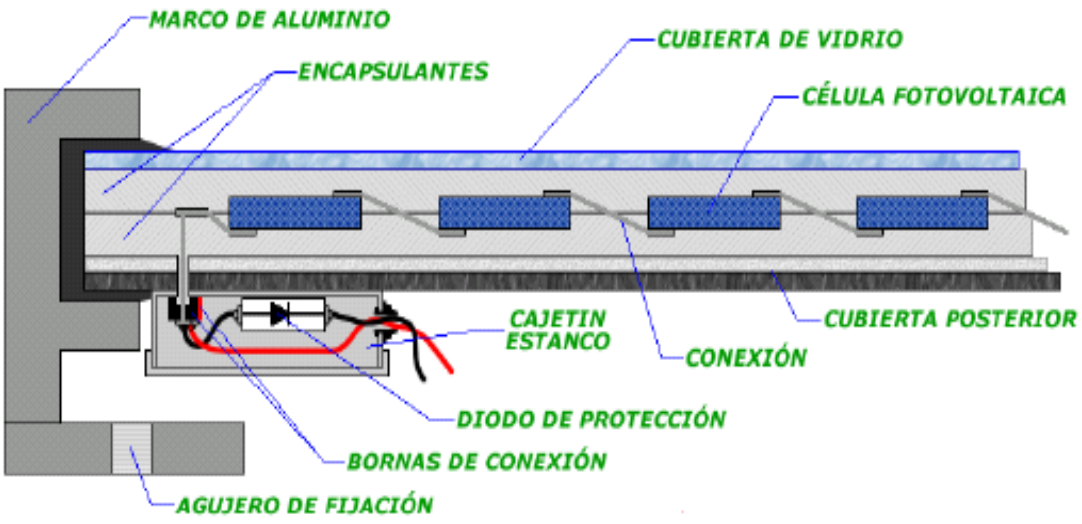


Figura 25. Elementos de un Panel Fotovoltaico.

A la hora de dimensionar nuestra instalación solar fotovoltaica, es primordial conocer los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que están en el mercado:

-Corriente de cortocircuito (ISC): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.

- Tensión de circuito abierto (VOC): es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.

- Punto de máxima potencia (Impp, Vmpp): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.

- Factor de forma (FF): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia (Impp) y la tensión de máxima potencia (Vmpp). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.

- Eficiencia y rendimiento (η): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18%.

Se pueden mostrar todos los parámetros fundamentales de un panel o módulo fotovoltaico mediante su curva "voltaje-corriente", ésta curva muestra los parámetros de tensión y corriente para máxima potencia (Impp, Vmpp), tensión a circuito abierto (VOC) y corriente de cortocircuito (ISC) de un panel y como varían respecto a la irradiancia que incide sobre ellos con temperatura de condiciones estándar de medida (25º C), ver figura 26.

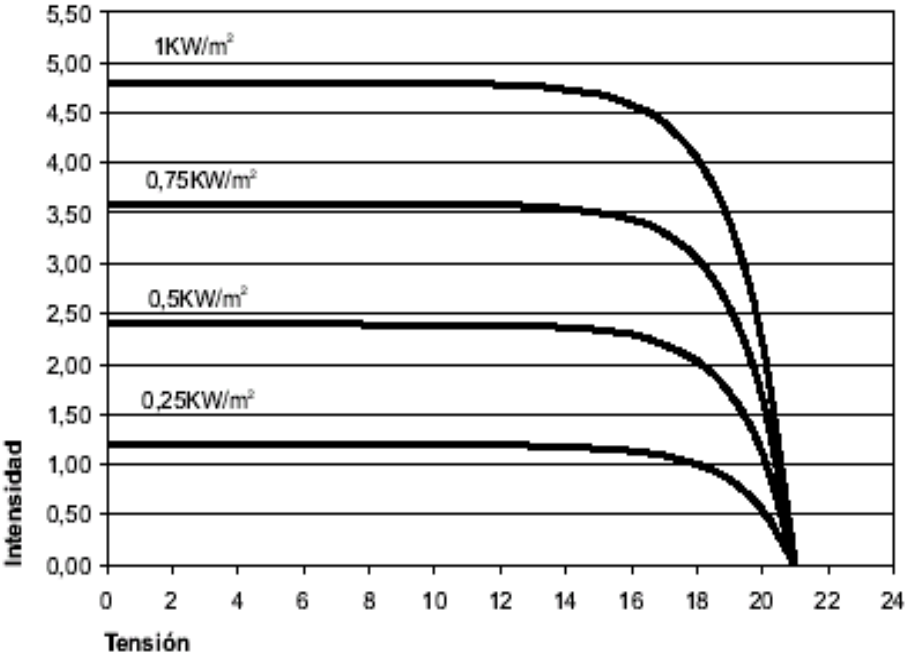


Figura 26. Curva I-V de un módulo fotovoltaico de 65 W para diferentes irradiancias a 25º C.

Todos estos parámetros fundamentales son proporcionados por los fabricantes en las fichas de características de los paneles fotovoltaicos. Debe tenerse en cuenta que éstos parámetros no son constantes ya que los fabricantes toman como referencia unas condiciones de funcionamiento

estándar conocidas como Condiciones Estándar de Medida (CEM) que son unas condiciones de irradiancia y temperatura determinadas en la célula solar, estas condiciones son:

- Irradiancia: 1000W/m2

- A nivel del mar

- Temperatura de célula: 25º C

Así pues, si las condiciones a las que se ve sometido el panel son diferentes a las del estándar de medida, el comportamiento de los paneles fotovoltaicos cambiará. La medida en que cambian los parámetros fundamentales de los paneles es de vital importancia para el diseño de la instalación ya que es muy posible que en condiciones normales de funcionamiento estemos lejos de las condiciones estándar de medida y la instalación pueda verse afectada. Para ello es necesario conocer dos parámetros importantes de los paneles:

- Coeficiente de temperatura VOC: es el coeficiente de corrección para la tensión máxima que se produce a circuito abierto cuando no existe ninguna carga conectada, este coeficiente muestra como varía la tensión con una variación de temperatura. La tensión de circuito abierto aumenta cuando la temperatura disminuye y disminuye cuando la temperatura aumenta.

- Coeficiente de temperatura ISC: es el coeficiente de corrección para la corriente máxima que se produce en el panel cuando no hay conectada ninguna carga y cortocircuitamos los bornes del panel, este coeficiente muestra como varía la intensidad con una variación de la temperatura. La intensidad de cortocircuito aumenta cuando aumenta la temperatura y disminuye cuando disminuye la temperatura.

Con estos coeficientes de temperatura, puede representarse el comportamiento de los paneles ante variaciones de temperatura observando como cambian la tensión y corriente de máxima potencia, la tensión de circuito abierto y la corriente de cortocircuito en la gráfica anterior

de "voltaje-corriente" tomando como referencia la irradiancia en condiciones estándar de medida (1000W/m2), ver figura 27.

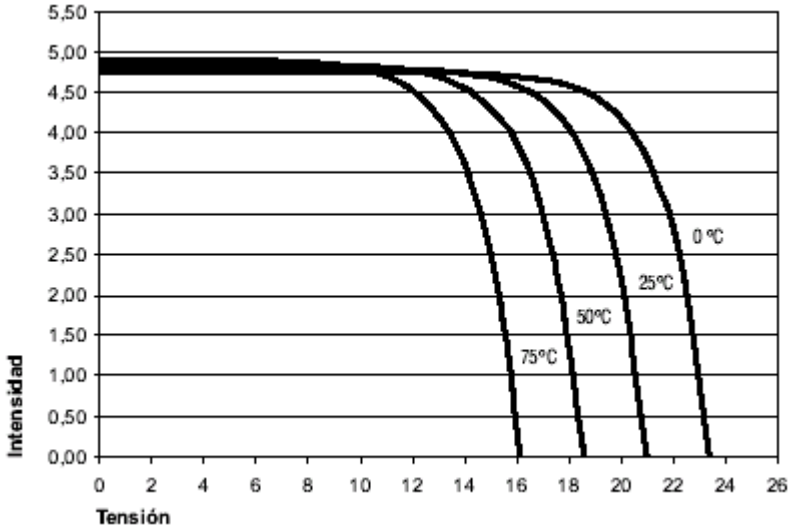


Figura 27. Curva I-V de un módulo fotovoltaico de 65 W para diferentes temperaturas a una irradiancia de 1000W/m2.

Estructura Soporte

Los módulos fotovoltaicos analizados anteriormente se colocarán sobre la denominada estructura soporte, dicha estructura soporte deberá cumplir las especificaciones de diseño de la instalación (orientación y ángulo de inclinación) y las pautas descritas en el Pliego de Condiciones Técnicas del Instituto para la diversificación y Ahorro de Energía (IDAE).

Podemos tener dos tipos de estructura soporte, fija y móvil, las estructuras fijas tienen una orientación e inclinación fija que se calcula a la hora de diseñar la instalación, esta inclinación y orientación suelen ser impuesta por la situación de la parcela o de la cubierta con una determinada inclinación y orientación, o bien las optimas para la localización donde vamos a realizar la instalación solar dependiendo de la latitud. Las estructuras móviles son aquellas utilizadas en las llamadas "huertas solares" donde los paneles pueden orientarse en trono a la posición del sol.

Ésta estructura soporte deberá resistir el peso de los módulos fotovoltaicos y las sobrecargas del viento o inclemencias del tiempo, así como las posibles dilataciones térmicas provocadas por aumentos de temperatura en diferentes estaciones del año.

La sujeción de los módulos solares deberá estar homologada para los paneles utilizados en la instalación según las especificaciones del fabricante, además las partes de sujeción de los paneles solares no deberán generar sombras indeseadas sobre los módulos. La tornillería utilizada tanto para la sujeción de los módulos fotovoltaicos como para la sujeción de la propia estructura al suelo deberá ser de acero inoxidable con excepción de estructuras de acero galvanizado en cuyo caso podrán ser tornillos galvanizados.

Inversor

Anteriormente se ha visto que los paneles solares fotovoltaicos generan potencia a partir de la radiación solar que captan, esta potencia eléctrica no es alterna sino continua con unos valores de tensión y corriente continua que depende de la disposición de los paneles. A la hora de entregar la energía eléctrica a la red, es necesario tratarla para que cumpla las características establecidas para inyectarla a dicha red, como que debe ser senoidal, con una frecuencia de 50Hz y unos valores de tensión determinados para no crear perturbaciones en a la red de suministro.

El inversor es el equipo electrónico que permite inyectar en la red eléctrica comercial la energía producida por el generador fotovoltaico. Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse errores o fallos, deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 97%, dicho

rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

Uno de los parámetros importantes que definen un inversor es el rango de tensiones al cual puede funcionar con mayor rendimiento. Esto es importante, ya que la tensión que suministran los paneles del generador fotovoltaico para entregar la máxima potencia no siempre es la misma, sino varía con la temperatura y si esta tensión aumenta o disminuye con forme disminuye o aumenta la temperatura podemos llegar a tener tensiones a la entrada del inversor superiores o inferiores a la tensión normal de funcionamiento del inversor.

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma. Algunas de las protecciones que incorporan los inversores son:

- Protección contra sobrecargas y cortocircuitos; sirven para detectar posibles fallos producidos en los terminales de entrada o salida del inversor.

- Protección contra calentamiento excesivo; si la temperatura del inversor sobrepasa un determinado valor umbral, el equipo deberá pararse y mantenerse desconectado hasta alcanzar una temperatura inferior.

- Protección de funcionamiento modo isla; para desconectar el inversor en caso de que los valores de tensión y frecuencia de red estén por fuera de

unos valores umbral para un funcionamiento adecuado al estar funcionando sin apoyo de la red.

- Protección de aislamiento; sirve para detectar posibles fallos de aislamiento en el inversor.

- Protección contra inversión de polaridad; para proteger el inversor contra posibles cambios en la polaridad desde los paneles fotovoltaicos.

Protecciones

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento.

La implantación de protecciones deberemos llevarla a cabo atendiendo a la reglamentación vigente para éste tipo de instalaciones, artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 y al Reglamento Electrotécnico de Baja tensión:

- Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.

- Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación.

- Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.

- Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).

- Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora.

- El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

- Podrán instalarse en el inversor las funciones de protección de máxima y mínima tensión y de máxima y mínima frecuencia y en tal caso las maniobras automáticas de desconexión-conexión serán realizadas por éste. En este caso sólo se precisará disponer adicionalmente de las protecciones de interruptor general manual y de interruptor diferencial automático, si se cumplen las siguientes condiciones:

a) Las funciones serán realizadas mediante un contacto cuyo rearme será automático, una vez se restablezca las condiciones normales de suministro de la red.

b) El contactor, gobernado normalmente por el inversor, podrá ser activado manualmente.

c) El estado del contactor ("on/off"), deberá señalizarse con claridad en el frontal del equipo, en un lugar destacado.

d) En caso de que no se utilicen las protecciones precintables para la interconexión de máxima y mínima frecuencia y de máxima y mínima tensión, el fabricante del inversor deberá certificar:

- Los valores de tara de tensión.

- Los valores de tara de frecuencia.

- El tipo y características de equipo utilizado internamente para la detección de fallos (modelo, marca, calibración, etc.).

- Que el inversor ha superado las pruebas correspondientes en cuanto a los límites establecidos de tensión y frecuencia.

Al tener tanto potencia continua como potencia alterna, además de equipar la instalación con las protecciones anteriores, serán necesarios dos grupos diferenciados de protecciones para cada caso que se definirán en el apartado de cálculos del proyecto:

a) Protecciones de continua: Este tipo de paramenta se instalará en la fase de potencia continua de la instalación fotovoltaica, es decir, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.

b) Protecciones de alterna: Estas protecciones se instalarán en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, desde el inversor hasta el punto de conexión de la red de suministro.

Protecciones eléctricas y equipos de medida

La conexión a la red se efectuará en la instalación de baja tensión, a través de las protecciones y sistema de medida adecuados, según normativa vigente.

Se colocarán protecciones tanto en la parte de corriente continua (DC) como en la parte de alterna (AC) según los requerimientos del RD 1699/2011 y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. La instalación contará con un cuadro de protección en el que se incluyen: interruptor magneto térmico, diferencial, fusibles y cajas de conexión apropiados para la correcta protección de la instalación.

Seguimiento y monitorización

El sistema de seguimiento y monitorización de la instalación fotovoltaica de autoconsumo se emplea para el control y supervisión de la instalación fotovoltaica. El sistema hace innecesario el control personal continuo de la instalación fotovoltaica. Gracias al análisis continuado de los datos de consumo eléctrico de las instalaciones y de generación fotovoltaica, el sistema de monitorización mide el consumo eléctrico que se realiza en la instalación permitiendo coordinar la producción fotovoltaica para obtener el mayor rendimiento de la planta solar fotovoltaica.

El sistema de monitorización almacena los datos de la instalación, transfiriéndolos en intervalos periódicos a un portal de Internet. En el portal de Internet se archivan todos los datos de la instalación que se hayan transmitido, donde quedan a disposición del titular de la instalación que los puede consultar en cualquier momento dirigiéndose a la dirección del portal. Además de disponer de una representación fácil de interpretar los datos relevantes de la instalación, se pueden evaluar de forma gráfica datos recogidos en el pasado y, de ser necesario exportarlos para un posterior procesamiento.

Mantenimiento de la instalación

Como se indica en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, deberá realizarse un plan de mantenimiento adecuado en la instalación solar fotovoltaica para asegurar el correcto funcionamiento y óptima explotación de la instalación, además de estos objetivos, con dicho plan de mantenimiento conseguiremos aumentar la eficiencia y la duración de la instalación. Dentro del plan se deberán realizar dos tipos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo: este tipo de mantenimiento consiste en inspeccionar visualmente la instalación solar y verificar que los distintos equipos como inversores y paneles solares y dispositivos como protecciones de la instalación funcionan correctamente. Según el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE, si la instalación es de potencia inferior a 5kWp, debe realizarse una visita al año como mínimo, mientras que si la instalación fotovoltaica es de potencia superior, deberá realizarse una visita cada seis meses a la instalación, en la cual deberán comprobarse las protecciones eléctricas, el estado de los módulos solares así como sus conexiones, el estado del inversor y estado de los aislamientos de los conductores.

- Mantenimiento correctivo: en este plan de mantenimiento entran todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil.

Ambos tipo de mantenimiento deberá realizarse por personal cualificado para este tipo de instalaciones fotovoltaicas y todas las operaciones llevadas a cabo deberán ser registradas en un informe técnico.

Huesca, agosto 2015

Ingeniero Técnico Agrícola

Fdo. Raúl Bercero Catalán

Proyecto Fin de Carrera

Instalación Solar Fotovoltaica para autoconsumo energético de una industria hortofrutícola con capacidad de almacenaje de 2400t de fruta fresca

2.Planos

2. PLANOS

2.1. Plano de situación

2.2. Plano planta general

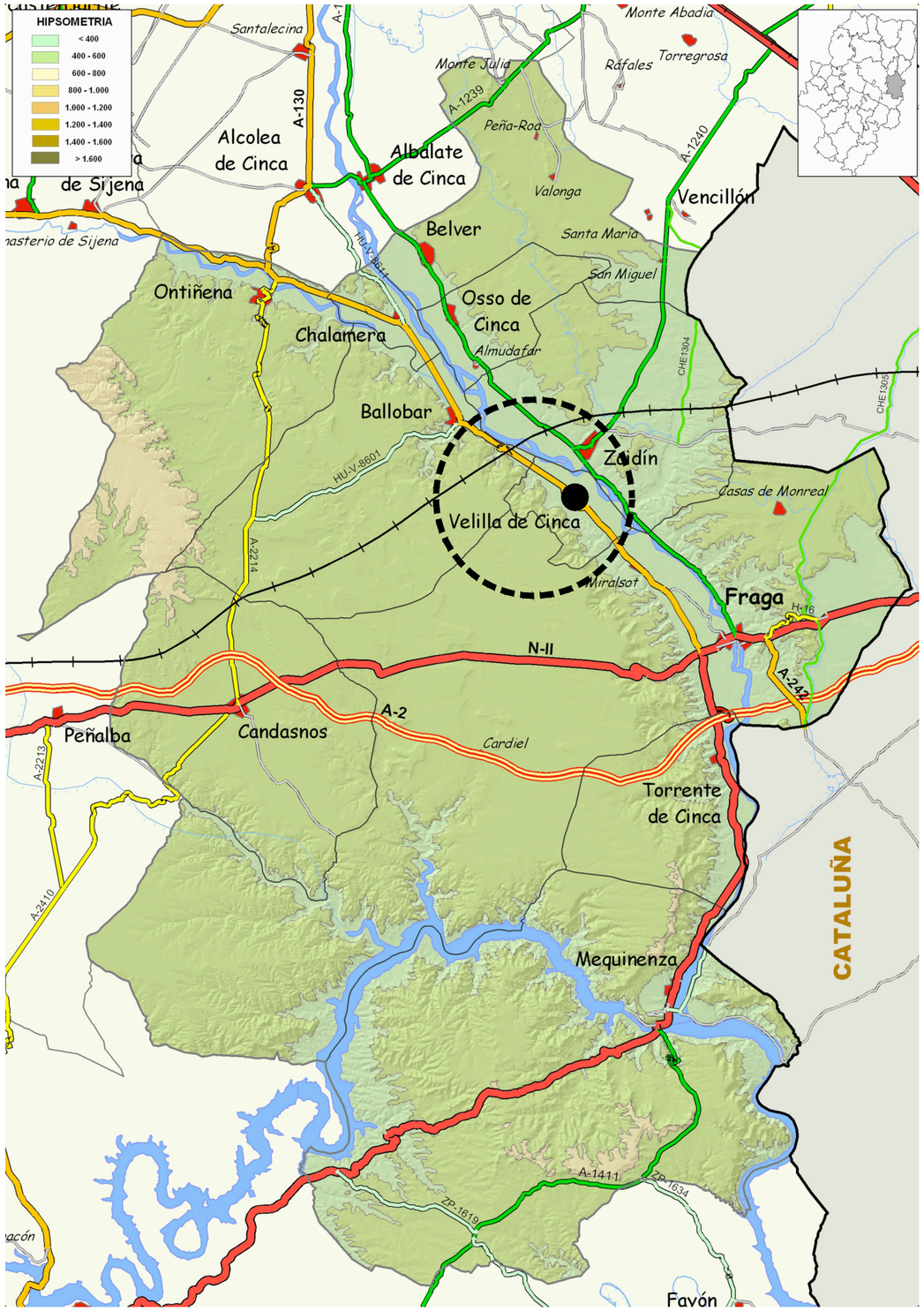
2.3. Plano planta baja y sección pórticos

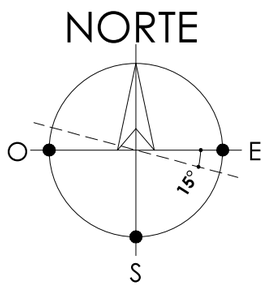
2.4. Plano de cubierta y distribución de paneles

2.5. Plano de cubierta y estructura soporte de paneles

2.6 Plano de ubicación de equipos

2.7. Esquema unifilar





escuela politécnica superior de huesca

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ENERGÉTICO DE UNA INDUSTRIA HORTOFRUTÍCOLA CON UNA CAPACIDAD DE ALMACENAJE DE 2.400 T DE FRUTA FRESCA

Plano: **SITUACION Y EMPLAZAMIENTO**

Situacion: POLIGONO 2, PARCELA 13, PLANAS. VELILLAS DE CINCA. PROVINCIA DE HUESCA

Fecha de entrega: AGOSTO DE 2015 | Escala: 1:2000 | Formato: A3

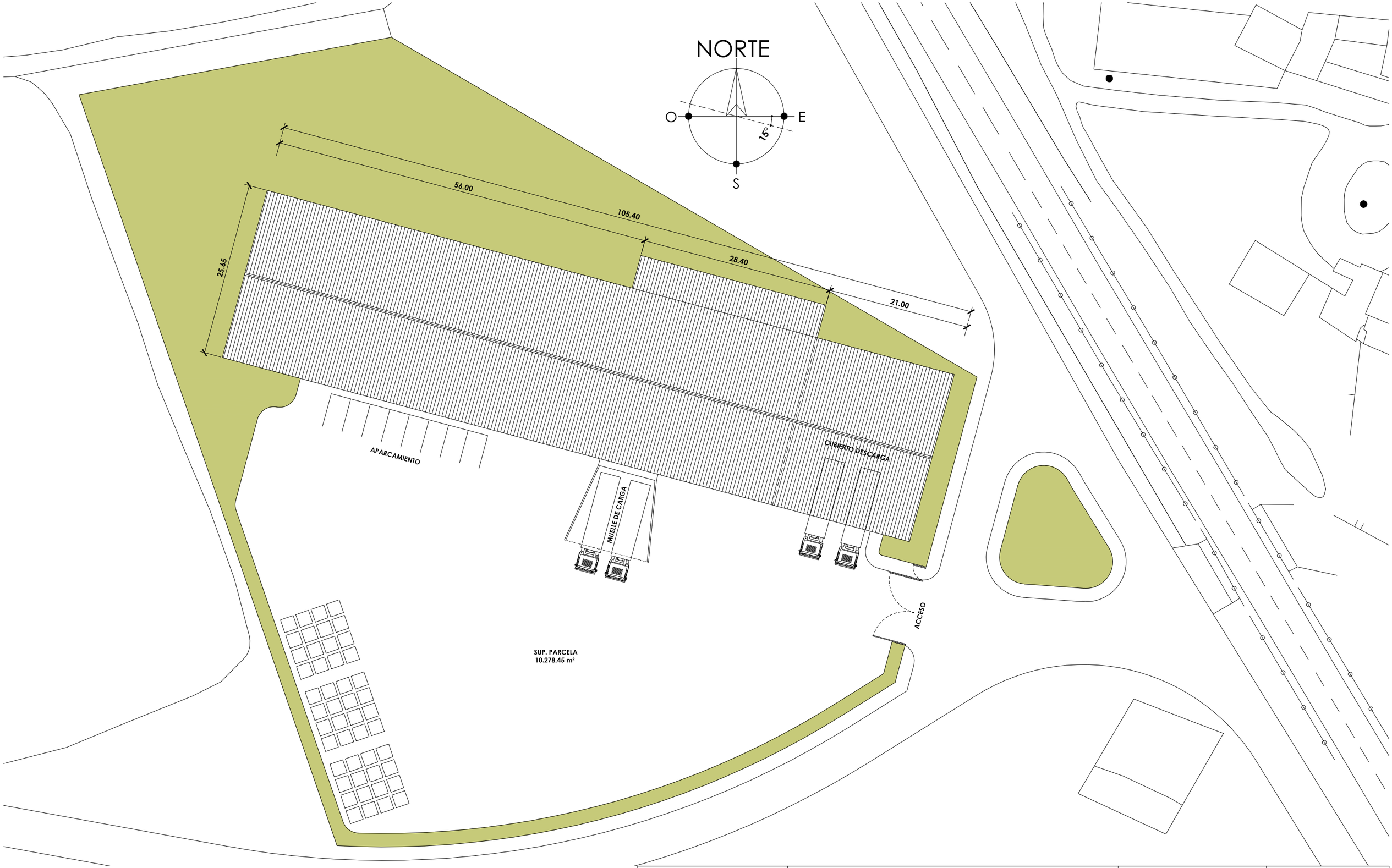
Autor: Raúl Bercero Catalan

Director del Proyecto: Mariano Vidal Cortés

Titulación: Ingeniera Técnica Agrícola

Plano Nº: 01

Universidad Zaragoza 1542



escuela politécnica superior de huesca

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ENERGÉTICO DE UNA INDUSTRIA HORTOFRUTÍCOLA CON UNA CAPACIDAD DE ALMACENAJE DE 2.400 T DE FRUTA FRESCA

Plano:

PLANTA GENERAL

Situacion: POLIGONO 2, PARCELA 13, PLANAS. VELILLAS DE CINCA. PROVINCIA DE HUESCA

Fecha de entrega: AGOSTO DE 2015 | Escala: 1:500 | Formato: A3

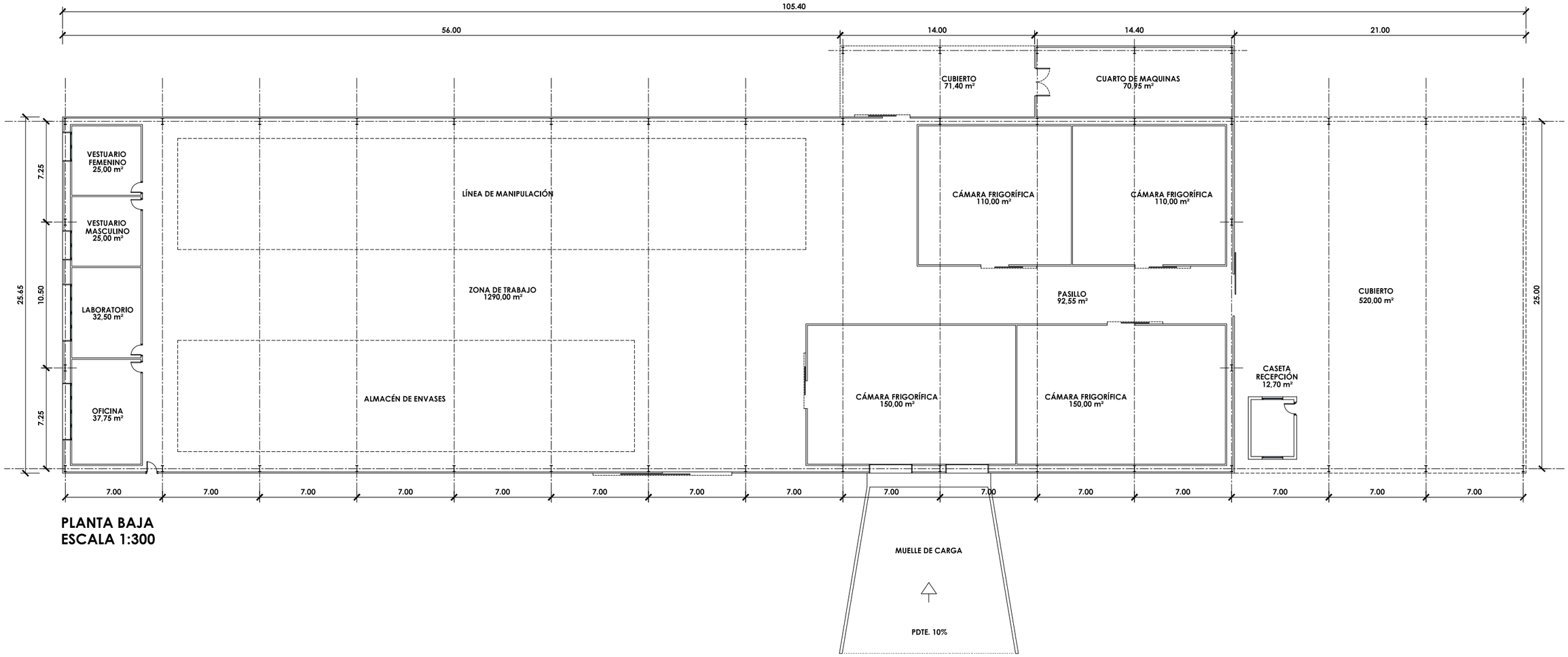
Autor:
Raúl Bercero Catalan

Director:
Mariano Vidal Cortés

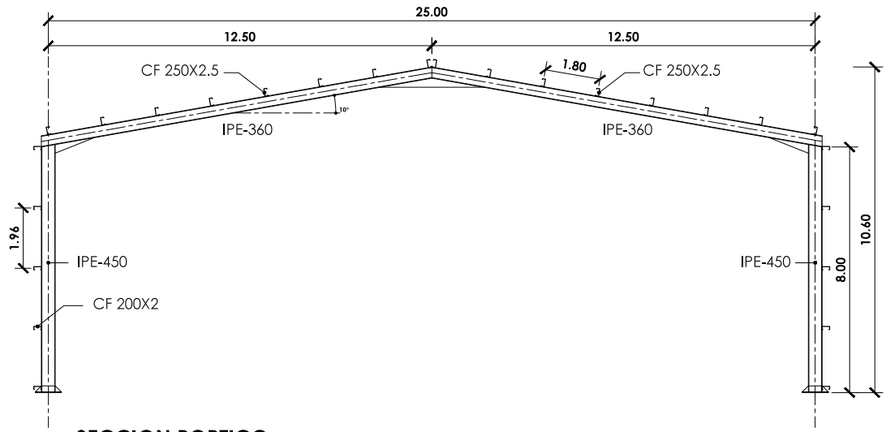
Titulación:
Ingeniera Técnica Agrícola

Plano Nº: 02

Universidad Zaragoza 1542



PLANTA BAJA
ESCALA 1:300



SECCION PORTICO
ESCALA 1:200

escuela politécnica superior de huesca

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ENERGÉTICO DE UNA INDUSTRIA HORTOFRUTÍCOLA CON UNA CAPACIDAD DE ALMACENAJE DE 2.400 T DE FRUTA FRESCA

Plano: **PLANTA Y SECCION PORTICO**

Situacion: POLIGONO 2, PARCELA 13, PLANAS. VELILLAS DE CINCA. PROVINCIA DE HUESCA

Fecha de entrega: AGOSTO DE 2015 | Escala: INDICADA | Formato: A3

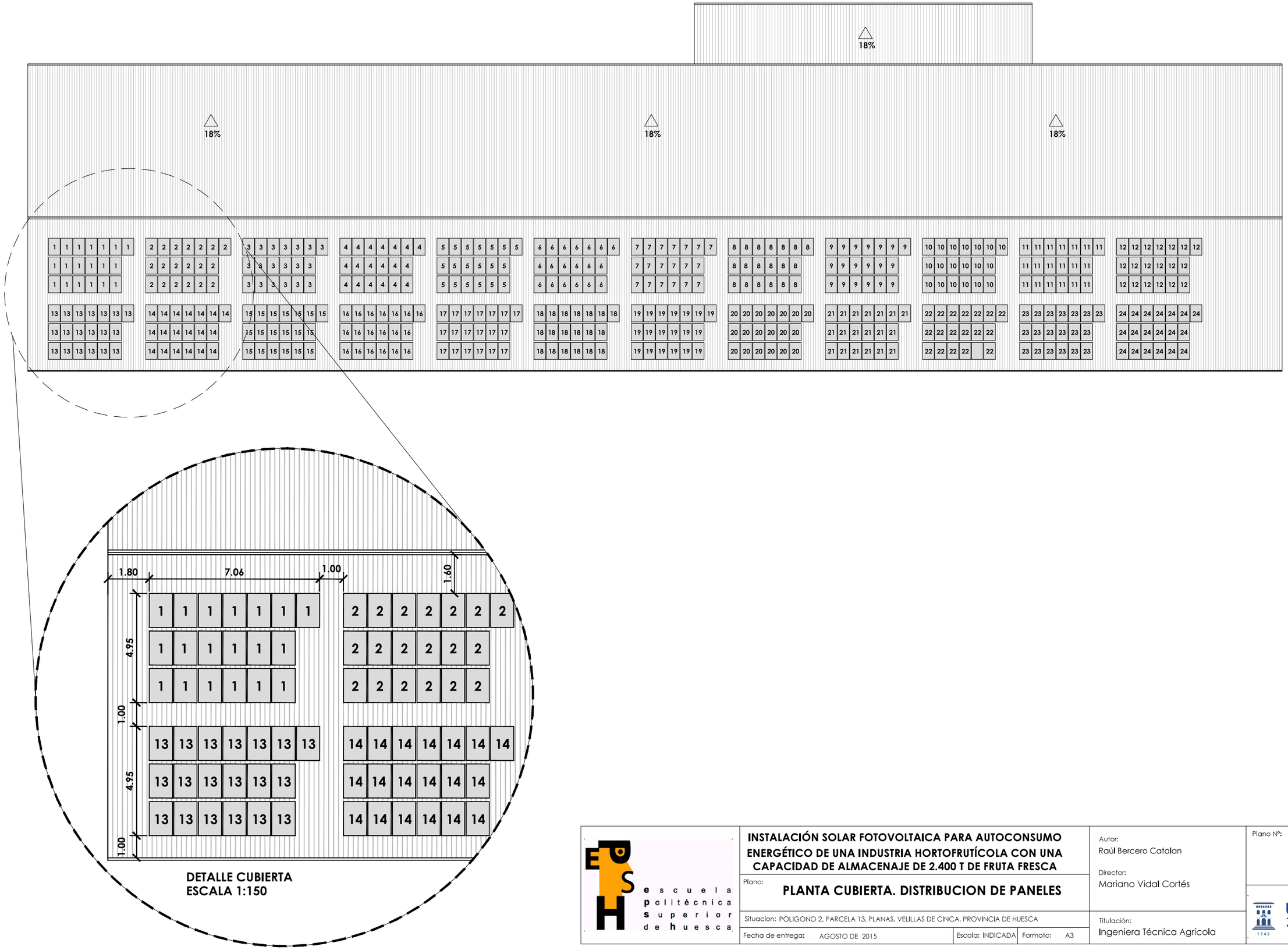
Autor: Raúl Bercero Catalan

Director: Mariano Vidal Cortés

Titulación: Ingeniera Técnica Agrícola

Plano Nº: 03

Universidad Zaragoza 1542



escuela politécnica superior de huesca

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ENERGÉTICO DE UNA INDUSTRIA HORTOFRUTÍCOLA CON UNA CAPACIDAD DE ALMACENAJE DE 2.400 T DE FRUTA FRESCA

Plano: **PLANTA CUBIERTA. DISTRIBUCION DE PANELES**

Situacion: POLIGONO 2, PARCELA 13, PLANAS. VELILLAS DE CINCA. PROVINCIA DE HUESCA

Fecha de entrega: AGOSTO DE 2015 | Escala: INDICADA | Formato: A3

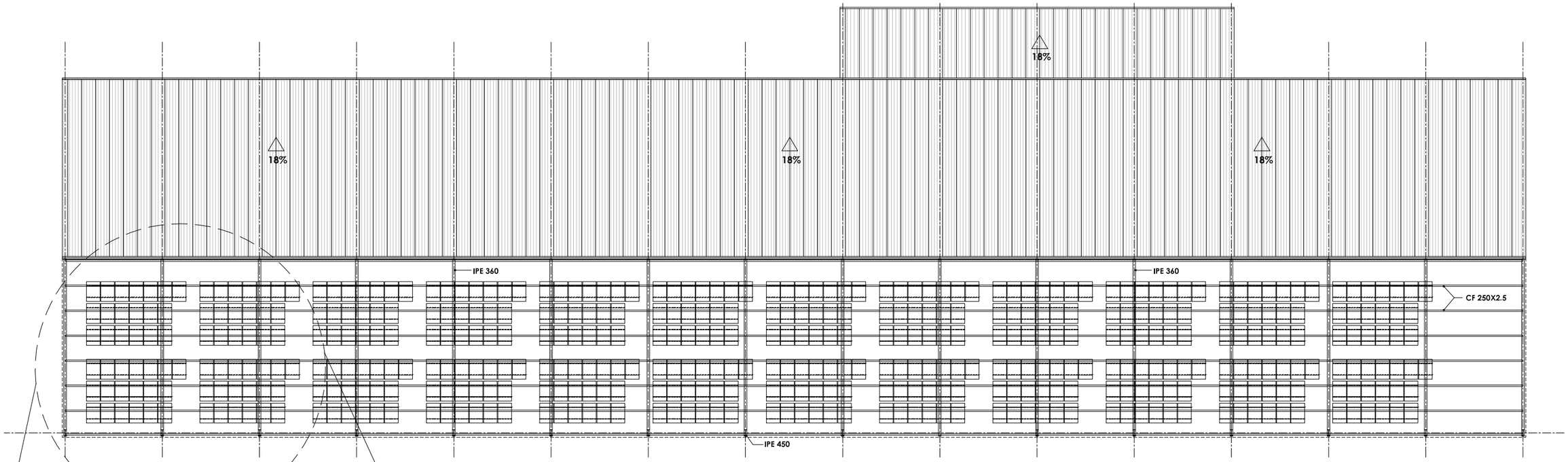
Autor: Raúl Bercero Catalan

Director: Mariano Vidal Cortés

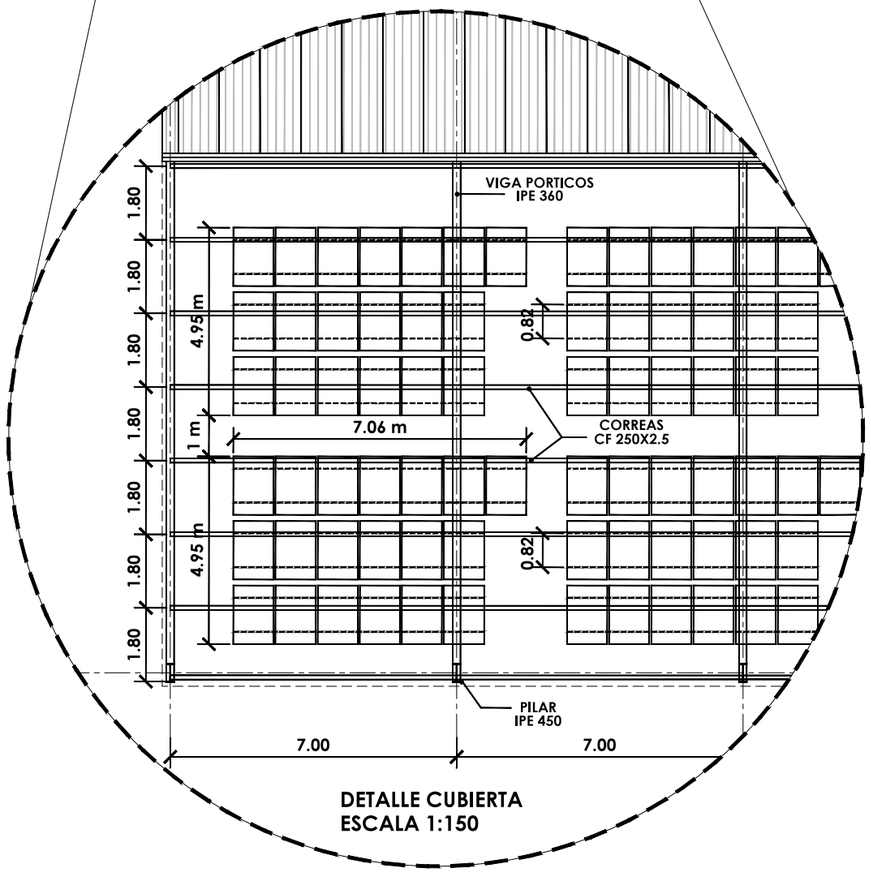
Titulación: Ingeniera Técnica Agrícola

Plano Nº: 04

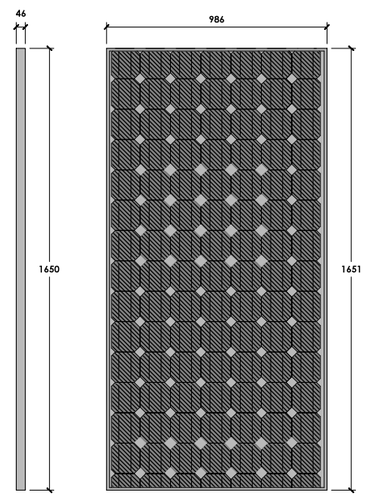
Universidad Zaragoza 1542



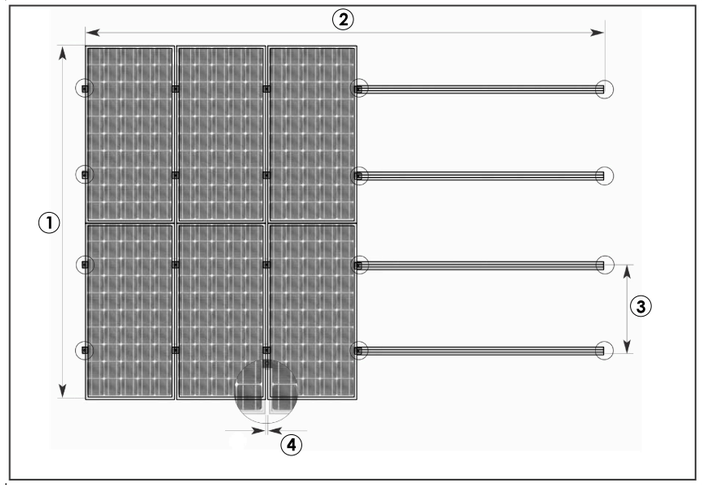
RAILES DE ESTRUCTURA SUN TOP III, PARA FIJACION DE MODULOS FV, ANCLADOS A CORREAS, Y DISPUESTO SOBRE CHAPA DE CUBIERTA



DETALLE CUBIERTA
ESCALA 1:150



PANEL FOTOVOLTAICO
Cornergy, modelo Power Plus 240P.
Medidas: 1,651x986x46 mm

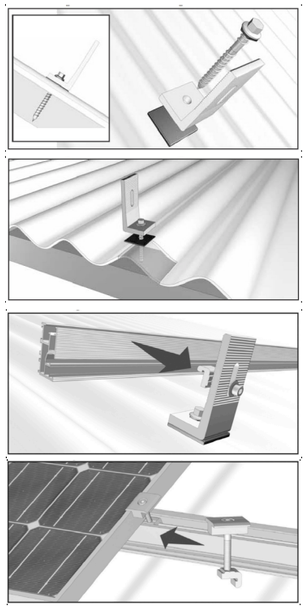


1. Altura total de cada Ramal:
Número de módulos en dirección vertical x Altura del Panel = 3ud x 1651mm = **4.953mm**

2. Ancho total de cada Ramal :
Número de módulos en dirección horizontal x (Anchura de panel + 18 mm) + 32 mm = 7ud x (986mm + 18mm) + 32mm = **7.060 mm**

3. Espaciamiento vertical de los perfiles de fijación al techo (SUN TOP III):
La ½ de altura del panel = 1651mm/2 = **825,5mm**

4. Distancia entre los módulos :
18 mm



DETALLES
Detalles de colocación de los perfiles SUN TOP III. Para la sujecion de los Paneles Fotovoltaicos.

escuela politécnica superior de huesca

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ENERGÉTICO DE UNA INDUSTRIA HORTOFRUTÍCOLA CON UNA CAPACIDAD DE ALMACENAJE DE 2.400 T DE FRUTA FRESCA

Plano:
PLANTA CUBIERTA. ESTRUCTURA SOPORTES PANELES

Situacion: POLIGONO 2, PARCELA 13, PLANAS. VELILLAS DE CINCA. PROVINCIA DE HUESCA

Fecha de entrega: AGOSTO DE 2015 | Escala: INDICADA | Formato: A3

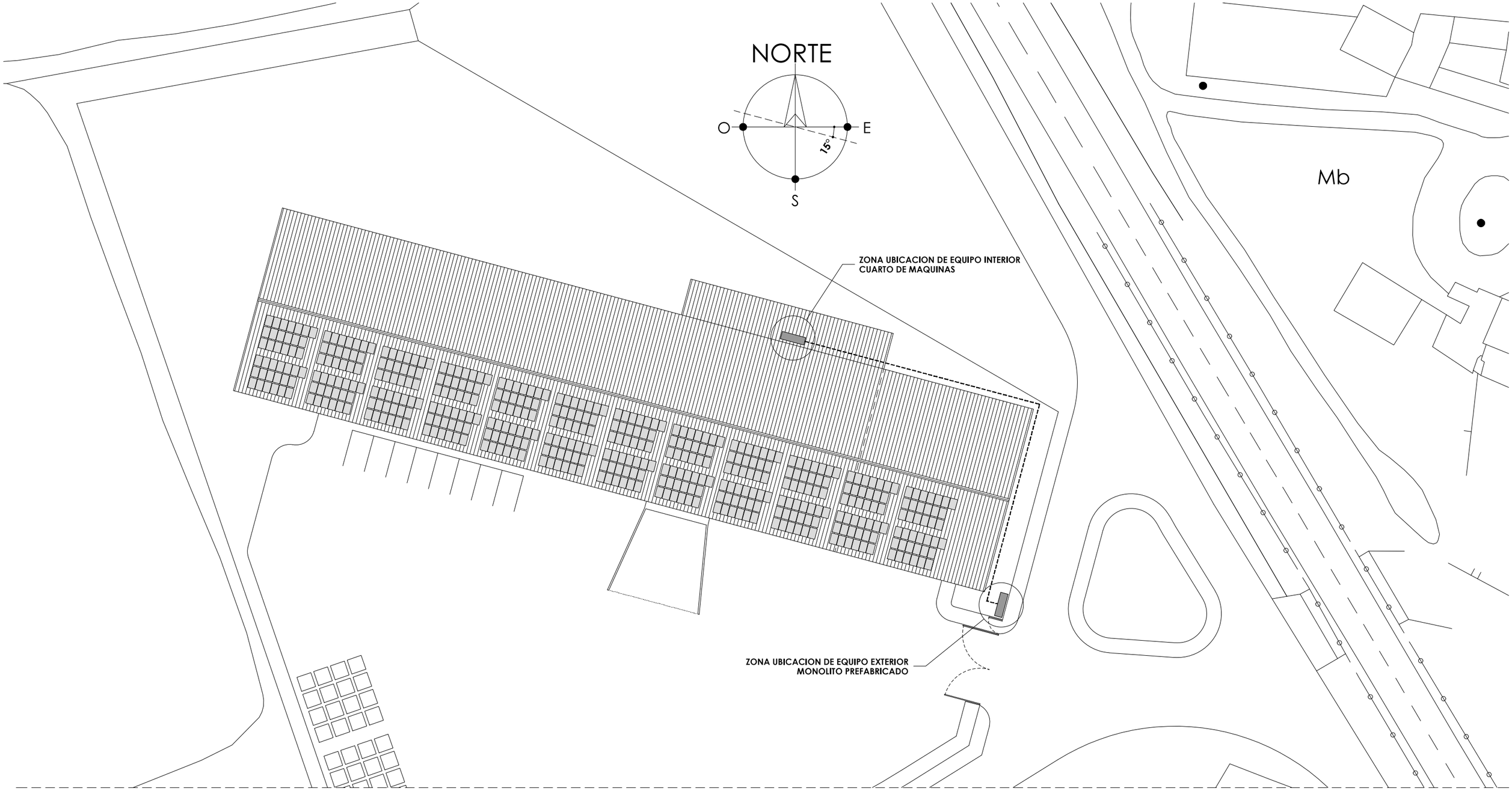
Autor:
Raúl Bercero Catalan

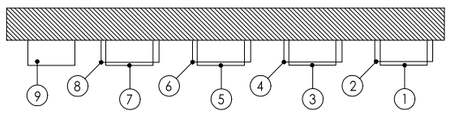
Director:
Mariano Vidal Cortés

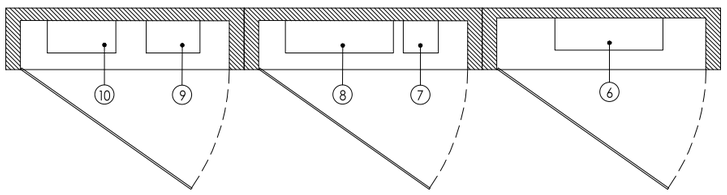
Titulación:
Ingeniera Técnica Agrícola

Plano Nº: 05

Universidad Zaragoza 1542







PUNTO	EQUIPO UBICADO EN INTERIOR NAVE
1	Cuadro de protecciones CC clasell circuito 1
2	Inversor: marca Aros Solar, modelo Sirio K25.
3	Cuadro de protecciones CC clasell circuito 2
4	Inversor: marca Aros Solar, modelo Sirio K25.
5	Cuadro de protecciones CC clasell circuito 3
6	Inversor: marca Aros Solar, modelo Sirio K25.
7	Cuadro de protecciones CC clasell circuito 4
8	Inversor: marca Aros Solar, modelo Sirio K25.
9	Cuadro de protecciones CA

PUNTO	EQUIPO UBICADO EN EXTERIOR NAVE
6	C.G.P
7	Interruptor magnetotermico de compañia
8	Equipo de medida, contador bidireccional
9	Cuadro Protecciones CA existentes
10	Cuadro Protecciones CA fotovoltaica

escuela politécnica superior de huesca

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ENERGÉTICO DE UNA INDUSTRIA HORTOFRUTÍCOLA CON UNA CAPACIDAD DE ALMACENAJE DE 2.400 T DE FRUTA FRESCA

Plano:

UBICACION DE LOS EQUIPOS. PLANTA GENERAL

Situacion: POLIGONO 2, PARCELA 13, PLANAS. VELILLAS DE CINCA. PROVINCIA DE HUESCA

Fecha de entrega: AGOSTO DE 2015 | Escala: 1:500 | Formato: A3

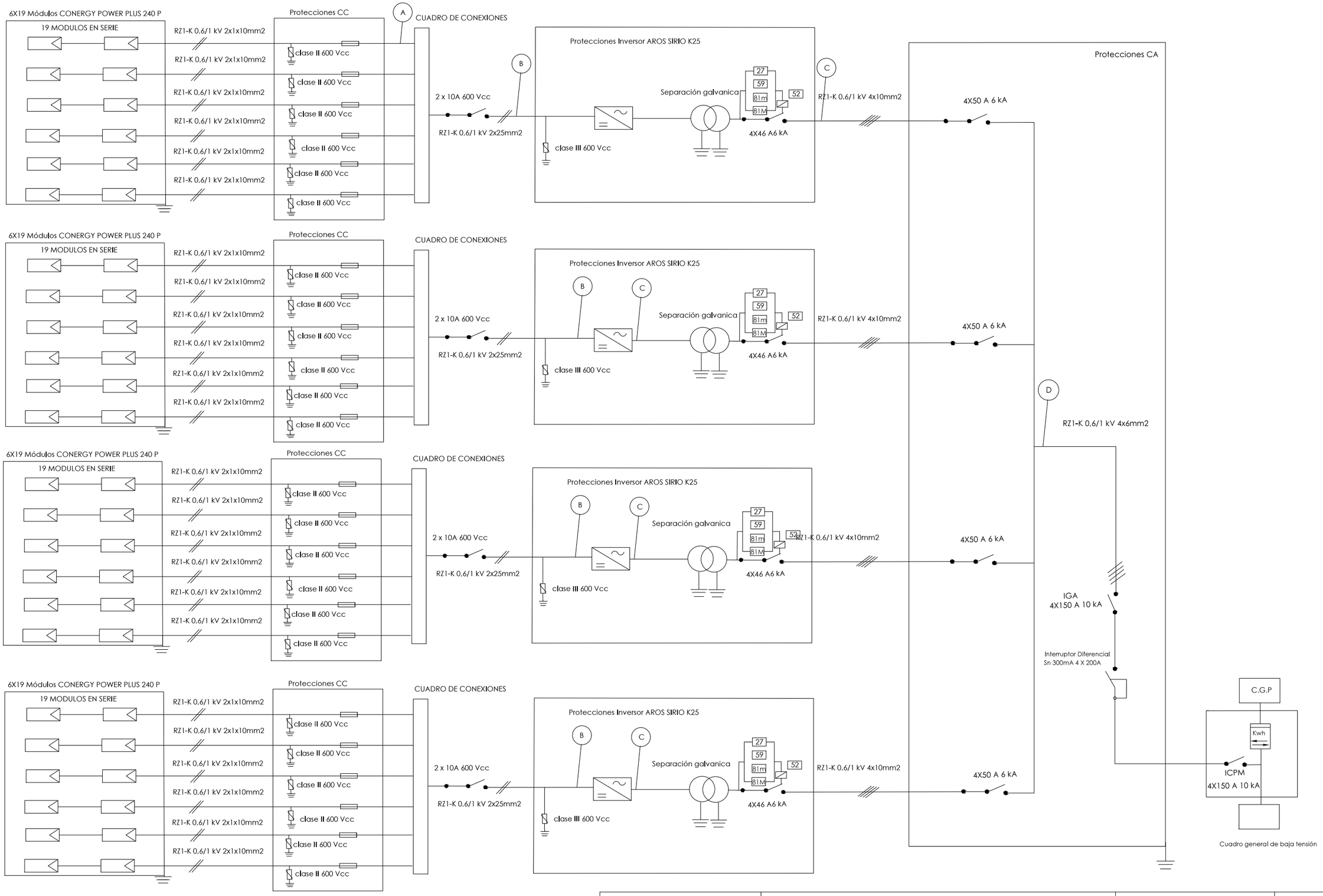
Autor:
Raúl Bercero Catalan

Director:
Mariano Vidal Cortés

Titulación:
Ingeniera Técnica Agrícola

Plano Nº: 06

Universidad Zaragoza 1542



PUNTO	TENSIÓN	TENSIÓN
A	564,3 V cc	8,15 A cc
B	564,3 V cc	48,9 A ca
C	3x230/400 V ca	36 A ca
D	3x230/400 V ca	144A ca

escuela politécnica superior de huesca

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA AUTOCONSUMO ENERGÉTICO DE UNA INDUSTRIA HORTOFRUTÍCOLA CON UNA CAPACIDAD DE ALMACENAJE DE 2.400 T DE FRUTA FRESCA

Plano: **ESQUEMA UNIFILAR B.T.**

Situacion: POLIGONO 2, PARCELA 13, PLANAS. VELILLAS DE CINCA. PROVINCIA DE HUESCA

Fecha de entrega: AGOSTO DE 2015 | Escala: S/ESCALA | Formato: A3

Autor: Raúl Bercero Catalan

Director: Mariano Vidal Cortés

Titulación: Ingeniera Técnica Agrícola

Plano Nº: 07

Universidad Zaragoza 1542

Proyecto Fin de Carrera

Instalación Solar Fotovoltaica para autoconsumo energético de una industria hortofrutícola con capacidad de almacenaje de 2400t de fruta fresca

3.Pliego de condiciones técnicas

3 PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

En lo relativo a las condiciones técnicas mínimas que debe reunir la instalación objeto del proyecto, se observara lo establecido en el documento ´´instalaciones de energía solar fotovoltaica – pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red PCT-C-REV. Julio 2011

Los documentos del Proyecto, en su conjunto, con las particularidades que pudieran establecerse, constituyen un contrato que determina y regula las obligaciones y derechos de las partes:

Promotor, contrata las obras y paga su ejecución

Contratista, suministra los materiales y ejecuta las obras.

Las dudas en la aplicación de este proyecto serán resueltas por el Peticionario, oídos el Proyectista y el Director de obra, pasando a ser inmediatamente ejecutivas las decisiones tomadas, sin menoscabo del derecho que asiste al Contratista de efectuar las reclamaciones oportunas por la vía adecuada para ello.

Este Pliego de Condiciones rige las obras e instalaciones del Proyecto al que pertenece.

3.1 Disposiciones a tener en cuenta

Por el carácter de estas obras se deberán tener en cuenta y prevalecerán sobre este Pliego de Condiciones:

La normativa particular de la Compañía Distribuidora, aprobada por la Administración Autonómica correspondiente y vigente en el momento de ejecutar las instalaciones.

La normativa sobre prevención de riesgos laborables

La normativa técnica de carácter general y particular, incluso normas UNE en vigor, que puedan afectar a la ejecución, los materiales y las unidades de obra incluidas en este Proyecto.

3.1.1 Condiciones generales

Las obras a las que se refiere este proyecto son de reforma y nueva instalación. Esto se tendrá en cuenta a la hora del aprovechamiento de instalaciones anteriores, y en lo referente a unidades de obra y a los materiales que han entrado a formar parte de la misma. Esto afecta particularmente al empleo de materiales o elementos que hayan tenido un uso anterior, que podrán ser rechazados llegado el caso.

3.1.2 Control de la obra y Libro de órdenes

Las obras se ejecutarán con estricta sujeción al Proyecto y a sus eventuales modificaciones debidamente formalizadas, y bajo las órdenes e instrucciones de la Dirección de Obra. En caso de reiteración en la ejecución de unidades defectuosas, o cuando estas sean de gran importancia, la Propiedad podrá optar, previo asesoramiento de la Dirección facultativa, por la resolución de contrato sin perjuicio de las penalizaciones que pudieran imponer a la Contrata en concepto de indemnización.

Las órdenes e instrucciones que en interpretación del proyecto diere la Dirección facultativa, o las incidencias de la construcción que esta detecte, deberán consignarse por escrito en el Libro de Órdenes, Asistencias e Incidencias que a tal efecto prescriban las normas vigentes. Este libro se llevará desde el comienzo de la obra y al producirse su recepción, se entregará a su propietario una copia del mismo. La Dirección facultativa registrará en el todas las vistas de obra que hiciere durante el transcurso de la obra.

3.1.3 Replanteo de obra

Antes de iniciarse la obra, la dirección facultativa, en presencia del Contratista, comprobará el replanteo que previamente se hubiese hecho del Proyecto, con el fin de verificar la realidad geométrica de la obra y la

viabilidad del propio proyecto. Del resultado de las actuaciones precedentes se dejará constancia en acta que suscribirán los comparecientes.

En lo sucesivo no se admitirán errores mayores de 1/500 de las dimensiones genéricas, y se respetarán los márgenes de error indicados en las condiciones generales de ejecución del resto de las unidades de obra. La Dirección Facultativa controlará todos esos trabajos, si bien, en cualquier caso, el Contratista será totalmente responsable de la exacta ejecución del replanteo, alineaciones, etc.

Cabrán replanteos parciales si la obra se acomete por fases, aplicándose lo dicho para cada uno de ellos.

3.1.4 Obligaciones del contratista

El Contratista, como es natural, debe realizar todos los trabajos de acuerdo con lo especificado en el Proyecto al que este Pliego de condiciones pertenece. Hasta que tenga lugar la recepción definitiva de lo ejecutado, el Contratista es el único responsable de ello y de las faltas y defectos que pudieran existir, por su mala ejecución o por la deficiencia calidad de los materiales empleados o apartados colocados, sin que pueda servir de excusa, ni otorgue derecho alguno, la circunstancia de que no advierta la Dirección de obra.

Así mismo será de su responsabilidad la correcta conservación de las diferentes partes de la obra, una vez ejecutadas, hasta su entrega.

Es responsabilidad del contratista:

Adoptar los sistemas de prevención y asumir las consecuencias de los accidentes laborales que sucedan a los operarios, ateniéndose a lo dispuesto en la legislación vigente.

Cumplir las Ordenanzas y disposiciones Municipales en vigor

Para los impuestos o árbitros en general, municipales o de otro origen, sobre cortes de calles, vallas, accesos, acometidas provisionales,

alumbrado, etc. cuyo abono deba hacerse durante el tiempo de ejecución de las obras y por conceptos inherentes a los propios trabajos que se realizan.

Si por decisión de la Dirección de obra se introdujese mejora, presupuestos adiciones o reformas, el Constructor queda obligado a ejecutarlas, con la baja o nivel de precios correspondiente conseguidos en el acto de adjudicación, siempre que el aumento no sea superior al 10% del presupuesto de la obra. En caso contrario mediará acuerdo expreso sobre precios y condiciones del Promotor.

El contratista además, debe:

Verificar las operaciones de replanteo y alineación, previa entrega de las referencias por la Dirección de la Obra

Firmar las actas de replanteo y recepción

Presenciar las operaciones de medición y liquidaciones, haciendo las observaciones que estime justas sin perjuicio del derecho que le asiste para examinar y comprobar dicha liquidación

Ejecutar cuando sea necesario para la buena construcción y aspecto de las obras, aunque no esté expresamente estipulado en este Pliego o Proyecto.

No podrá subcontratar la obra total o parcialmente, sin autorización escrita de la Dirección, no reconociéndose otra personalidad que la del Contratista o su apoderado.

Tomar a su cargo cuanto personal sea necesario, a juicio de la Dirección Facultativa, para cumplir los plazos establecidos o las condiciones de ejecución.

No podrá, sin previo aviso y sin consentimiento de la Propiedad y Dirección Facultativa, ceder ni traspasar sus derechos y obligaciones a otra persona o entidad.

En caso de fuerza mayor y siempre que no exista actuación imprudente por parte del Contratista, este tendrá derecho a una indemnización por los daños y perjuicios que se le hubiere producido.

Tendrán la consideración de casos de fuerza mayor los siguientes:

Los incendios causados por la electricidad atmosférica

Los fenómenos naturales de efectos catastróficos, como maremotos, terremotos, erupciones volcánicas, movimientos del terreno, huracanes, inundaciones catastróficas y otros semejantes.

Los destrozos ocasionados violentamente en tiempo de guerra, robos tumultuosos, o alteraciones graves de orden público.

3.1.5 Calidades

Las obras a que se refiere el proyecto son de reforma y de nueva planta, e implican materiales nuevos. El contratista podrá someter a la consideración de la Dirección facultativa el aprovechamiento de materiales en instalaciones anteriores. Si estos fuera aprovechables, el Promotor y el Contratista llegaran a un nuevo acuerdo en tal sentido, plasmado por escrito, precisando en qué medida se modificarán las unidades de obra del Presupuesto y qué materiales y qué precios han de entrar a formar parte de las mismas.

Esta posibilidad afecta al empleo de materiales o elementos que hayan tenido anterior uso, y no perjudica la facultad de la Dirección de obra de rechazarlos, incluso después de instalarlos, si no mediante el acuerdo expreso del párrafo anterior.

3.1.6 Mediciones y certificaciones

El contratista recibirá, con la periodicidad que se pacte, las certificaciones de la Dirección de obra, conteniendo la descripción de las partidas del Presupuesto que ya hayan sido completamente ejecutadas y, si así lo acordó con el Promotor, las mediciones de aquellas que, ya iniciadas, no se hubieran rematado, pudiéndose requerir del Contratista una garantía que asegure los pagos a que darían lugar.

Algunos criterios que rigen la forma de efectuar las mediciones son las siguientes:

- Las operaciones necesarias para medir unidades de obra ocultas o enterradas serán de cuenta del Contratista si no se advirtió a la Dirección facultativa oportunamente para su medición.
- La longitud de las líneas tendidas se determinará por su proyección sobre el suelo, sin contar los tramos ascendentes ni descendentes, ni cocas ni vueltas de cableado.
- Las unidades de obra se entienden terminadas cuando sólo falte su puesta en funcionamiento, es decir, estén listas para entrar en servicio o cumplir la función para la que se ejecutaron.
- Todas las mediciones serán rectificables por la medición final, que será definitiva. Por esas causas, el pago de certificaciones parciales no implica la aceptación ni recepción de las obras parciales.
- El Contratista auxiliará materialmente a la Dirección de obra en el recuento y verificación de lo ejecutado, siendo de su cuenta los gastos en que se incurra para satisfacer especiales valoraciones o mediciones en su interés.

Recibidas las certificaciones, el Contratista facturará en el plazo de 15 días los importes correspondientes al Promotor, quien estará obligado a su pago, reducido en un 10%, o en las condiciones que ambos hubieran acordado. Los abonos tienen el concepto de pagos a cuenta sujetos a las rectificaciones y variaciones que se produzcan en la medición final y sin suponer, en forma alguna, aprobación y recepción de las obras que comprende.

El Contratista tendrá también derecho a percibir abonos a cuenta u importe por las operaciones preparatorias realizadas como instalaciones y acopio de materiales o equipos de maquinaria pesada adscritos a la obra, en las condiciones que se señalen en los respectivos Pliegos de cláusulas administrativas particulares y conforme al régimen y los límites que con carácter general establezca la legislación vigente, debiendo asegurar los referidos pagos mediante la presentación de garantía.

No se admitirán aumentos de obra que no hayan sido autorizados expresamente por la Dirección facultativa. Si el Contratista los ejecutare, no podrá cobrarlo de no existir esa autorización previa, que deberá contemplar, además, el acuerdo de precios sobre las nuevas unidades en caso de no existir en el Proyecto.

3.1.7 Recepción de la instalación

Una vez terminadas las instalaciones se procederá a su recepción provisional, para la cual será necesaria asistencia de un representante del Promotor, del Director de obra y del Contratista.

Del resultado de la recepción se extenderá un acta por triplicado, firmada por los tres asistentes antes indicados. Sera condición indispensable para proceder a la recepción provisional la entrega por parte de la contrata a la Dirección Facultativa de la totalidad de los planos de obra y de las instalaciones realmente ejecutadas, así como sus permisos de uso correspondientes, lo que incluye la autorización de puesta en funcionamiento de las instalaciones por parte de los organismos competentes.

Si las instalaciones se encuentran en buen estado y han sido ejecutadas con arreglo a las condiciones establecidas, se darán por recibidas provisionalmente, comenzando a correr en dicha fecha el plazo de garantía contractualmente establecido, o en su defecto el plazo de 3 meses. La Dirección de obra procederá inmediatamente a su medición general y definitiva, con precisa asistencia del Contratista.

Transcurrido el plazo de garantía legal se producirá la recepción definitiva de las instalaciones. Los gastos de conservación y reparación durante el periodo comprendido entre la recepción parcial y la definitiva podrán correr a cargo del Contratista si así se pacto a la recepción provisional. De lo contrario correrán a cargo del Promotor.

La recepción definitiva se llevará a cabo con las mismas formalidades que la provisional. Si se encontraran las instalaciones en perfecto estado de uso y conservación ser darán por recibidas definitivamente, y quedará el

Contratista relevado de toda responsabilidad de conservación, reforma, reparación y otras que la ley determine, quedando subsistentes la responsabilidad civil y las demás garantías que establezca la normativa vigente.

De no poderse llevar a cabo la recepción provisional o la definitiva, se estará a lo que disponga el Director de obra en cuanto a concesión de plazos de subsanación, ampliación de los de garantía e incluso resolución del contrato con pérdida de fianzas, si hubiera lugar.

3.2 Condiciones particulares de las instalaciones eléctricas: calidad de los materiales y métodos de ejecución

3.2.1 Excavaciones

El Contratista tomará las medidas necesarias para dejar el menor tiempo posible abierto las excavaciones. Se emplearán medios mecánicos neumáticos, no estando autorizado el uso de explosivos. En caso de inundación de las excavaciones será preciso desecarlas completamente y hormigonar en el acto para evitar desprendimientos de las paredes.

Las tierras sobrantes, así como los restos de hormigonado, deberán ser transportados al vertedero por cuenta del Contratista. Por su cuenta serán también todos los daños que se causen, salvo fuerza mayor o los aceptados por la Dirección de obra.

3.2.2 Canalizaciones y arquetas

Las canalizaciones subterráneas se construirán con tubo corrugado de PVC doble capa, interior liso, de color rojo y diámetro mínimo 160 mm, dejando siempre un tubo de reserva de iguales características a los instalados, especialmente en los cruces de vías de circulación. Las zanjas serán lo más rectas posible, y su trazado deberá quedar inequívocamente señalado por las arquetas que se interpondrán en cada cambio de dirección, para dividir

los tramos de más de 30 m, o en los cruces de calles y carreteras. En estos cruces se buscará la perpendicular a la vía atravesada.

En caso de no especificarse su diámetro en el Proyecto, este se fijará de acuerdo con lo establecido en el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

3.2.3 Trazado de líneas

Los conductores de todos los circuitos constituirán líneas conforme al Reglamento Electrotécnico para Baja tensión es especial siguiendo la ITC-BT-30.

Las de baja tensión se ejecutarán de acuerdo con las técnicas y posibilidades previstas en la instrucción técnica ITC-BT-07 'redes subterráneas para distribución en baja tensión'.

Ningún cable resultará dañado en su cubierta, y mucho menos en su aislamiento, a causa de la manipulación que sufrirá para su instalación por dichos métodos. Los tramos dañados serán remplazados por tramos intactos.

3.2.4 Puesta a tierra

Las puestas a tierra serán registrables, con arqueta rematada interiormente y tapa y marco de fundición para acera. No se colocarán en lugares donde puedan ser pisadas por vehículos pesados ni semi-pesados (turismos).

Las soldaduras aluminotérmicas que deban darse por indicación de este Proyecto o a requerimiento de la Dirección de Obra, serán efectuadas de forma que quede garantizada la unión permanente entre el conductor de cobre y la placa o pica que en cada caso constituya el electrodo de tierra. Dicha unión será, a su vez, un contacto eléctrico de resistencia óhmica indetectable con los equipos de medida usuales.

En caso de utilización de perrillos o grapas, el resultado debe ser idéntico al descrito anteriormente.

La Dirección de Obra procederá a la inspección, aparte del estado aparente de las conexiones, se comprobará su rigidez mecánica mediante pequeños golpes con un martillo o herramienta apropiada. Todas las soldaduras o uniones que resulten defectuosas serán dadas de nuevo por cuenta del Contratista o ejecutor de la instalación.

El resultado de la instalación de puesta a tierra será una red equipotencial por cada línea de alumbrado, que se unirá a la puesta a tierra de su centro de mando, como todas las que parten de él.

3.2.5 Materiales

Los materiales situados a la intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP54 y los de interior IP32.

Como principio general se debe asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico básico de clase I. Se recomienda la utilización, siempre que sea posible, de equipos de clase II.

Se dispondrá de la certificación del fabricante que asegure la compatibilidad de los equipos electrónicos empleados con la normativa comunitaria sobre Seguridad eléctrica y Compatibilidad electromagnética.

El panel fotovoltaico deberá venir certificado por algún laboratorio europeo reconocido, requisito que se acreditará mediante la presentación del certificado correspondiente. El módulo llevará claramente visible e indeleble la indicación del modelo, identificación del fabricante, y el número de serie trazable a la fecha de fabricación que permita su identificación individual.

La potencia máxima y la corriente de cortocircuito reales de cada módulo, referida a las condiciones estándar de medida, STC, deberán estar comprendidas en el margen de +/- 10% de los respectivos valores nominales de catálogo.

El rendimiento medio de cada módulo no será inferior al 65%, teniendo en cuenta las pérdidas por dispersión de parámetros, suciedad y pérdidas normales de operación.

El inversor debe asegurar un correcto funcionamiento en todo el margen tensiones permitidas a su entrada. En particular, debe asegurar que la tensión y frecuencia de salida estén entre los siguientes márgenes, cualquiera que sea la combinación de factores de funcionamiento:

$-5\% < V_{nom} < +5\%$ siendo $V_{nom} = 220V_{rms}$ ó 230 V_{ms}

Frecuencia = 50 Hz +/-2%

El inversor deberá entregar la potencia nominal de forma continuada y estable dentro de todo margen de temperatura que indique su fabricante.

El inversor deberá venir provisto de transformador de separador de circuitos (aislamiento galvánico) en su salida de lado de corriente alterna, o bien un dispositivo electrónico de eficacia totalmente similar.

3.2.6 Soportes solares

Los soportes solares se ejecutarán con perfiles metálicos soldados o atornillados, formando un conjunto totalmente resistente a la corrosión en todas sus partes. Se podrá trabajar, por tanto, con acero inoxidable, acero galvanizado en caliente, aluminio y materiales plásticos, cuidando especialmente los remates y evitando en todo momento golpes, ralladuras y desperfectos similares que puedan reducir la resistencia a la corrosión de la instalación.

La ejecución respetará escrupulosamente la configuración adoptada para las estructuras. El Contratista será responsable de obtener la aprobación escrita del Director de obra para cualquier desviación que se introduzca en obra respecto de las condiciones de cálculo.

3.2.7 Acometida y contadores

La acometida se realizará de acuerdo con la instrucción técnica ITC-BT 07 Redes subterráneas para distribución en baja tensión, el documento normativo de endesa MT o similar según corresponda, Proyecto tipo de línea subterránea de baja tensión, y normas concordantes con él.

El módulo de medida será de las siguientes características:

- Se alojará en un módulo apto para su colocación en exterior, empotrado, de cuerpo de poliéster auto extinguible reforzado con fibra de vidrio y tapa opaca.
- Vendrá dotado de placa de protección transparente en policarbonato, de 3 mm de espesor, con la etiqueta de 'Riesgo eléctrico' tamaño AE-05.
- La placa base será de poliéster, mecanizada para el montaje de un contador electrónico
- El neutro será seccionable con borne bimetálico de 50mm^2 y tornillos para la fijación de contadores en latón.
- Dispondrá de un seccionador marcado con el texto 'Bloqueo Cía. Eléctrica'.
- El cierre de la puerta será de triple acción (inoxidable) mediante llave triangular, con posibilidad de bloqueo de candado y apertura 180º.
- El cableado interior será conforme a la compañía suministradora.

3.3 Disposición final

La aceptación de la obra contemplada en el Proyecto al que este Pliego de Condiciones hace referencia, e incluso el concurso o la presentación de ofertas económicas de ejecución al Promotor del mismo, supone la aceptación incondicional, por parte del Contratista o de quien concurra, de todas sus cláusulas y especificaciones, y la aceptación de la decisión irrevocable del Técnico que suscribe en caso de controversias de toda índole surgidas de su interpretación o aplicación en la práctica.

Huesca, agosto 2015

Ingeniero Técnico Agrícola

Fdo. Raúl Bercero Catalán

Proyecto Fin de Carrera

Instalación Solar Fotovoltaica para autoconsumo energético de una industria hortofrutícola con capacidad de almacenaje de 2400t de fruta fresca

4. Presupuesto

4. PRESUPUESTO, DESCOMPUESTOS Y MEDICIONES.

	A.-INSTALACIÓNPLANTA FOTOVOLTAICA DE 100 kW	CantPres	PrPres	euros
Capítulo	**1.- ELEMENTOS DE FIJACIÓN Y MECANICOS**			**9.849,60**
Partida	ESTRUCTURA FIJACIÓN CONERGY SUNTOP III	109.440	0,09	9.849,60
	Suministro e instalación en cubierta ligera previamente preparada para trabajar en ella, de estructura de fijación Conergy Sun Top III para 456 Placas solares fotovoltaicas,109,44 kW consistente en hileras de railes de aluminio extruido EN AW 6060/6063 para paneles de 46 mm de espesor, piezas de unión entre railes, piecerio de fijación en acero inoxidable incluyendo espárragos de doble rosca para anclaje de railes a correas en tejado ondulado cada 1,2 m, fijaciones bilaterales y fijaciones unilaterales, incluyendo medios materiales auxiliares. Totalmente instalado y verificado.			
Capítulo	**2.- INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA**			**86.892,62**
Partida	MÓDULO FV CONERGY POWERPLUS 240P			
	Modulo fotovoltaico conergy power plus con 60 células policristalinas de potencia 240 Wp con tolerancia +3%, clase de protección eléctrica II s/IEC 61215, características eléctricas principales, Vmpp= y corriente Impp= , en armazón de aluminio, con dimensiones totales 1,651x986x46 mm, dotado de toma de tierra, grado de protección IP65 con 4 diodos By-pass, conexión mediante enchufe multicontacto (MC3), bornera atornillable, incluso accesorios y parte proporcional de pequeño material para	456	167,04	76.170,24

fijación a estructura.

Partida	INVERSOR AROS SIRIO K25	4,00	2.174,03	8.696,12

Suministro e instalación en montaje superficial en interior de nave, de inversor Aros sirio K25 trifásico para una potencia nominal de 25 kW, potencia máxima de CC 28 kWp, rango de tensiones CC 330-700 V, tensión CC máxima de 800v, intensidad máxima CC de 80 Acc por MPPT y rendimiento euro 94,9%, tensión de salida 400 V CA 50Hz, THD< 3 %, factor de potencia > 0,99, consumo propio 32 W, incorporando módulo de conexión de strings con portafusiles en cada uno de los polos e interruptor- seccionador en carga para desconexión lado CC , y módulo de potencia con las funciones de vigilancia del aislamiento con alarma en caso de RISO < 500 ohmios, transformador de alta frecuencia para realizar la separación galvánica entre la parte de CC y la red CA, posibilidad de conexión a tierra mediante la instalación de fusible y la activación software que incorpora, interruptor de interconexión interno para la desconexión automática de la red en caso de fallo de esta reenganche automático, protección interna de máxima y mínima frecuencia (81m, 81M), protección interna de máxima (3x2x27) y mínima tensión (3x59), relé/ contador de bloqueo de protecciones , activado por las protecciones anteriores y posibilidad de rearme automático a los 3 minutos de la normalización de la red. control de temperatura interna mediante sistema de ventilación regulada y limitación de

	potencia integrada, incluyendo programación, completamente montado, probado y funcionando.			
Partida	KIT SEGUIMIENTO SUN READER Y NZR TRANFORMER METER Suministro e instalación de equipo de seguimiento y monitorización para control de producción de instalación fotovoltaica integrado con kit Conergy Sun Reader para montaje en carril Din con sensor de temperatura e irradiación, con fuente de alimentación 240 Vca/12 V CC, incluyendo transformador de medida directa NZR, conexionado, instalado, probado y funcionado.	1,00	2.026,26	2.026,26
Capítulo	**3.-EQUIPOS DE CONEXIONADO Y PUESTA EN MARCHA**			**6.244,18**
Partida	CABLEADO, CANALIZACIONES Y CONECTORES LADO CC Suministro e instalación de cableado de 456 módulos en cubierta hasta caja de protecciones CC en fachada mediante cable PV-1F TECSUN de pirelli en nivel de aislamiento 0,6/1kV, de sección 10 mm2 de conductor de cobre electrolítico clase 5, material de aislamiento HEPR 120 ^{0} C y cubierta EVA 120 ^{0}C doble capa, de temperatura máxima en régimen permanente de 90 ^{0}C y 250 ^{0}C para cortocircuito , apto para instalaciones fijas o móviles, interiores o a la intemperie y temperaturas de -40 ^{0} C a 90 ^{0}C, no propagador de la llama, no propagador del incendio. libre de halógenos, con baja emisión de humos opacos, muy baja emisión de gases corrosivos, baja emisión de gases tóxicos, resistencia al ozono, resistencia a los rayos UV, resistente a la absorción de agua, instalado al aire, fijado a la	1,00	916,62	916,62

	estructura de aluminio mediante abrazaderas de acero inoxidable, conectores multicontacto MC· para hasta 1000V y 30 A, cable tipo Afumex Pirelli 1000V de sección 1x 35=mm2 de cobre para puesta a tierra, 2 tubos de acero galvanizado de 2,5 m del suelo, completamente acabado incluyendo medios y materiales auxiliares.			
Partida	CONJUNTO DE APARAMENTA DE MANDO Y PROTECCIÓN CC Suministro e instalación de protecciones en el lado de CC integradas por 6 fusibles KLK d10 calibre 10 A de intensidad de corto circuito hasta 10 KA a 600 Vcc de longitud 38,1 mm y diámetro 10,31 mm a instalar en bases portafusibles de caja de conexiones de inversor , 6 descargadores de sobretensiones para montaje en carril DIN tipo DG M Y PV SCI para hasta 1000 V CC, clase II s/ IEC61643 tipo 2, s/ IEC-61643-11 Itot (8/20 ms)= 40 kA, Up<= 4kV, 4 interruptores-seccionadores en carga con 4 contactos seriados 10 A 600 V CC, U imp 4 kV, pletina de puesta a tierra, todo ello montado en caja de conexionado de CC modelo CONERGY IPG smart Connect de 8 entradas y 2 salidas para montaje mural, con cerradura, incluyendo materiales auxiliares, todo ello instalado conexionado y comprobado.	4,00	2.884,64	2.884,64
Partida	CONJUNTO DE APARAMENTA DE MANDO Y PROTECCIÓN CA Suministro e instalación de armario de superficie tipo kaedra de doble aislamiento (clase II) IP-65 IK-09 de 2x12 módulos IEC 60436-3, DE 460x448x160 mm, alojado en su interior un interruptor magneto térmico 4P Curva C In=150 A PdC=10kA 400 Vca, 4 interruptores magneto térmicos C60N 4P Curva C In=40A PdC= 6kA, todos ellos s/UNE EN 60947-2, un interruptor de 150 A	1,00	502,31	502,31

	sensibilidad 300 mA s /UNE EN 61008, incluyendo medios materiales auxiliares, instalado, conexionado y probado.			
Partida	CABLEADO Y CANALIZACIONES LADO CA Suministro e instalación de cableado y canalización fija en superficie lado CA, consistente en conductor RZ1-K(AS) de 4x10mm2 tipo afumex 1000V s/UNE 21123-4, en montaje fijo en superficie, en el interior de tubo rígido UNE50086-2-1 grado 4321 libre de halógenos, no propagador de llama M20 grapado a pared mediante abrazadera de plástico 0,5 m, desde salida de cada inversor hasta cuadro de distribución CA y hasta cuadro exterior, conexionado, acabado, incluyendo racores, abrazaderas y materiales auxiliares.	1,00	352,26	352,26
Partida	ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA Suministro e instalación de sistema de puesta a tierra para instalación FV, consiste en electrodo de picas alineadas con 14 m de conductor de cobre desnudo de clase 2 según norma UNE 21022 de 35mm2 de sección instalado a 0,8 m de profundidad (12 metros enterrados) y 4 picas de Ac Cu 14,6 mm de diámetro y 2 m de longitud según UNE 21056, terminales de cobre por presión para cable de 35 mm2 arqueta de puesta a tierra , para una resistencia mediada inferior a 30 ohmios, grapas y elementos de fijación a paramenta de la caseta y tubo de protección de bajada en acero galvanizado D=32 mm y L=1.5 m, incluyendo materiales y medios auxiliares.	1,00	91,41	91,41
Partida	ENSAYOS Y PUESTA EN MARCHA	1,00	1.496,94	1.496,94

	Realización de ensayos previos a la puesta en marcha de la instalación fotovoltaica consistente en un análisis de la calidad de la onda en el punto de conexión, emisión de certificado de cumplimiento de los niveles de emisión de armónicos de acuerdo con el artículo 13 de RD 1663/2000, acta de puesta en marcha, y cuantos ensayos y certificaciones sean requeridos por ENDESA como requisito para el conexionado a red de la instalación fotovoltaica.	
Capítulo	**4.-PRESUPUESTO DE SEGURIDAD Y SALUD**	**1.754,84**

RESUMEN DE PRESUPUESTO		
Capítulo	1.-ELEMENTOS DE FIJACIÓN Y MECANICOS	9.849,60
Capítulo	2.-INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	86.892,62
Capítulo	3.-EQUIPOS DE CONEXIONADO Y PUESTA EN MARCHA	6.244,18
Capítulo	4.-PRESUPUESTO DE SEGURIDAD Y SALUD	1.754,84

TOTAL	104.741,24
	13.616,36
	6.284,47
suma de G.G y B.I	19.900,83
26.174,83	7.560,00
TOTAL PRESUPUESTO	150.816,90

Huesca, agosto 2015

Ingeniero Técnico Agrícola

Fdo. Raúl Bercero Catalán

Proyecto Fin de Carrera

Instalación Solar Fotovoltaica para autoconsumo energético de una industria hortofrutícola con capacidad de almacenaje de 2400t de fruta fresca

5. Estudio Básico de Seguridad y Salud

5 ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

Este Estudio Básico de Seguridad y Salud establece, durante la construcción de las obras, las previsiones respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de los trabajos de reparación, conservación y mantenimiento, y las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

Debe servir para dar unas directrices básicas a la empresa constructora para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos profesionales, facilitando su desarrollo bajo el control de la Dirección Facultativa, de acuerdo con el R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, en el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

5.1 Características de la obra

5.1.1 Situación y descripción de las obras

La situación de la obra a realizar y la descripción de la misma se recogen en el Documento MEMORIA del presente Proyecto. Además:

No se trata de túneles, galerías, conducciones subterráneas ni presas.

El Presupuesto de ejecución por contrata al que equivale el Proyecto es inferior a 450.000 €.

5.1.2 Plazo de ejecución y mano de obra

De acuerdo con lo expresado en este Proyecto, el plazo de ejecución se estima en

Plazo de ejecución estimado = 56 días de trabajo

Número máximo de operarios simultáneos = 4

Jornadas de trabajo totales = 14

En consecuencia, y en aplicación del artículo 4 del citado R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, en el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, resulta obligatorio que el Promotor encargue, en fase de redacción del Proyecto, un ESTUDIO BASICO DE SEGURIDAD Y SALUD.

5.2 Unidades constructivas que componen las obras

La obra/instalación a ejecutar consiste en una instalación fotovoltaica generadora de electricidad para autoconsumo, de potencia nominal 100 KW sobre la cubierta de la nave de una industria hortofrutícola sita en Velilla de Cinca. La secuencia de trabajos a realizar es la siguiente:

- Colocación de la estructura portante de los módulos fotovoltaicos.
- Colocación de inversores.
- Colocación de los módulos fotovoltaicos y cableado de los mismos.
- Conexión de los inversores y montaje de cuadro eléctrico.
- Conexión a red de la instalación.

A continuación se hace un desarrollo detallado por capítulos de los riesgos y de las medidas preventivas que habrá que adoptar y que serán tenidas en cuenta para la confección del Estudio básico de Seguridad y Salud de la obra.

5.2.1 Instalación de la estructura portante de los módulos fotovoltaicos

Descripción de los trabajos:

El trabajo consiste en la colocación, sobre la cubierta, de las estructuras metálicas sobre los que van colocados los módulos fotovoltaicos. Las piezas se colocan atornillándolas entre sí y a la cubierta, según planos. Los perfiles metálicos son de aluminio, con un peso máximo de 1,25 kg/m. no presentando bordes cortantes.

Equipos de trabajo utilizados:

Herramientas manuales: martillo, palanca, destornillador, etc.

Herramientas eléctricas: atornillador de batería.

Riesgos más frecuentes:

Caídas desde altura.

Caídas al mismo nivel.

Caída de objetos.

Golpes, cortes en las manos.

Medidas preventivas de seguridad:

Prohibido el trabajo en solitario. Previamente, se asegurará que la zona de trabajo (cubierta) estará protegida de caídas a distinto nivel, mediante barandilla firme (150 kg/m) de 0,90 m. de altura mínima, con listón intermedio y rodapié.

En caso de no poder proceder a la colocación de la valla, los trabajadores deberán ir sujetos mediante amarre de seguridad, que irá sobre a puntos de anclaje rígidos, sólidos, con dos puntos de amarre por trabajador y que permitan la libertad de movimientos. En el caso de utilizar este método, anteponiendo las protecciones individuales sobre las colectivas, deberá ser justificado por la Dirección Facultativa.

Se guardará en todo momento un correcto orden y limpieza, retirando inmediatamente del suelo cualquier objeto punzante o peligroso.

El transporte manual de perfiles se realizará siempre con guantes y calzado de seguridad.

Se recomienda que las piezas largas sean manejadas por dos operarios.

Se comprobará previamente la ausencia de redes eléctricas y canalizaciones de gas en las proximidades.

Protecciones personales:

Casco de seguridad.

Gafas de seguridad cuando se utilice martillo.

Guantes de seguridad.

Calzado de seguridad plantilla de acero y puntera metálica reforzado.

5.2.2 Instalación de los inversores

Descripción de los trabajos:

Los inversores se transportan hasta el lugar de trabajo en camión. Se colocan sobre una estructura para realzar su apoyo sobre el pavimento. Cada inversor pesa 300 kg, siendo sus dimensiones 555x720x1200 mm.

Equipos de trabajo utilizados:

Herramientas manuales.

Atornillador eléctrico de batería.

Escalera de mano (ocasionalmente).

Riesgos más frecuentes:

Caídas al mismo nivel.

Caída de objetos.

Golpes.

Atropellos y golpes con vehículos.

Medidas preventivas de seguridad:

El cableado de los módulos se realizará con guantes aislantes.

El cableado y conexionado de los inversores sólo podrá ser realizado por personal cualificado para ello, en posesión del carné de instalador electricista.

Previamente a la realización de los trabajos, se verificará que la herramienta presenta un correcto estado, especialmente en lo relativo a su aislamiento, quedando prohibidas las reparaciones improvisadas por los operarios.

Prohibición de realizar estos trabajos en solitario.

Se señalizará el riesgo eléctrico en los inversores.

En todo momento seguirán las indicaciones sobre escaleras manuales.

El manejo de los inversores para su colocación, se hará siempre por medios mecánicos.

Medidas preventivas de seguridad:

Casco.

Calzado de seguridad con puntera y suela reforzada.

Guantes de seguridad y aislantes.

5.2.3 Colocación y cableado de los módulos fotovoltaicos

Descripción de los trabajos:

Los módulos se colocan, uno a uno, sobre la estructura fija. Se colocan a mano, entre dos operarios y se fijan mediante abrazadera y tornillo con atornillador eléctrico de batería. Cada módulo pesa 19,6 kg. y no presenta

bordes cortantes. El cableado de los módulos se realiza a mano, conectando los cables que vienen preparados a tal efecto, de forma que no hace falta realizar empalmes ni utilizar herramienta de ningún tipo (el cable viene preparado con aislamiento para evitar contactos directos aislamiento de clase II). Los cables de salida común para cada grupo de módulos se fijan, a mano, en los enganches preparados de la estructura. Por último, se colocan sobre la cubierta y las paredes las abrazaderas y bandejas por donde discurre el cableado de continua, utilizando herramienta manual y eléctrica.

Equipos de trabajo utilizados:

Atornillador eléctrico de batería.

Herramienta manual.

Herramienta eléctrica: taladro.

Escalera manual.

Riesgos más frecuentes:

Caídas desde altura.

Caídas al mismo nivel.

Caída de objetos.

Golpes.

Sobreesfuerzos.

Medidas preventivas de seguridad:

Prohibido el trabajo en solitario.

Previamente, se asegurará que la zona de trabajo de cubierta estará protegida de caídas a distinto nivel, mediante barandilla firme (150 kg/m) de 0,90 m. de altura mínima, con listón intermedio y rodapié.

En caso de no poder proceder a la colocación de la valla, los trabajadores deberán ir sujetos mediante amarre de seguridad, que irá sobre a puntos de anclaje rígidos, sólidos, con dos puntos de amarre por trabajador y que

permitan la libertad de movimientos. En el caso de utilizar este método, anteponiendo las protecciones individuales sobre las colectivas, deberá ser justificado por la Dirección Facultativa.

El transporte manual de los módulos se realizará siempre por dos personas, con guantes y calzado de seguridad.

Previamente a la realización de los trabajos, se verificará que la herramienta presenta un correcto estado, quedando prohibidas las reparaciones improvisadas por los operarios.

Se seguirá lo indicado en el sobre manejo manual de cargas.

Se seguirá lo indicado sobre utilización de escaleras manuales.

Medidas preventivas de seguridad:

Casco de seguridad.

Calzado de seguridad con puntera y suela reforzada.

Guantes de seguridad.

Gafas de seguridad.

5.2.4 Conexionado de inversores y cuadros eléctricos

Descripción de los trabajos:

El trabajo consiste en montar realizar el cableado y las conexiones eléctricas del cuadro de la instalación, así como la conexión de los inversores entre sí y con el cableado de continua que viene del campo de placas.

Equipos de trabajo utilizados:

Herramientas manuales y eléctricas propias de electricista.

Escalera de mano.

Riesgos más frecuentes:

Caídas de personas al mismo o a distinto nivel.

Golpes y cortes por manejo de herramientas manuales.

Caída de objetos.

Lesiones por sobreesfuerzos y posturas forzadas continuadas.

Electrocución o quemaduras por maniobras de trabajo incorrectas o mal estado de la instalación.

Incendios y explosiones

Medidas preventivas de seguridad:

El montaje sólo podrá ser efectuado por instalador autorizado. Corresponde al coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra la verificación de dicha cualificación.

Prohibido trabajar en solitario.

La conexión de las herramientas eléctricas sólo se hará mediante tomas y alargaderas normalizadas.

Se mantendrá el lugar de trabajo limpio y libre de obstáculos, realizando al menos una limpieza diaria, al final de la jornada. Si bien no existe un riesgo significativo de incendio o explosión, se tendrá especial cuidado de eliminar la presencia de materiales o sustancias inflamables, a fin de evitar riesgo de incendio y explosión.

Diariamente, y siempre antes de la realización de los trabajos, se realizará una inspección visual para comprobar que el estado de las herramientas, sus cables y conexiones es el adecuado. Se desecharán aquellas que presenten desperfectos tales como cables sueltos, elementos mal apretados, etc.

Se seguirán las instrucciones del fabricante en cuanto al manejo, revisiones, transporte y almacenamiento de herramientas eléctricas, equipos de trabajo y equipos de protección individual.

La iluminación no será inferior a 100 lux medidos a 2 m del suelo.

Se prohíbe el conexionado a los cuadros de suministro eléctrico sin la utilización de las clavijas adecuadas.

Las herramientas utilizadas estarán protegidas con material aislante normalizado contra contactos de energía eléctrica.

Las pruebas de tensión se anunciarán convenientemente para conocimiento de todo el personal.

Para la utilización de escaleras de mano, se seguirá lo indicado en el apartado 1.4.3.

Protecciones personales:

Botas de seguridad aislantes.

Guantes aislantes.

Gafas de seguridad en la utilización de herramientas con riesgo de proyección de partículas, como taladro o martillo.

5.2.5 Conexión a red de la instalación

Descripción de los trabajos:

Los trabajos consisten en la conexión definitiva de la instalación a la red de distribución interior de la nave. Dichos trabajos sólo pueden realizarse previa desconexión de la Red en la zona, por parte de la Compañía Suministradora con el correspondiente aviso previo y permiso de la misma.

Equipos de trabajo utilizados:

Herramientas manuales y eléctricas.

Riesgos más frecuentes:

Caída de personas al mismo nivel.

Cortes y golpes por manejo de herramientas manuales.

Golpes por herramientas manuales.

Electrocución.

Medidas preventivas de seguridad:

A pesar de la desconexión de la Red, estará prohibido realizar trabajos en tensión, sin que se adopten las siguientes precauciones:

Las "5 reglas de oro":

Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión, mediante interruptoras y seccionadoras que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.

Enclavamiento o bloqueo, si es posible, de los aparatos de corte.

Reconocimiento de la ausencia de tensión.

Poner a tierra y en cortocircuito todas las posibles fuentes de tensión.

Colocar las señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.

Se utilizarán alfombras aislantes, vainas o caperuzas aislantes, herramientas aislantes.

Prohibido el trabajo en solitario.

Obligatorio el uso de guantes de seguridad en todo momento.

En todo caso queda prohibida esta clase de trabajos a personal que no esté especializado y autorizado. Corresponde al coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra la verificación de dicha cualificación.

Protecciones personales:

Guantes aislantes.

Calzado de seguridad.

Ropa de trabajo adecuada.

5.3 Máquinas y herramientas en general

Toda máquina deberá llevar marcado CE en lugar visible.

Toda máquina llevará un manual de instrucciones en el que se indique, como mínimo, lo siguiente:

El recordatorio de las indicaciones establecidas para el marcado, con excepción del número deserie, completadas, en su caso, por las indicaciones que permitan facilitar el mantenimiento (por ejemplo, dirección del importador, de los reparadores, etc.).

Las condiciones previstas de utilización.

El o los puestos de trabajo que puedan ocupar los operadores.

Las instrucciones para que puedan efectuarse sin riesgo.

La puesta en servicio.

La utilización.

La manutención, con la indicación de la masa de la máquina y sus diversos elementos cuando, de forma regular, deban transportarse por separado.

La instalación.

El montaje, el desmontaje.

El reglaje.

El mantenimiento (conservación y reparación).

Si fuera necesario, las características básicas de las herramientas que puedan acoplarse a la máquina.

En su caso, instrucciones de aprendizaje.

Si fuere necesario, en el manual se advertirán las contraindicaciones de uso.

El fabricante o su representante establecido en la Comunidad Europea elaborarán el manual de instrucciones, que estará redactado en una de las lenguas comunitarias. En el momento de su entrada en servicio, toda máquina deberá ir acompañada de una traducción del manual al menos en castellano y del manual original. Esta traducción la realizará, ya sea el fabricante o su representante establecido en la Unión Europea, ya sea quien introduzca la máquina en la zona lingüística de que se trate. No obstante, el manual de mantenimiento destinado al personal especializado que dependa del fabricante o de su representante establecido en la Comunidad Europea podrá redactarse en una sola de las lenguas comunitarias que comprenda dicho personal.

El manual de instrucciones incluirá los planos y esquemas necesarios para poner en servicio, conservar, inspeccionar, comprobar el buen funcionamiento y, si fuera necesario, reparar la máquina y cualquier otra instrucción pertinente, en particular, en materia de seguridad.

La documentación técnica que describa la máquina proporcionará datos relativos a la emisión de ruido aéreo y, para las máquinas portátiles o guiadas a mano, las informaciones relativas a las vibraciones.

En el manual de instrucciones se darán las siguientes indicaciones sobre el ruido aéreo emitido por la máquina (valor real o valor calculado partiendo de la medición efectuada en una máquina idéntica):

El nivel de presión acústica continúo equivalente ponderado A en los puestos de trabajo,cuando supere los 70 dB (A); si este nivel fuera inferior o igual a 70 dB (A), deberá mencionarse.El valor máximo de la presión acústica instantánea ponderada C, cuando supere los 63 Pa (130dB con relación a 20 uPa).

El nivel de potencia acústica emitido por la máquina, si el nivel de presión acústica continuo equivalente ponderado A supera, en los puestos de trabajo, los 85 dB (A).

5.3.1 Camión de transporte.

Se entiende como tal aquel que entrega en la obra los materiales de construcción, bien apilados o bien paletizados. Estos vehículos suelen estar dotados de una pequeña grúa tras la cabina con la que se procede a la descarga de la caja.

En el caso de no existir grúa sobre el camión, la descarga se efectuará por otro procedimiento (a hombre, o por medio de otro elemento elevador).

Riesgos más frecuentes:

Atropello de personas.

Choque contra otros vehículos.

Vuelco del camión.

Caída de personas.

Atrapamientos.

Protecciones colectivas:

Deberán ser conducidos por personas expertas en el manejo del mismo y en posesión del correspondiente Permiso de Circulación.

El acceso, salida y circulación por la obra se realizará por los lugares señalados.

Todo camión deberá estar en perfectas condiciones de mantenimiento y conservación.

Antes de iniciar las maniobras de desacarga además de haber sido puesto el freno de mano, se instalarán calzos de inmovilización de las ruedas.

Las maniobras de posición correcta y de descarga serán dirigidas por un señalista.

El ascenso y descenso de la caja del camión se realizará mediante escalerillas metálicas prefabricadas, dotadas de ganchos de inmovilización.

Nadie permanecerá en las proximidades del camión, en el momento de realizar éste maniobras.

Protecciones personales en ayuda a descarga y maniobra:

Casco de seguridad.

Botas de seguridad.

Guantes de cuero.

Salva hombros y cara de cuero.

Mono de trabajo.

Protecciones personales para el conductor:

Si desea abandonar la cabina se le hará entrega de un casco de seguridad.

5.3.2 Compresor

Aparato destinado a la producción de aire comprimido para accionamiento de otras máquinas o herramientas.

Riesgos más frecuentes durante el transporte interno:

Vuelco.

Atrapamiento de personas.

Caída por terraplén.

Otros.

Riesgos más frecuentes durante en servicio:

Ruido.

Rotura de la manguera de presión.

Atrapamiento durante el mantenimiento.

Otros.

Protecciones colectivas:

La ubicación de los compresores no se realizará a distancias inferior a 2 m. del borde de coronación de cortes y taludes.

El compresor debe quedar en estación con las ruedas inmovilizadas mediante tacos antideslizantes.

El compresor a utilizar será de los llamados "silenciosos" para disminuir la contaminación acústica.

Las carcasas protectoras de los compresores estarán siempre en posición de cerradas en prevención de posibles atrapamientos y ruido.

La zona donde se estacione el compresor quedará acordonada en un radio de 3 m. en su entorno, instalándose la señal de "uso obligatorio de protectores auditivos" para sobrepasarla.

Las operaciones de abastecimiento de combustible se efectuarán con el motor parado.

Las mangueras a utilizar estarán en perfecto estado, sin cortes ni grietas que puedan ocasionar un reventón.

El empalme de mangueras se realizará mediante racores de presión.

Protecciones personales:

Casco de seguridad con protectores auditivos.

Protectores auditivos.

Taponcillos auditivos.

Botas de seguridad.

Guantes de goma o PVC.

Guantes de cuero.

Mono de trabajo.

5.3.3 martillo neumático

Máquina accionada por aire comprimido para taladrar o romper.

Riesgos más frecuentes:

Vibraciones en miembros y órganos internos.

Ruido puntual.

Ruido ambiental.

Polvo ambiental.

Sobreesfuerzos.

Rotura de manguera bajo presión.

Contactos con la energía eléctrica (líneas enterradas).

Los derivados del lugar de trabajo: caídas a distinto nivel; derrumbamiento del objeto o terreno que se trata con el martillo.

Los derivados de los trabajos y maquinaria de su entorno.

Protecciones colectivas:

Cada tajo con martillos estará trabajando con dos cuadrillas que se turnarán cada hora.

Los trabajadores, que continuamente estén trabajando con martillos neumáticos, serán sometidos a examen médico mensual para la detección de posibles alteraciones.

En el acceso a un tajo con martillos se instalarán sobre pies derechos señales de “Obligación de protección auditiva”, “Obligatorio el uso de gafas antiproyecciones” y “Obligatorio el uso de mascarillas de respiración”.

- Se prohíbe el uso del martillo neumático en excavaciones con presencia de líneas eléctricas a partir de ser encontrada la "banda" o "señalización de aviso".

Se comprobará el correcto estado de la manguera y de sus conexiones.

No se abandonará nunca el martillo conectado al circuito de presión.

Protecciones personales:

Casco de seguridad con protecciones auditivas.

Protecciones auditivas.

Taponcillos auditivos.

Mandil de cuero.

Manguitos de cuero.

Polainas de cuero.

Gafas antiproyecciones.

Mascarilla antipolvo con filtro recambiable.

Botas de seguridad.

Mono de trabajo.

Faja elástica de protección de cintura.

Muñequeras elásticas.

5.3.4 Amoladora eléctrica

Riesgos más frecuentes:

Proyección de partículas y polvo.

Descarga eléctrica.

Rotura de disco.

Cortes y amputaciones.

Medidas preventivas de seguridad:

La máquina tendrá en todo momento colocada la protección del disco y la transmisión.

Antes de comenzar el trabajo se comprobará el estado del disco, si éste estuviera desgastado o resquebrajado se procedería inmediatamente a su sustitución.

La pieza a cortar no deberá presionarse contra el disco, de forma que pueda bloquear éste. Así mismo, la pieza no presionará al disco en oblicuo o por el lateral.

Protecciones colectivas:

La máquina estará colocada en zonas que no sean de paso y además bien ventiladas si el tipo de corte no es bajo chorro de agua.

Conservación adecuada de la alimentación eléctrica.

Protecciones personales:

Casco homologado.

Guantes de cuero.

Mascarilla con filtro y gafas antipartículas.

Calzado con suela de goma.

5.3.5 Vibrador

Riesgos más frecuentes:

Descargas eléctricas.

Caída en alturas.

-Salpicaduras de lechada en ojos.

Medidas preventivas de seguridad:

La operación de vibrador, se realizará siempre desde una posición estable.

La manguera de alimentación desde el cuadro eléctrico estará protegida si discurre por zonas de paso.

Protecciones colectivas:

Las mismas que para la estructura de hormigón.

Protecciones personales:

Casco homologado.

Botas de goma.

Guantes dieléctricos.

Gafas para protección contra las salpicaduras.

5.3.6 Sierra circular

Máquina de gran utilidad y versatilidad en obra.

Riesgos más frecuentes:

Corte y amputaciones en extremidades superiores.

Descargas eléctricas.

Rotura de disco.

Proyección de partículas.

Incendios.

Medidas preventivas de seguridad:

El disco estará dotado de carcasa protectora y resguardos que impidan los atrapamientos por los órganos móviles, y cuchillo divisor de corte, empujador de la pieza a cortar y guía, interruptor estanco y toma de tierra.

Se controlará el estado de los dientes del disco, así como la estructura de éste, disponiendo de discos de repuesto en el almacén.

La zona de trabajo estará limpia de serrín y virutas en evitación de incendios.

Se evitará la presencia de clavos al cortar.

Se prohíbe suspender la mesa de corte por la grúa torre en períodos de inactividad.

Protecciones colectivas:

Zonas acotadas para la máquina, instalada en lugar libre de circulación.

Extintor manual de polvo químico antibrasa, junto al puesto de trabajo.

Prohibido utilizar a personas no autorizadas, indicado en rótulos bien visibles.

Protecciones personales:

Casco homologado de seguridad.

Guantes de cuero.

Gafas de protección contra la proyección de partículas de madera.

Calzado con plantilla anticlavo.

Mascarilla antipolvo.

Mono de trabajo.

5.3.7 Amasadora (hormigonera)

Riesgos más frecuentes:

Descargas eléctricas.

Atrapamientos por órganos móviles.

Vuelcos y atropellos al cambiarla de emplazamiento.

Medidas preventivas de seguridad:

La máquina estará situada en superficie llana y consistente.

Las partes móviles y de transmisión estarán protegidas con carcasa.

Bajo ningún concepto se introducirá el brazo en el tambor, cuando funciona la máquina.

Poseerán toma de tierra si son eléctricas, al cuadro general y botonera estanca.

Protecciones colectivas:

Zona de trabajo claramente delimitada.

Correcta conservación de la alimentación eléctrica.

Prohibido utilizar por personas no autorizadas, indicado en zona bien visible.

Protecciones personales:

Casco homologado de seguridad.

Mono de trabajo.

Guantes de goma.

Botas de goma.

Mascarilla antipolvo.

5.3.8 Herramientas manuales

En este grupo se incluyen las siguientes: taladro, percutor, martillo, rotativo, pistola clavadora, lijadora, disco radial, máquina de cortar terrazo y azulejo y rozadora.

Riesgos más frecuentes:

Descargas eléctricas.

Proyección de partículas.

Caídas en alturas.

Ambiente ruidoso.

Explosiones e incendios.

Cortes en extremidades.

Medidas preventivas de seguridad:

Todas las herramientas eléctricas, estarán dotadas de doble aislamiento de seguridad.

El personal que utilice estas herramientas ha de conocer las instrucciones de uso.

Las herramientas serán revisadas periódicamente, de manera que se cumplan las instrucciones de conservación del fabricante.

Estarán acopiadas en el almacén de obra, llevándolas al mismo una vez finalizado el trabajo, colocando las herramientas más pesadas en las baldas más próximas al suelo.

La desconexión de las herramientas no se hará con un tirón brusco.

- No se usará una herramienta eléctrica sin enchufe; si hubiese necesidad de emplear las mangueras de extensión, éstas se harán de la herramienta al enchufe y nunca a la nversa.

- Los trabajos con estas herramientas se harán en posición estable.

Protecciones colectivas:

Zonas de trabajo limpias y ordenadas.

Las mangueras de alimentación o herramientas estarán en buen uso.

Los huecos estarán protegidos con barandillas.

Protecciones personales:

Casco de seguridad homologado.

Guantes de cuero.

Protecciones auditivas y oculares en el empleo de pistola clavadora.

Cinturón de seguridad para trabajos de altura.

5.4 Medios auxiliares

Descripción de los medios auxiliares:

Andamios de servicio, usados como elemento auxiliar, siendo de dos tipos:

Andamios colgados móviles, formados por plataformas metálicas suspendidas de cables mediante pescantes metálicos o tablones, atravesando éstos el forjado de la cubierta a través de una varilla provista de tuerca y contratuerca para su anclaje al mismo.

Andamios de borriquetas o caballetes, constituidos por un tablero horizontal de dos tablones, y colocados sobre dos pies en forma de "V" invertida, sin arriostramientos.

Escaleras empleadas en la obra por diferentes oficios, destacando dos tipos:

-Escaleras fijas, constituidas por el peldaño provisional a efectuar en las rampas de las escaleras del edificio, para comunicar dos plantas distintas, constando de un bastidor de madera formado por dos largueros y travesaños, en número igual al de peldaños de la escalera.

Escalera de mano, serán de dos tipos: metálicas y de madera, para trabajos en alturas pequeñas y de poco tiempo, o para acceder a algún lugar elevado sobre el nivel del suelo.

5.4.1 Andamios

Todo andamio deberá cumplir en cuanto a su seguridad y resistencia con las condiciones siguientes:

Las dimensiones de las diversas piezas y elementos auxiliares (cables, cuerdas, tablones, etc.) serán suficientes para resistir las cargas de trabajo a las que por su función y destino sean sometidas.

Los elementos y sistemas de unión de las diferentes piezas constitutivas del andamio, además de cumplir con la condición anterior, asegurarán perfectamente su función de enlace con las debidascondiciones de fijeza y permanencia.

El andamio se organizará y se armará de forma constructivamente adecuada para que quede asegurada su estabilidad y al mismo tiempo para que los trabajadores puedan permanecer en él con las debidas condiciones de seguridad, siendo también extensivas estas últimas a los restantes trabajadores de la obra.

Deberán tenerse en cuenta dentro de las cargas a considerar en el cálculo de los distintos elementos, el peso de los materiales necesarios para el trabajo, el de los mecanismos o aparejos de cualquier orden que se coloquen sobre los mismos por exigencias de la construcción y de los debidos a la acción del viento, nieve o similares.

5.4.2 Borriquetas o caballetes

Este tipo de andamio podrá usarse con borriquetas fijas sin arriostramiento hasta una altura de 3 m.

Entre 3 y 6 m., máxima altura permitida para este tipo de andamio, se emplearán borriquetas armadas de bastidores móviles arriostrados.

En obra usaremos estos andamios para acabados interiores y falsos techos.

Condiciones que se deben cumplir:

Las borriquetas se montarán siempre perfectamente encoladas y sin deformaciones.

Las plataformas de trabajo sobre las borriquetas, tendrán una anchura mínima de 60 cm. (3 tablones trabados entre sí), y el grosor de la misma será de 7 cm. como mínimo.

La plataforma de trabajo se anclará firmemente a las borriquetas en evitación de balanceos.

La plataforma no sobresaldrá por los laterales de las borriquetas más de 40 cm. para evitar riesgos de vuelco por basculamiento.

La separación entre ejes de las borriquetas no podrá ser mayor de 2’50 m. para evitar las flechas en las plataformas de trabajo.

Los andamios se formarán sobre un mínimo de 2 borriquetas. Se prohíbe la sustitución de éstas o alguna de ellas, por bidones, pila de materiales, etc.

Sobre los andamios de borriquetas sólo se mantendrá el material estrictamente necesario y repartido uniformemente por la plataforma de trabajo.

Las borriquetas metálicas de sistema de apertura y cierra tipo tijera, estarán dotadas de cadenillas limitadoras de apertura máxima.

Los andamios de borriquetas cuya plataforma de trabajo esté a 2 o más m. del suelo, estarán recercados de barandillas sólidas de 90 cm. de altura, formadas por pasamanos, listón intermedio y rodapié.

Riesgos más frecuentes:

Caídas a distinto nivel.

Caídas al vacío.

Los derivados del uso de tablones y maderas de pequeña sección o en mal estado (roturas, fallos, cimbreos).

Medidas preventivas de seguridad:

Se prohíbe sustituir las borriquetas por cualquier otro material de obra.

No se depositarán pesos violentamente sobre los andamios.

Si la plataforma está a más de 90 cm. de altura, llevarán barandilla de 90 cm. y se arriostrarán mediante cruces de San Andrés.

No se acumulará demasiada carga ni demasiadas personas en un mismo punto.

Los trabajos en balcones o bordes de forjados deberán protegerse con red, barandillas o mallazos convenientes.

Las andamiadas estarán libres de obstáculos, no se realizarán movimientos violentos sobre ellas.

Se montarán niveladas y se sujetarán a los pies los tableros.

Los tablones no sobresaldrán por los lados de las borriquetas más de 40 cm., ni éstas estarán separadas más de 2,5 m.

Protecciones personales:

Además de las prendas de protección obligatorias para desempeñar la tarea específica sobre los andamios de borriqueta se han de utilizar:

Calzado antideslizante.

Botas de seguridad.

Cinturón de seguridad (para trabajos en plataformas situadas a 2 ó más m. de altura).

5.4.3 Escaleras manuales

Riesgos previsibles:

Caídas al mismo y a distinto nivel.

Caída de objetos.

Golpes y cortes.

Sobreesfuerzos y atrapamientos con la carga.

Se seguirán las siguientes normas de seguridad:

Las escaleras de mano se colocarán de forma que su estabilidad durante su utilización esté asegurada. Los puntos de apoyo de las escaleras de mano deberán asentarse sólidamente sobre un soporte

de dimensiones adecuadas y estables, resistentes e inmóviles, de forma que los travesaños queden en posición horizontal. Las escaleras suspendidas se fijarán de forma segura y, excepto las de cuerda, de manera que no puedan desplazarse y se eviten los movimientos de balanceo.

Se impedirá el deslizamiento de los pies de las escaleras de mano durante su utilización, ya sea mediante la fijación de la parte superior o inferior de los largueros, ya sea mediante cualquier dispositivo antideslizante o cualquier otra solución de eficacia equivalente.

Las escaleras de mano para fines de acceso deberán tener la longitud necesaria para sobresalir al menos un metro del plano de trabajo al que se accede. Las escaleras compuestas de varios elementos adaptables o extensibles deberán utilizarse de forma que la inmovilización recíproca de los distintos elementos esté asegurada. Las escaleras de mano simples se colocarán, en la medida de lo posible, formando un ángulo aproximado de 75 grados con la horizontal.

Prohibición de utilizar escaleras con ruedas.

El ascenso, el descenso y los trabajos desde escaleras se efectuarán de frente a éstas. Las escaleras de mano deberán utilizarse de forma que los trabajadores puedan tener en todo momento un punto de apoyo y de sujeción seguros.

Los trabajos a más de 3,5 metros de altura, desde el punto de operación al suelo, que requieran movimientos o esfuerzos peligrosos para la estabilidad

del trabajador, sólo se efectuarán si se utiliza un equipo de protección individual antiácidas o se adoptan otras medidas de protección alternativas.

El transporte a mano de una carga por una escalera de mano se hará de modo que ello no impida una sujeción segura. Se prohíbe el transporte y manipulación de cargas por o desde escaleras de mano cuando por su peso o dimensiones puedan comprometer la seguridad del trabajador.

Las escaleras de mano no se utilizarán por dos o más personas simultáneamente.

No se emplearán escaleras de mano sobre cuya resistencia no se tengan garantías. Queda prohibido el uso de escaleras de mano de construcción improvisada, así como las de madera pintadas.

Las escaleras de mano se revisarán periódicamente.

5.5 Manejo manual de cargas

Para el manejo manual de cargas se observarán las siguientes normas en todos los trabajos:

Todos los trabajadores habrán recibido, por parte de su empresario, la formación e información necesarias para el manejo manual de cargas, específicamente para desarrollar las tareas propias de su puesto de trabajo. Corresponde al coordinador en materia de seguridad y salud durante la ejecución de la obra la verificación de dicha formación.

Antes de proceder a un objeto considerado en principio como pesado, el operario debe tener en cuenta una serie de aspectos como: peso, repetitividad, necesidad de ayuda, presencia de aristas o bordes afilados, dificultad del agarre, presencia de rebabas, distancia a recorrer, limpieza existente en el lugar de trabajo.

Aproximarse a la carga.

Asegurar un buen apoyo de los pies manteniéndolos separados.

Mantener la espalda recta. Doblar las rodillas, no la espalda, sin alterar de este modo el centro de gravedad del cuerpo.

Utilizar los músculos más fuertes y mejor preparados (piernas y brazos).

Mantener la carga tan próxima al cuerpo como sea posible "abrazando" el peso, pues aumenta mucho la capacidad de levantamiento. Llevar la carga equilibrada, levantándola gradualmente y sin sacudidas.

Utilizar siempre que sea necesario elementos auxiliares tales como cinchas o mochilas.

El peso máximo que se recomienda no sobrepasar es de 25 kg. Para pesos superiores, el empresario proporcionará equipos mecánicos adecuados como carritos, carretillas, etc.

En postura sentado y siempre que sea en una zona próxima al tronco, no se manipularán cargas de más de 5 kg.

Se debe evitar manipular cargas a nivel del suelo o por encima del nivel de los hombros y hacer giros e inclinaciones del tronco.

No se deberían manejar cargas por encima de 175 cm.

No girar nunca la cintura cuando se tenga una carga entre las manos. Se debe pivotar sobre los pies evitando el giro del tronco.

El levantamiento y transporte de cargas, empujar carretillas, contenedores, etc., deberá hacerse sin brusquedades y evitando siempre el encorvamiento de la espalda.

Se debe realizar el manejo por más de una persona cuando el objeto sea voluminoso, independientemente de su peso, pero dificulte la visibilidad; o cuando el objeto sea largo, dificultando su transporte, como en el caso de perfiles metálicos de más de 2 m.

Es obligatorio el uso de guantes de seguridad y calzado de seguridad con suela y puntera reforzada.

5.6 Peligros detectados y riesgos asumidos

El montaje de las instalaciones, si procede, debe ser directamente ayudado por la albañilería que abrirá zanjas, sujetará tubos y cerrará las rozas, recibirá cuadros, fabricará peanas, arquetas, etc. En estas tareas 'en común', puede darse el caso de que sean dos 'subcontratas', la de instalaciones y la de albañilería, las que actúen, produciéndose un estado de descontrol de riesgos y seguridad, por lo que se consideraran estas situaciones a la hora de diseñar el Plan de Seguridad previo a la ejecución.

Por otra parte, con la llegada de los instaladores a la obra, esta llega al punto de máxima actividad e interferencia entre intereses de producción. Es en esta fase en la que más control se deberá ejercer.

5.6.1 Peligros generales

- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de personas a distinto nivel.
- Electrocución.
- Cortes por manejo de herramientas manuales.
- Cortes por manejo de las guías y conductores.
- Pinchazos en las manos por manejo de guías y conductores.
- Golpes por herramientas manuales.
- Sobreesfuerzos por posturas forzadas.
- Quemaduras por mecheros durante operaciones de calentamiento.
- Atropellos.

5.6.2 Peligro de daños a terceros

Dadas las características de las obras, situación y duración, los daños a terceros serán posibles, y el riesgo es considerable. En general, el riesgo se produce durante los trabajos en las calles transitadas, donde es previsible la presencia de peatones y vehículos circulando.

Un motivo especial de riesgo lo constituyen los momentos en los que los operarios abandonan los tajos, bien por descansos programados, bien por circunstancias imprevistas. En ese momento el material y los equipos y herramientas dejados constituyen un peligro para los ciudadanos.

5.6.3 Carácter de los peligros detectados y riesgos asumidos

Ninguno de los peligros enumerados anteriormente es totalmente evitable, por lo que se asume que detrás de cada uno hay un riesgo importante que hay que considerar.

Dicho riesgo de daños a la seguridad y la salud puede reducirse. Para ello es preciso tomar las medidas de prevención necesarias, que se detallan en los apartados siguientes.

5.7 Medidas de prevención para aminorar riesgos

Las medidas tendentes a evitar el daño derivado del riesgo general de daños a terceros serán, entre otras, las siguientes:

- Se evitara en lo posible las visitas de curiosos a las obras durante su ejecución.
- Se emplearan vallas para evitar que terceros invadan las zonas de trabajo.
- Se emplearan señales que regulen el tráfico rodado, incluyendo desvíos e incluso cortes de la circulación.
- Se utilizaran carteles portátiles, desplazados a medida que progresan los trabajos, advirtiendo a la población del riesgo de acercarse.
- Si las medidas anteriores no fueran viables o su eficacia fuera dudosa, al menos un operario permanecerá en el suelo vigilando la presencia de terceros, para advertirles y advertir a los demás instaladores del riesgo que en ese momento se agrave.

Las medidas tendentes a evitar el daño derivado del riesgo que causan los materiales, equipos y herramientas que se dejan en los descansos o entre periodos de trabajo serán, entre otras, las siguientes:

- Nunca se dejaran los extremos de cables cortados colgando al alcance de los peatones o habitantes de las casas, sino que se introducirán en su caja de destino y se seguraran para que no caigan.
- No se abandonarán equipos ni herramientas, sino que se recogerán siempre en lugares donde no constituyan riesgo para las personas.
- Se retirarán las escaleras y demás equipos para el trabajo en altura, dejándolos tumbados en el suelo.
- Nunca se dejarán a medio fijar soportes, luminarias, cables o fiadores. Al contrario, se terminarán de asegurar definitivamente o se desmontarán de nuevo totalmente.

Además son de aplicación estas otras medidas generales de protección y evitación de daños graves a los instaladores:

- El material eléctrico acopiado se ubicará en lugar seguro y apartado de los tajos para no entorpecer las labores de ejecución de las obras.
- Para evitar atropellos los tajos se separarán de las vías transitadas por vehículos de motor mediante vallados y cintas señalizadores que impidan su invasión por el operario despistado por razones de trabajo.
- En la fase de obra de apertura y cierre de rozas se extremara el orden y la limpieza de la obra, para evitar los riesgos de pisadas o tropezones.
- Se extremará el cuidado al trabajar con herramientas que tengan partes que al girar continuamente puedan atrapar manos o prendas de ropa. El recubrimiento que el fabricante haya dispuesto deberá encontrarse perfectamente colocado en todo momento.
- Las escaleras de mano a utilizar serán del tipo de 'tijera', dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura, para evitar los riesgos por trabajos realizados sobre superficies inseguras y estrechas.

- Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas, para evitar los riesgos por trabajos sobre superficies inseguras y estrechas.
- La instalación eléctrica en altura sobre escaleras de mano o andamios sobre borriquetes se efectuara por operarios sujetos por medio de cinturones o arneses con cordón anti-caídas para aminorar los daños de la caída desde altura. Se prohíbe ejecutar ningún trabajo de instalación sin esta medida de seguridad.
- La realización del cableado, cuelgue y conexión de la instalación eléctrica en altura, trabajando sobre escaleras de mano o andamios de borriquetas, se efectuara una vez planificado el trabajo desde el suelo por toda la brigada dedicada a ello, y después de haber rematado en el suelo absolutamente todas las operaciones que puedan hacerse en ese momento, para reducir las que se ejecutan en altura al mínimo imprescindible.
- La iluminación en los tajos no será inferior a los 100 lux, medidos a 2 m del suelo.
- La iluminación mediante portátiles se efectuara utilizando portalámparas estancas con mango aislante y rejilla de protección de la bombilla, alimentadas a 24 voltios.
- Todos los trabajos se efectuaran sin tensión.
- El montaje de aparatos eléctricos (magnetotérmicos, diferenciales, etc.) será ejecutado siempre por personal especialista, en prevención de los riesgos por montajes incorrectos.
- La herramienta a utilizar por los electricistas instaladores estará protegida con material aislante normalizado para la tensión nominal de la instalación. Las herramientas cuyo aislamiento este deteriorado serán retiradas y sustituidas por otras en buen estado de forma inmediata.
- Para evitar la conexión accidental a la red de la instalación eléctrica en ejecución, el último cableado que se instalará será el de la acometida, guardado en lugar seguro. Los mecanismos necesarios para la conexión, si existen, que serán los últimos en colocarse.
- Las pruebas de funcionamiento de la instalación eléctrica serán anunciadas a todo el personal de la obra antes de ser iniciadas.

- Antes de hacer entrar en carga a la instalación eléctrica se hará una revisión en profundidad de las conexiones de mecanismos, protecciones y empalmes de los cuadros generales eléctricos directos o indirectos, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión.

5.8 Equipos de protección

5.8.1 Protección personal

Resulta recomendable el uso de los siguientes equipos de protección personal:

- Casco de polietileno, para utilizar durante los desplazamientos por la obra en lugares con riesgo de caída de objetos o de golpes.
- Botas aislantes de la electricidad (conexiones).
- Botas de seguridad.
- Guantes aislantes.
- Ropa de trabajo.
- Cinturón de seguridad.
- Faja elástica de sujeción de cintura.
- Banqueta de maniobra.
- Alfombra aislante.
- Comprobadores de tensión.
- Herramientas aislantes.
- Letreros de 'No conectar, hombres trabajando en la red'.
- Trajes impermeables para ambientes lluviosos.

5.8.2 Protección colectiva

Resultan recomendables las siguientes prácticas de protección colectiva:

- Herramientas y medios auxiliares en correcto estado de mantenimiento.

- Orden y limpieza en la zona de trabajo.
- Correcta iluminación sin deslumbramientos.
- Vallas, cintas señalizadores.
- Señales de tráfico.
- Carteles portátiles, desplazables a medida que avanzan los tajos.

5.9 Formación

Todo el personal debe recibir, al ingresar en la obra, una exposición de los métodos de trabajo y los riesgos que estos pudieran entrañar, juntamente con las medidas de seguridad que deberá emplear.

Eligiendo al personal más cualificado se impartirán cursillos de socorrismo y primeros auxilios, de forma que todos los tajos dispongan de un personal propio que pueda actuar como socorrista medianamente cualificado.

5.10 Medicina preventiva y primeros auxilios

5.10.1 Botiquines

Se dispondrá al menos de un botiquín en obra, conteniendo el material especificado en la Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.

5.10.2 Asistencia a accidentados

Se deberá informar al personal de obra del emplazamiento de los diferentes centros médicos (servicios propios, mutuas profesionales, mutualidades laborales, ambulatorios etc.) donde debe trasladarse a los accidentados para su más rápido y efectivo tratamiento.

Es muy conveniente disponer en la obra, y en sitio visible, de una lista de teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias,

ambulancias, taxis, etc. para garantizar un rápido transporte de los accidentados a los Centros de asistencia.

5.10.3 Reconocimiento médico

Todo el personal que empiece a trabajar en la obra, deberá pasar un reconocimiento médico previo al trabajo.

Se analizará el agua destinada al consumo de los trabajadores para garantizar su potabilidad, si no proviene de la red de abastecimiento de la población.

5.11 Precisión final

Según el artículo 7 del R.D. 1627/1997, de 24 de octubre, en el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, y en aplicación del Estudio básico de seguridad y salud, cada contratista elaborará un PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD EN EL TRABAJO en el que se analicen, estudien, desarrollen y complementen las previsiones Contenidas en el Estudio básico en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

El Plan del contratista deberá ser aprobado, antes del inicio de las obras, por el Director de obra, que actuara también como Coordinador de seguridad y salud durante su ejecución. Todo ello en cumplimiento de la normativa vigente y de desarrollo de la Ley 31/1995 de 6 de Noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Huesca, agosto 2015

Ingeniero Técnico Agrícola

Fdo. Raúl Bercero Catalán

5.12 Presupuesto de seguridad y salud

			CantPres	PrPres	ImpPres
Capítulo		**1.- PROTECCIONES INDIVIDUALES**			1.493,80
Partida	**ud**	**PROTECCIONES PERSONALES**	4,00	338,70	1.354,80
		Elementos obligatorios de protección individual de seguridad por trabajador. Casco de seguridad dieléctrico, con arnés de seguridad y con pantalla para protección de descargas eléctricas. Certificado CE. s/ R.D. 773/97. Gafas protectoras contra impactos, incoloras y homologadas. Juego de tapones antiruido de silicona. Cinturón portaherramientas. Par de guantes de uso general, en lona y serraje. Par de guantes de goma. Par de guantes aislantes para protección de contacto eléctrico en tensión hasta 5.000 V. Certificado CE; s/ R.D. 773/97. Mono de trabajo de una pieza, de tejido ligero y flexible. Par de botas aislantes para electricista hasta 5.000 V. de tensión, Certificado CE; s/ R.D. 773/97. Peto reflectante de seguridad personal, color amarillo ó rojo, amortizable en tres usos. Cinturón de seguridad de suspensión con 1 punto de amarre. Certificado CE; s/ R.D. 773/97. Dispositivo anticaídas recomendado para trabajos en pendiente con amarre fijo, cierre y apertura de doble seguridad, deslizamiento manual y bloqueo automático, equipado con una cuerda de nylon de 20 m., mosquetón para amarre del cinturón y elementos metálicos de acero inoxidable,			

		homologado CE; s/ R.D. 773/97. Arnés de seguridad con amarre dorsal, torsal lateral, fabricado con cintura ligera con cierre rectangular y riñonera de polietileno de forma ergonómica con cincha de nylon de 45 mm. y elementos metálicos de acero inoxidable, incluso dispositivo anticaídas de cierre y apertura de doble seguridad, permitiendo seleccionar un deslizamiento manual o automático, bloqueo automático, equipado con cuerda de nylon D=16 mm. y 20 m. de longitud, mosquetón de amarre de 24 mm., y eslinga de sujeción doble, homologado CE; s/ R.D. 773/97.			
Partida	m.	LINEA DE VIDA	100,00	1,07	107,00
		Línea horizontal de seguridad para anclaje y desplazamiento de cinturones de seguridad con cuerda para dispositivo anticaída, D=14 mm., y anclaje autoblocante de fijación de mosquetones de los cinturones, i/desmontaje.			
Capítulo		**2.- PROTECCIONES COLECTIVAS**			261,04
Partida	ud	VALLA DE PIES METÁLICOS			
		Colocación de valla de pies metálicos de 2.40 m.	4,00	7,55	30,20
Partida	ud	INSTALACIÓN PROVISIONAL ELÉCTRICA	1,00	108,79	108,79
		Instalación en montaje superficial en interior de nave de cuadro eléctrico provisional para la alimentación de herramientas portátiles, incluyendo; Interruptor diferencial de 30 m. de sensibilidad 25 A de intensidad nominal para instalaciones a 220 V. Interruptor			

		diferencial de 300 m. de sensibilidad 40 A de intensidad nominal para instalaciones a 380 V. Transformador de seguridad con primario para 230 V y secundaria de 24 V y de 1000 W. Toma de tierra mediante pica de cobre de diámetro 14 m. y 2 m. de longitud.			
Partida	ud	EXTINTORES	1,00	42,37	42,37
		Conjunto de extintores formado por: Extintor de polvo seco BCE de 6 Kg (eficacia 55B) cargado. Extintor de nieve carbónica CO2, de eficacia 89B, con 5 kg. de agente extintor, modelo NC-5-P, con soporte y boquilla con difusor. Medida la unidad instalada. s/ R.D. 486/97.			
Capítulo	ud	ELEMENTOS DE SEÑALIZACIÓN	1,00	25,81	25,81
		Conjunto de elementos de señalización de los lugares de trabajo conforme al R.D. 486/1997, totalmente colocados, formado por: Banderolas de señalización reflectante. Banda bicolor rojo-blanco para señalización. Baliza intermitente impulso. Señal de seguridad circular de diámetro 60 cm., totalmente colocada. Señal de seguridad de 60x60. Señal de seguridad triangular de 70 cm. de lado. Señal de tráfico de plástico, colocada sobre bastidor metálico. Placa señalización-información en PVC serigrafiado de 50x30 cm., fijada mecánicamente.			
Capítulo	ud	BOTIQUÍN PARA OBRA	1,00	53,87	53,87
		Botiquín de urgencia para obra, con			

contenidos mínimos obligatorios.

Capítulo	1.- PROTECCIONES INDIVIDUALES	1.493,80
Capítulo	2.- PROTECCIONES COLECTIVAS	261,04
	TOTAL PRESUPUESTO	**1.754,84**

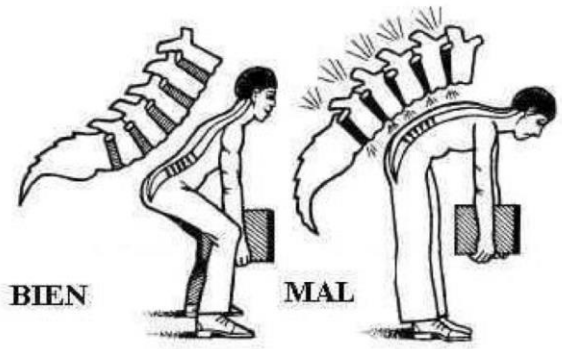
Huesca, agosto 2015

Ingeniero Técnico Agrícola

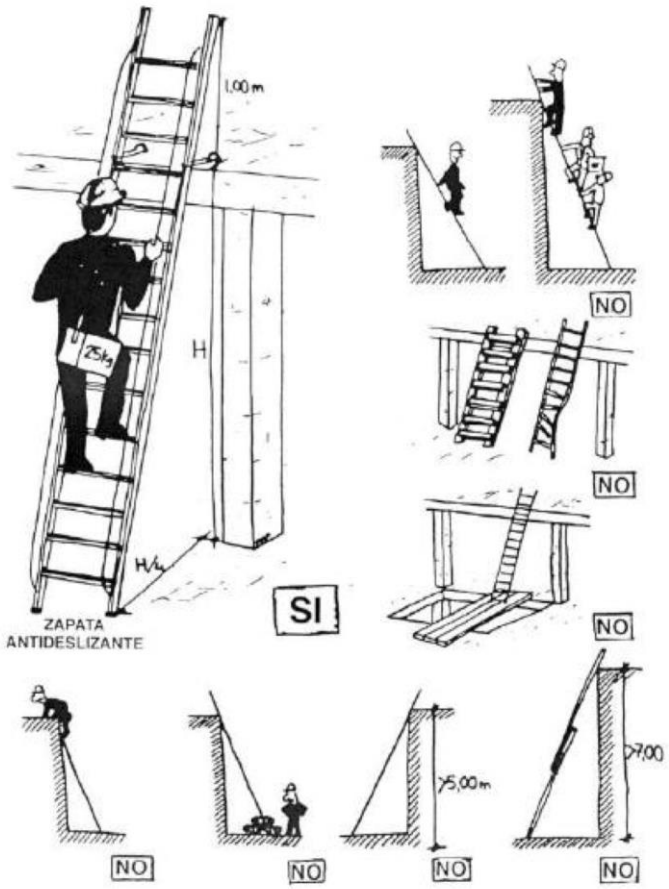
Fdo. Raúl Bercero Catalán

5.13 Planos del Estudio Básico de Seguridad y Salud

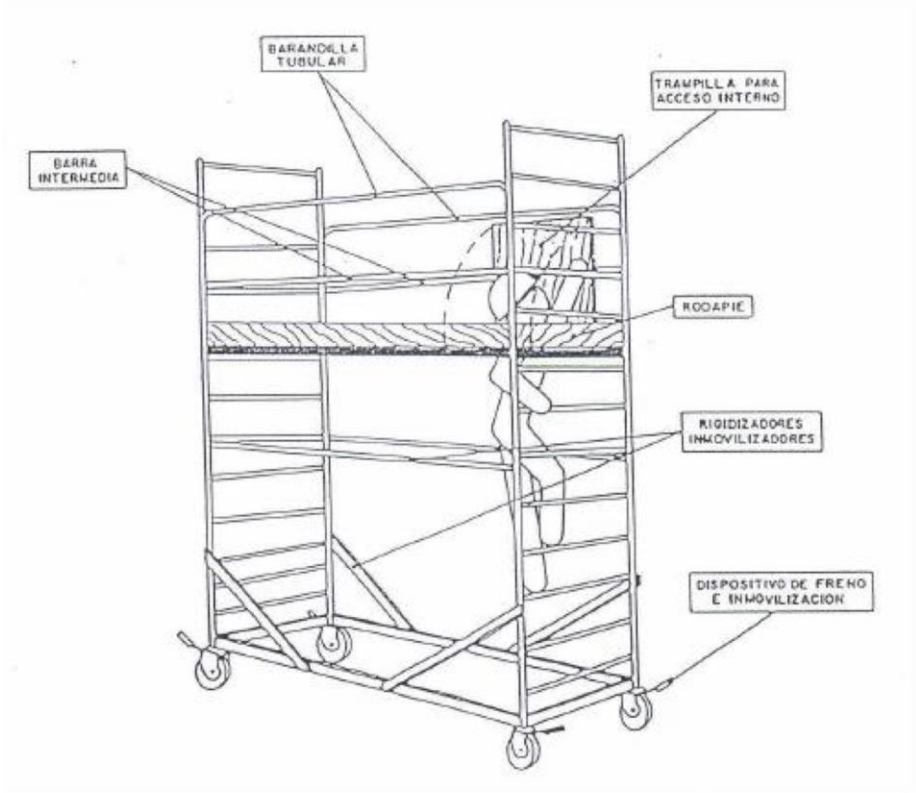
Seguridad de los operarios.

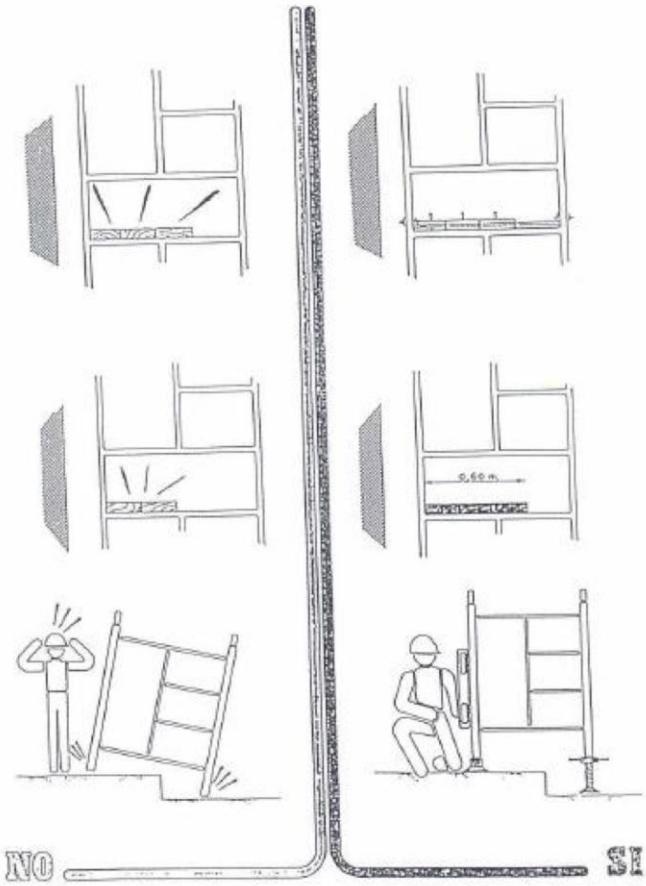


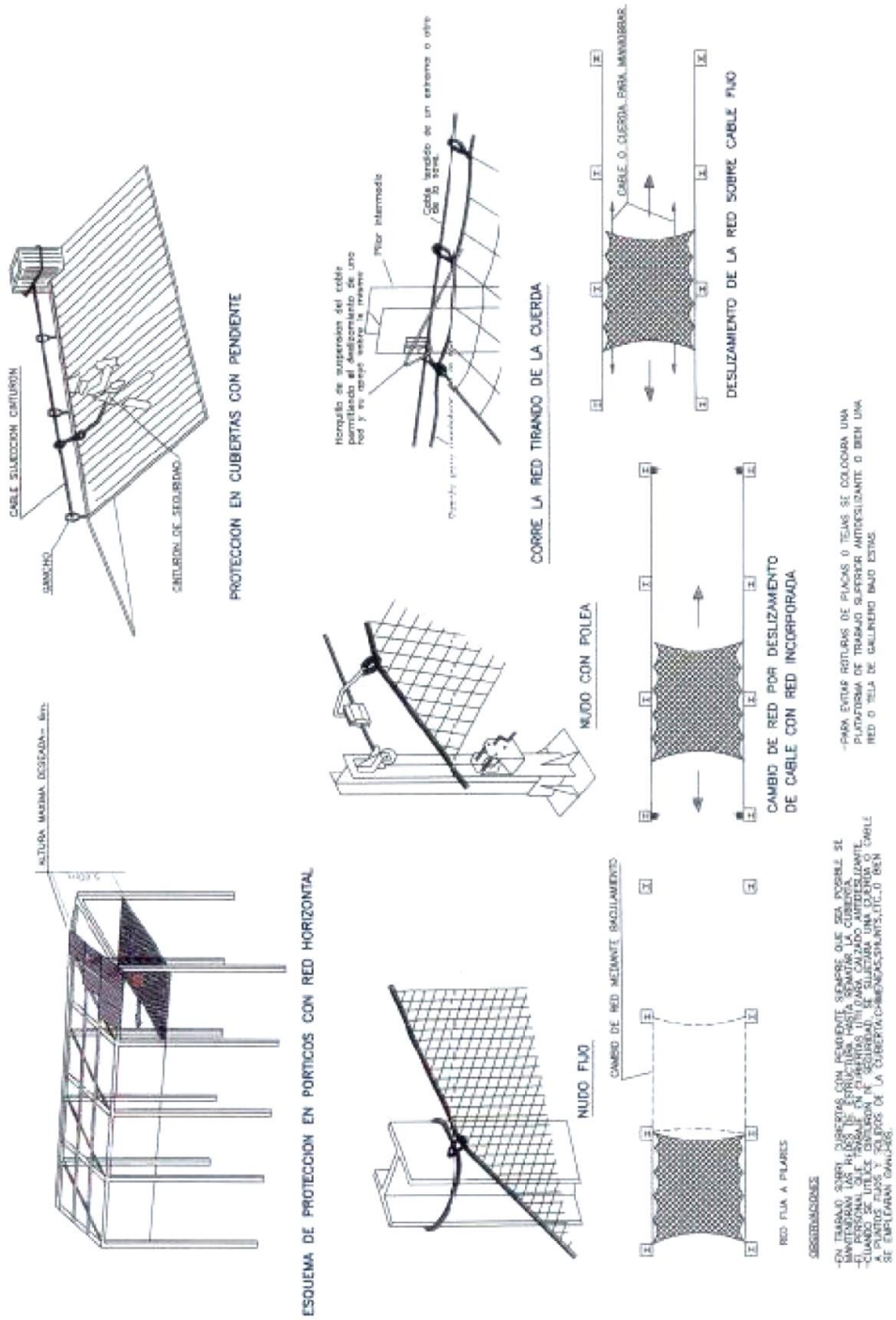
Escaleras.

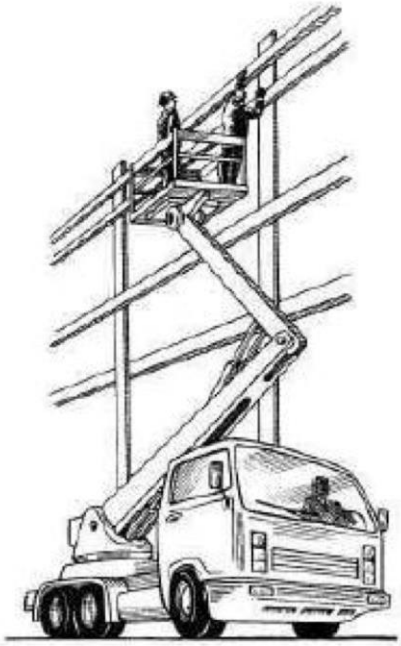


Andamios.


BARANDILLA TUBULAR
TRAMPILLA PARA ACCESO INTERNO
BARRA INTERMEDIA
RODAPIE
RIGIDIZADORES INMOVILIZADORES
DISPOSITIVO DE FRENO E INMOVILIZACION

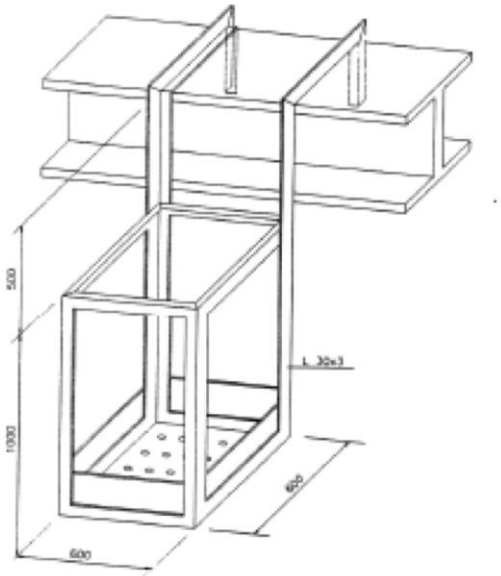

NO
SI


CABLE SUJECCION CINTURON
GANCHO
CINTURON DE SEGURIDAD
PROTECCION EN CUBIERTAS CON PENDIENTE
Pilar Intermedio
CORRE LA RED TIRANDO DE LA CUERDA
CABLE O CUERDA PARA MANIOBRAS
DESLIZAMIENTO DE LA RED SOBRE CABLE FIJO
NUDO CON POLEA
CAMBIO DE RED POR DESLIZAMIENTO
DE CABLE CON RED INCORPORADA
ALTURA MAXIMA DESEADA= 6m
ESQUEMA DE PROTECCION EN PORTICOS CON RED HORIZONTAL
NUDO FIJO
CAMBIO DE RED MEDIANTE RADILLAMIENTO
RED FIJA A PILARES
OBSERVACIONES
-PARA EVITAR ROTURAS DE PLACAS O TEJAS SE COLOCARA UNA PLATAFORMA DE TRABAJO SUPERIOR ANTIDESLIZANTE O BIEN UNA RED O TELA DE GALLINERO BAJO ESTAS.

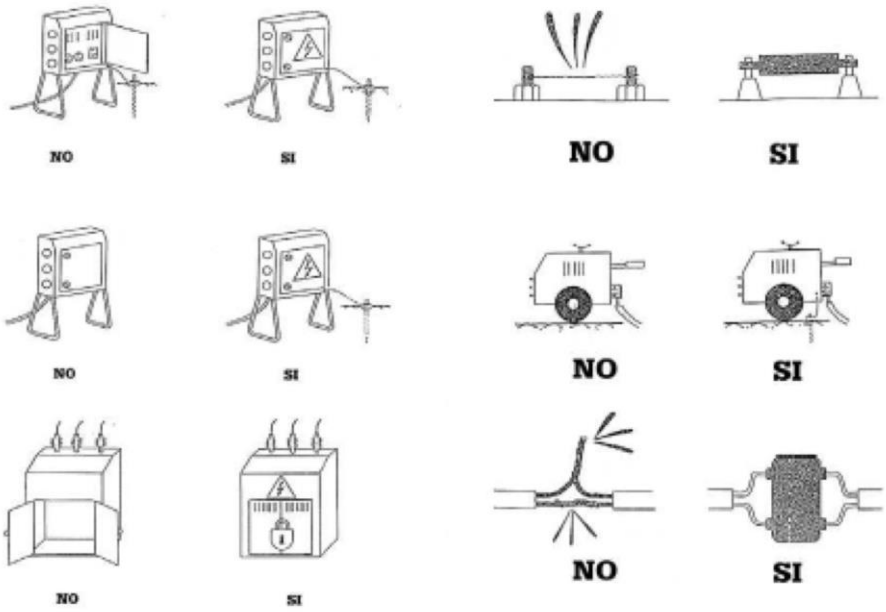


Las plataformas hidráulicas móviles brindan un medio de acceso seguro a los trabajadores de estructuras y cubiertas

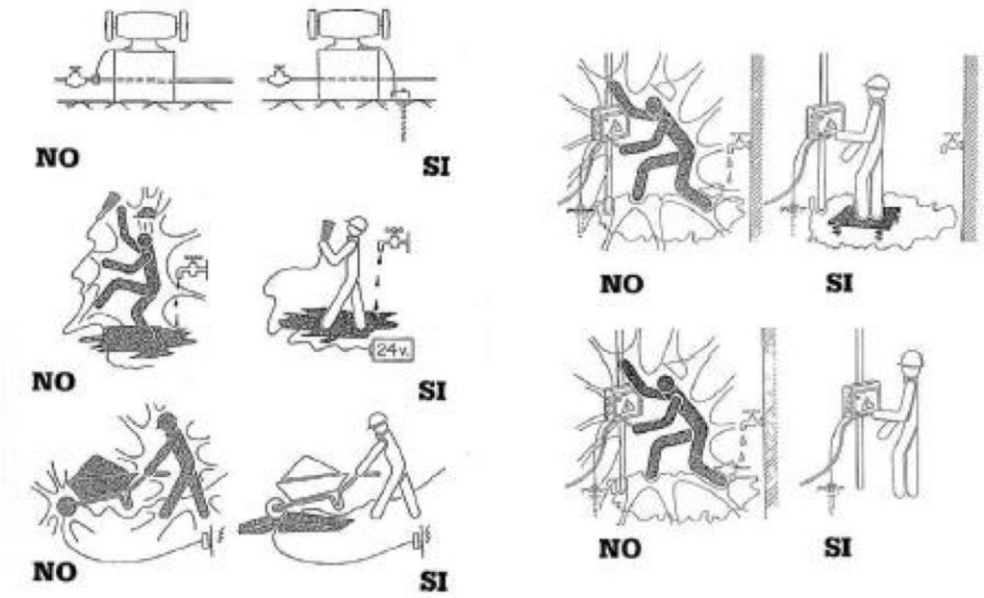
Cesta de soldador.



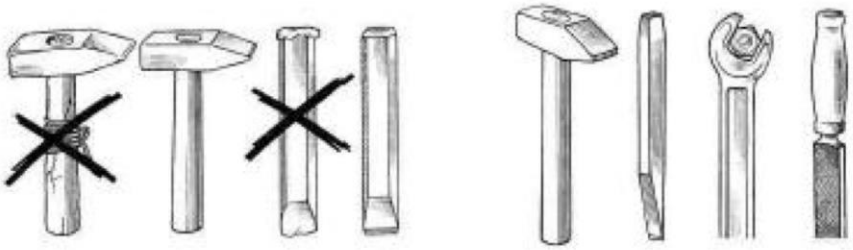
Conexión de cuadros eléctricos y de grupos electrógenos.



Indicaciones riesgos eléctricos.

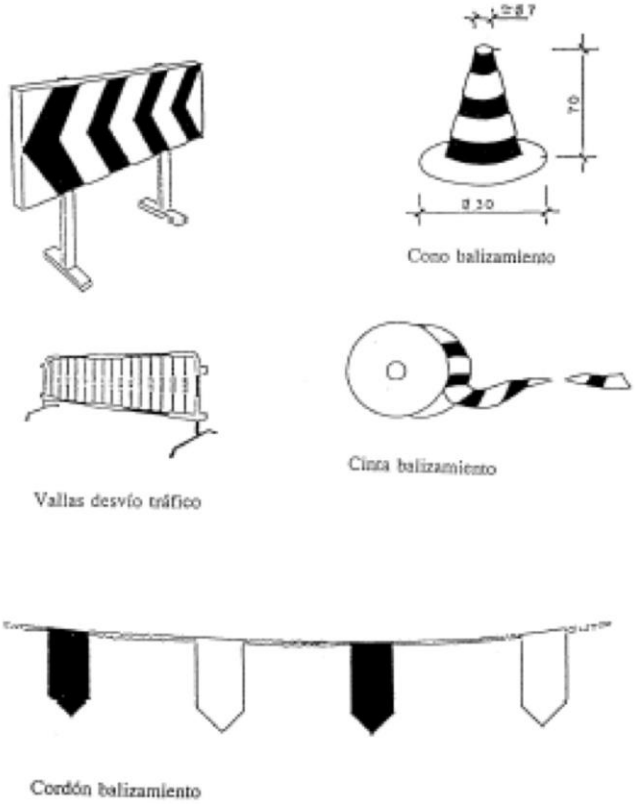


Herramientas.



Deseche las herramientas gastadas. Utilice sólo las que estén en buenas condiciones.

Vallas y acotamientos.



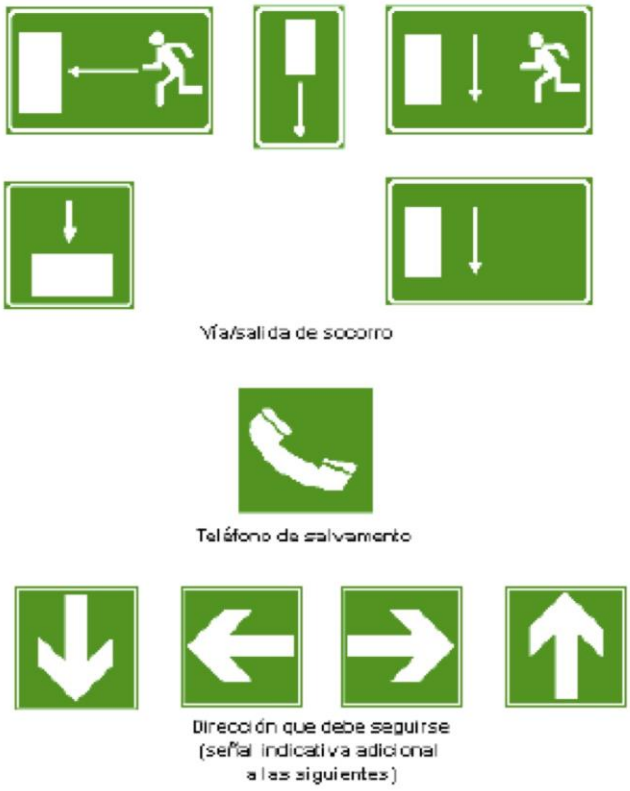
Señales de peligro.

Señales de obligación.

Señales de prohibición.

Señales de incendios.

Señales de salvamento o socorro.



Señas.

Protección de la cabeza.

Protección respiratoria.

Protección de la vista.

Proyecto Fin de Carrera

Instalación Solar Fotovoltaica para autoconsumo energético de una industria hortofrutícola con capacidad de almacenaje de 2400t de fruta fresca

6.Bibliografía

6. BIBLIOGRAFÍA

Libros y documentos:

- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus instrucciones Técnicas Complementarias.
- 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 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexiones de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 697/1995, de 28 de abril, por el que se aprueba el reglamento del registro de establecimientos industriales de ámbito estatal.
- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctric
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- Real decreto 314/2006, de 17 marzo, por el que se aprueba el código técnico de la edificación.
- Código Técnico de la Edificación. Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación.
- Pliego de condiciones técnicas de instalaciones conectadas a red, PCT-C-REV - julio 2011 elaborado por el departamento de energía solar del IDAE.
- Solar Generation V – 2008 Electricidad solar para más de mil millones de personas y dos millones de puestos de trabajo para el año 2020. EPIA.
- Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT. AEMET.

- Referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente. Febrero.2012. IDAE

- Fundamentos de Energía Solar. Gonzalo Abal.

- Manual de ahorro y eficiencia energética del sector de las Centrales Hortofrutícolas. Cooperativas Agroalimentarias y Ministerio de Medio Ambiente.

- Energía Solar Fotovoltaica. M Castro.

- Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Enrique Alcor.

- Edificios Fotovoltaicos. Técnicas y Programas de Simulación. F.J. Argul.

- La energía solar. Aplicaciones prácticas. Progensa.

- Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems—A review. Mohamed A. EltawiL Zhengming Zhao. Renewable and Sustainable Energy.

- On-site characterisation and energv effíciency of grid-connected PV inverters. J.Muñoz, F. Martinez-Moreno and E. Lorenzo. PROGRESS INPHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS Prog. Photovolt: Res.Appl. 2011; 19:192-201.

- Partial Shadowing, MPPT Performance and Inverter Configurations: Observations at Tracking PV Plants. Miguel García, José Miguel Maruri, Luis Marroyo, Eduardo Lorenzo and Miguel Pérez.

- Performance Assessment of a 2 kWp Grid-connected, Building-integrated, Amorphous Silicon Pholovoltaic Installation in Brazil R. RuE ther* and M. M. Dacoregio.

- Plan de Energías Renovables 2011- 2020. - IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.2007.

- Gobierno de España, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Secretaría de Estado de Energía, La energía en España 2010.

- SATEC, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial.
- CNE - Comisión Nacional de Energía.
- Grid-connected power systems: technical and potential problems – A review. Mohamed
- A. Eltawil, Zhengming Zhao, Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (2010) 112-129
- Performance of a concentrating photovoltaic/thermal solar collector Joe S. Coventry.Solar Energy 78 (2005) 211-222
- PCT_IDAE_solar_fotovoltaica_red_2002
- Chapin54_PV_SiliconSolarCell
-

Páginas Web

- APPA: www.appa.es
- CIEMAT: www.ciemat.es
- Comisión Nacional de Energía:www.cne.es
- Dirección General de Energía y Transportes de laComisión Europea:http://europa.eu.int/comm/dgs/energy_transport/index_es.html
- Agores: www.agores.org
- Agencia Internacional de la Energía:www.iea.org
- EUFORES: www.eufores.org
- Energy Efficiency and Renewable Energy Network (EREN).www.eren.doe.gov
- Consejo Mundial de la Energía:www.worldenergy.org
- Clean Energy: www.cleanenergy.de

- Conergy: www.conergy.com
- Aros Solar Teccnology: www.aros-solar.com
- Convención sobre el Cambio Climático de Naciones Unidas:www.unfccc.de
- Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático: www.ipcc.ch
- World Watch Institute:www.worldwatch.org
- Revista Energías Renovables:www.energias-renovables.com

Programas informáticos:

- Software PV3 RetScreen.
- Software PVSYST.
- Software AUTOCAD.
- Software GOOGLE EARTH.

Proyecto Fin de Carrera

Instalación Solar Fotovoltaica para autoconsumo energético de una industria hortofrutícola con capacidad de almacenaje de 2400t de fruta fresca

7. Anexos

7-. ANEXOS.

En este último punto se añadirán las hojas de características de cada uno de los equipos principales utilizados en el proyecto.

- Módulos fotovoltaicos
- Estructura
- Inversores

FICHAS TECNICAS:

Módulos fotovoltaicos

Conergy PowerPlus 215P–240P

Conergy PowerPlus solar modules offer premium quality that pays for itself. They guarantee high system yields and reliable operation over the entire term, and under the most demanding environmental and weather conditions. They are manufactured to the highest quality standards and are characterised by many well thought through details and characteristics that set standards in this combination. We offer a 10-year product warranty for this and comprehensive performance guarantees for a safe and profitable investment.

High yields in practice
- High-performance modules with polycrystalline, triple busbar cell technology
- High efficiency, even in poor light conditions
- Up to 2.5 % more module output through positive performance tolerance
- High yield security thanks to comprehensive performance guarantees for 25 years [1]

Premium quality for long service life
- 10-year product warranty [1]
- High-quality and quality-tested materials and TÜV-certified production
- Secure junction box and cavity-free frame
- High stability, for example in snow, wind and hail, and now with a module load of up to 6,000 Pascal
- Resistant to all weather conditions and to salt spray and ammonia vapours
- Free module take-back programme through PV CYCLE [2]

Planning flexibility
- Recommended for solar energy systems of any size and in any environment
- Optimum area utilisation with optional portrait or landscape installation

Easy to install
- Clamping areas now tested right into the corners for even more flexible installation
- Simple transport – one of the lightest modules of the performance class, with a load capacity of 6,000 Pascal
- Secure installation thanks to reverse polarity protected plugs with twist lock

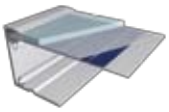
1 | **More output**
High level of performance, with up to 240 Wp rated capacity and an additional 2.5 % positive performance tolerance, increase the yield still further, even in small areas.

2 | **Very high loading capacity**
The high-quality design withstands loads of up to 6,000 Pascal or the impact of golf ball-sized hailstones falling at a speed of 120 km/h with ease.

3 | **High-quality materials**
Premium quality through the use of high-quality materials. The waterproof, soldered and sealed junction box, for example, is particularly secure, and with its passively cooled 3-bypass diodes, it ensures the highest yields, even in unfavourable ambient conditions.

4 | **Conergy premium quality**
The entire module development, production, quality assurance and module production is TÜV-certified to ISO 9001 and 14001, and meets or exceeds all relevant standards.

1

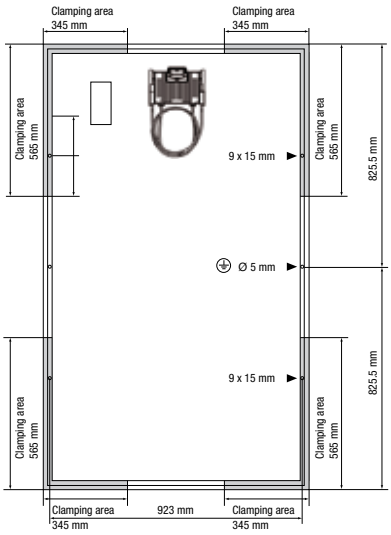
2


3

4

[1] According to Conergy AG's current warranty conditions
[2] Only for PV-CYCLE member countries, more information at www.pvcycle.com

Conergy PowerPlus 215P–240P



Module dimensions (L × W × H): [1]	1,651 × 986 × 46 mm
Cell dimensions:	156 × 156 mm
No. of cells:	60
Cell type:	Polycrystalline cell incorporating 3-busbar technology
NOCT: [2]	44° C ± 2° C
Maximum permissible load:	6,000 Pa [3]
Front cover type:	Micro-structured solar glass, 3.2 mm diameter
Cable:	2× 1,000 mm length, 4 mm² cross-section
Plug type:	Huber + Suhner: plug connector with integrated twist lock
Frame material:	Anodised aluminium
Module weight: [4]	19.6 kg
Maximum permissible system voltage:	1,000 V
Reverse current loadability (I_R):	20 A
Reduction of efficiency from 1,000 W/m² to 200 W/m² in accordance with EN 60904-1:	At 200 W/m², 97 % of STC efficiency is achieved
Certification:	IEC/EN 61215 Ed. 2, IEC/EN 61730, SK II, MCS
Product warranty: [5]	10 years
Performance guarantee 1: [5]	12 years/92 %
Performance guarantee 2: [5]	25 years/80 %

Conergy PowerPlus	215P	220P	225P	230P	235P	240P
Electrical ratings under standard test conditions: [6]						
Nominal output (P_{nom})	215 W	220 W	225 W	230 W	235 W	240 W
Performance tolerance	–0/+2.5 %	–0/+2.5 %	–0/+2.5 %	–0/+2.5 %	–0/+2.5 %	–0/+2.5 %
Module efficiency (P_{nom})	13.21 %	13.51 %	13.82 %	14.13 %	14.44 %	14.74 %
Voltage at maximum performance (U_{mpp}) [7]	28.55 V	28.82 V	29.05 V	29.30 V	29.49 V	29.70 V
Current at maximum performance (I_{mpp}) [7]	7.63 A	7.74 A	7.85 A	7.95 A	8.06 A	8.15 A
Off-load voltage (U_{oc}) [7]	35.54 V	35.76 V	36.00 V	36.22 V	36.37 V	36.48 V
Short-circuit current (I_{sc}) [7]	8.11 A	8.20 A	8.30 A	8.42 A	8.51 A	8.62 A
Temperature coefficient (P_{mpp})	–0.44 %/° C	–0.44 %/° C	–0.44 %/° C	–0.44 %/° C	–0.44 %/° C	–0.44 %/° C
Temperature coefficient (U_{oc}), absolute	–0.117 V/° C	–0.118 V/° C	–0.119 V/° C	–0.120 V/° C	–0.120 V/° C	–0.120 V/° C
Temperature coefficient (U_{oc}), in percent	–0.33 %/° C	–0.33 %/° C	–0.33 %/° C	–0.33 %/° C	–0.33 %/° C	–0.33 %/° C
Temperature coefficient (I_{sc}) absolute	4.73 mA/° C	4.78 mA/° C	4.84 mA/° C	4.90 mA/° C	4.97 mA/° C	5.02 mA/° C
Temperature coefficient (I_{sc}) as a percentage	0.059 %/° C	0.059 %/° C	0.059 %/° C	0.059 %/° C	0.059 %/° C	0.059 %/° C
Electrical rating at 800 W/m², NOCT and AM 1.5						
Power (P_{mpp})	163.49 W	167.42 W	171.14 W	174.83 W	178.39 W	181.67 W
Off-load voltage (U_{oc})	32.98 V	33.18 V	33.41 V	33.61 V	33.75 V	33.85 V
Short-circuit current (I_{sc})	6.72 A	6.79 A	6.88 A	6.97 A	7.05 A	7.14 A
Voltage (U_{mpp})	25.93 V	26.18 V	26.38 V	26.61 V	26.78 V	26.98 V
Current (I_{mpp})	6.31 A	6.40 A	6.49 A	6.57 A	6.66 A	6.74 A

[1] Dimensional tolerance: +/–1 mm
[2] Nominal operating temperature of the cell at 800 W/m² irradiation, 20° C ambient temperature, wind speed of 1 m/s
[3] In accordance with IEC 61215 Ed. 2
[4] Weight tolerance: +/–0.5 kg
[5] According to Conergy AG's current warranty conditions
[6] Standard test conditions defined as follows: 1,000 W/m² radiant power at a spectral density of AM 1.5 and a cell temperature of 25° C
[7] Typical production values

This data sheet complies with the specifications of DIN EN 50380.

Available at:

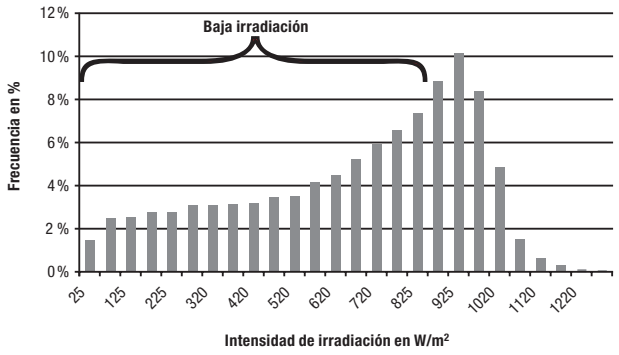
2011©Conergy
Subject to technical modifications without notice.
Conergy_PowerPlus_215P_240P_TD_ENG_2011-06-01

Conergy PowerPlus. Rendimiento adicional ante condiciones de baja irradiación.

- Los sistemas fotovoltaicos operaran dos terceras partes de su tiempo en condiciones de baja irradiación
- Conergy PowerPlus minimiza las pérdida de energía gracias al excelente rendimiento en condiciones de luz débil
- Nuestra experiencia y los certificados que lo acreditan, han demostrado, que al contrario de las previsiones de los programas de simulación, se puede obtener hasta un 3% más de producción en la práctica.
- Los beneficios que se producen como consecuencia de la alta eficiencia de Conergy PowerPlus en condiciones de baja irradiación, son los mismos para las diferentes zonas de irradiación

Qué significa baja irradiación

Las condiciones ideales para la producción de los sistemas de energía solar fotovoltaica son los días despejados, con una incidencia vertical de la luz en el módulo y con una temperatura frescas. Durante el curso del día y durante todo el año, la intensidad de la luz fluctúa, por ejemplo, en el amanecer o atardecer, con la presencia de nubosidad ó con la aparición de sombras. Alrededor de dos terceras partes de la irradiación anual es luz débil - incluso en una zona soleada, como Sevilla, en España. La expresión “Baja Irradiación” se utiliza para describir la intensidad de la radiación que es significativamente inferior a 1000 W / m². En estas condiciones, el rango de rendimiento que un módulo puede alcanzar se hace referencia como su rendimiento a baja irradiación.



Distribución media anual de intensidad de irradiación y proporción de baja irradiación.

¿Como se determina la capacidad nominal del módulo solar con diferentes niveles de radiación?

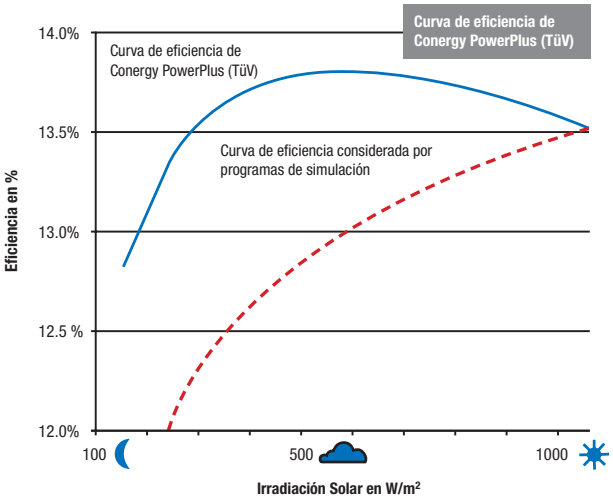
La capacidad nominal de un módulo solar en los diferentes niveles de radiación se determina por la potencia de salida del módulo solar, de acuerdo a un estándar industrial, por medio de una medición de la salida con 1000 W / m² de irradiación y a una temperatura de 25 ° C. También se miden los valores de producción obtenidos para niveles de irradiación de 200 W / m² y 800 W / m².

Influencia de la baja irradiación en la producción de la energía solar

Un sistema fotovoltaico también produce electricidad incluso cuando las condiciones ideales no prevalecen - siempre y cuando el módulo siga recibiendo irradiación. El rendimiento de un sistema fotovoltaico disminuye a medida que las condiciones de luz que recibe son menores. La magnitud de la pérdida de producción real que acompaña a la baja incidencia de la luz depende de la capacidad de producir del módulo fotovoltaico. Los módulos Conergy PowerPlus son una opción convincente con una eficacia superior a la media de módulos del mercado en condiciones de baja irradiación. Esto significa que son especialmente eficaces cuando se trata de la conversión de la energía obtenida en situaciones de l irradiación débi. Esto proporciona al propietario del sistema fotovoltaico un mayor rendimiento y por lo tanto una mejor tasa de retorno de la inversión.

¿Cómo se tiene en cuenta, en los programas de simulación estándar para el cálculo de las previsiones de rendimiento, la capacidad de un sistema solar para aprovechar la baja irradiación y sus resultados?

El asesoramiento profesional y la planificación de un sistema fotovoltaico también incluyen una previsión de rendimiento y cálculos de viabilidad económica. Además de los datos de rendimiento del sistema, se cuenta con los datos de irradiación regional y la vida de servicio del sistema, así como los costes de los materiales, instalación y financiación. Esto significa que la rentabilidad del inversor y/o operador del sistema puede ser calculada. Lo normal es que los programas de simulación utilizados tengan como base de medición los valores obtenidos por los módulos cristalinos y realicen un análisis basado en el supuesto de que las perdidas por baja irradiación tienen un carácter lineal. Esta es la base para la elaboración del cálculo de viabilidad del proyecto.



Curva de eficiencia de los módulos a diferente irradicación – Conergy PowerPlus 220.

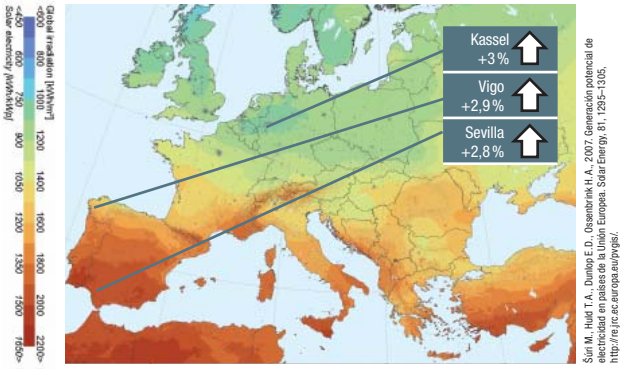
Características del sistema de control en baja irradiación control -- Conergy PowerPlus aumenta la eficiencia

Las medidas de inspección llevadas a cabo por el TÜV Rheinland han demostrado que la alta eficiencia y rendimiento del módulo Conergy PowerPlus aumenta significativamente en condiciones estándar de baja irradiación. El resultado es una potencia significativamente mayor de las perdidas atribuidas en baja irradiación por los programas de simulación. Este es uno de los motivos por los que el sistema de energía solar con módulos Conergy PowerPlus lograr mayores rendimientos.

Pronóstico frente a la práctica --3% más de rendimiento con Conergy PowerPlus

La eficiencia de los módulos Conergy PowerPlus a baja irradiación garantiza un rendimiento anual promedio de hasta un 3% más que la previsión de los programas de cálculo estándar*. Esto se aplica para todas las zonas, independientemente de si la zona de irradiación solar es baja, alta o muy alta. Mayor producción = mejor rendimiento = Un retorno de la inversión más rápido.

*Your Conergy sales contact partner will be pleased to inform you which simulation programs already work with the data currently used by Conergy PowerPlus.



Los sistemas instalados en lugares con baja, alta y muy alta irradiación se benefician más o menos por igual con Conergy PowerPlus.

Alta calidad “realizado por Conergy”

Las obleas, células y módulos se fabrican bajo un moderno proceso de fabricación automatizado en la factoria de Conergy en Frankfurt (Oder). Esto significa que las características de la célula pueden adaptarse a fin de lograr las mejores características del módulo. Además, las células son cuidadosamente seleccionadas sobre la base de los valores de rendimiento y procesadas para maximizar las características de funcionamiento en cualquier módulo. Los módulos de la serie Conergy PowerPlus deben su notable comportamiento en condiciones de baja irradiación a la alta la calidad de los componentes utilizados y al proceso de fabricación.

Más ventajas con el sistema de energía solar Conergy

El inversor también debe ser capaz de adaptarse rápidamente a las condiciones con el fin de obtener el mejor rendimiento posible. Los inversores Conergy IPG son capaces de adaptar su punto óptimo de forma automática en pocos segundos y por lo tanto puede reaccionar en décimas de segundo a los cambios en las condiciones atmosféricas, tales como nubes. La combinación de los módulos Conergy PowerPlus y los inversores Conergy IPG están compaginados para lograr una eficiencia óptima en cada momento. Esta combinación son una forma ideal para lograr altos rendimientos, y por tanto, conseguir rendimientos superiores ante cualquier condición de irradiación.

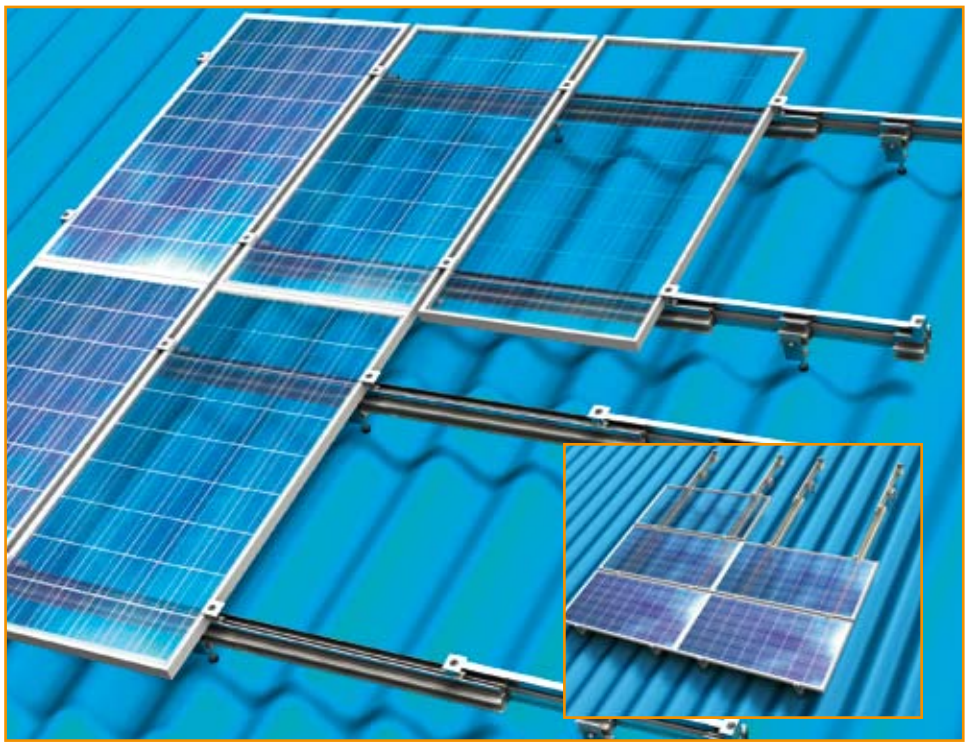
2010©Conergy
La empresa no se hace responsable de posibles errores tipográficos.

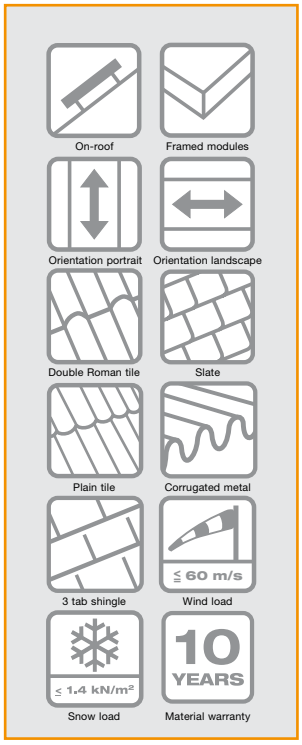
FICHAS TECNICAS:

Estructura soporte.

Conergy SunTop III

Conergy SunTop III is a revolutionary system for PV modules on pitched roofs. Conergy has brought together over 10 years of field experience and German engineering to form our unique, patented aluminum base rails and Quickstone technology to enable easier and faster installations.





Elegant Simplicity. With the Quickstone technology, the Conergy SunTop III offers both an elegant yet simple installation solution which can be mounted easily on any pitched roof with almost every kind of roof material. Once the fixing points are installed, the only installation tool you'll ever need is a simple Allen key.

Significant Savings. The Conergy SunTop III system's unique engineering and high level of pre-assembly will reduce your installation time significantly, as much as 40 % in some cases. Additionally, with only a few rail lengths and the adjustable telescopic end piece, the Conergy SunTop III reduces inventory costs and hassles as well.

Extensive module compatibility. Almost every type of framed module available can be used with the Conergy SunTop III system.

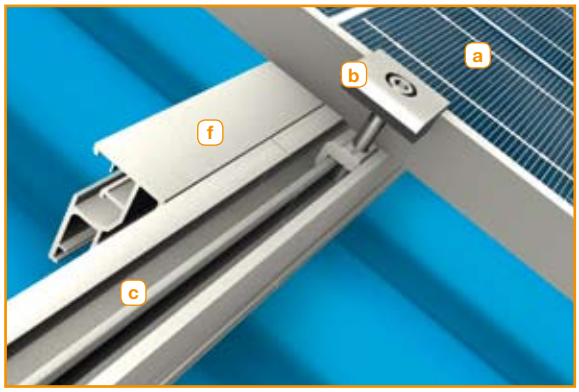
Excellent adaptability. The height adjustment of the base rails from Conergy allows a level PV array to be established, no matter how uneven the roof.

Engineered to high standards. The Conergy SunTop III system design guidelines enable code-compliant installation in all wind regions in Australia. The Conergy SunTop III design tool removes the need for detailed, manual calculations; simply choose your appropriate terrain category and other parameters and the planning aid will provide you with a complete design to comply with AS/NZS 1170.

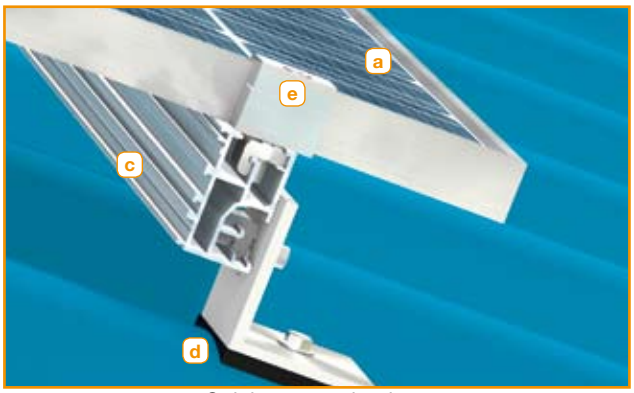
Guaranteed durability. All components are made of extruded aluminum and stainless steel. The high corrosion resistance ensures a long lifespan. Conergy provides a guarantee of 10 years on the durability of all components.

Photovoltaic mounting systems | Technical data

Conergy SunTop III



Splice technology



Quickstone technology

Overview

- a Framed PV module
- b Module clamps
- c Conergy base rails
- d L-Foot
- e Module end clamps
- f Splice

Installation site	Pitched roof - retrofit
Roof cladding	Suitable for most types of roof cladding (further information available upon request)
Roof slope	Up to 60°[1]
Building height	Up to 20 m
Wind load (Max)	Depending on wind region, to be verified by structural engineer
Snow load	Up to 1.4 kN/m²
PV modules	Framed
Module arrangement	In rows or columns[2]
Module orientation	landscape or portrait
Size of the module array	Any[3]
Position of the module array	As required by the site
Possible height compensation	Up to 38 mm standard, 63 mm with optional extension plate
Roof hook separation	Up to 2.5 m[4], depending on site, building height, fastening system and modules used

Standards	AS/NZS 1170
Support rail	Extruded Aluminum (ENAW 6060/6063)
Roof hooks, small parts	Stainless steel and extruded aluminum
Colour	Aluminium
Warranty	10 years durability on materials

[1] Valid for three tab shingles and roof tiles. With metal roofing or similar large surface area cladding, and roof slopes greater than 60°, please contact us in the early stages of your planning.
[2] According to the orientation of the base rails.
[3] Because of the stresses in the rail string caused by temperature expansion, we recommend a maximum length of 10 m per module array.
[4] Please be aware of the higher levels of wind loads when installing on the corners and edges of a roof. We recommend the use of extra attachment points in these areas. For detailed information, please contact us in the early stages of your planning.

Available from:

PHOTOVOLTAICS

SUNTOPIII-TD-AUS-0705

100% recycled paper

For further information: www.conergy.com.au
Subject to technical changes
2007 © Conergy

FICHAS TECNICAS:

Inversores.

02

Sirio K25 y K25 HV

INVERSORES CENTRALIZADOS

CRITERIOS PARA EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD

Toda la gama es configurable de acuerdo a la siguientes normas:
- ENEL DK5940 ed. 2.2 y sucesiva "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL";
- VDE 0126-1 2006-2
- Real Decreto 1663-2000

OPCIONES DISPONIBLES

- Control integrado de aislamiento
- Kit para conectar el polo a tierra (positivo o negativo)
- Protección contra sobretensiones SPD

MODELO	SIRIO K25	K25 HV
Potencia aconsejada del campo fotovoltaico	max 30 kWp min 20 kWp	
Potencia nominal corriente alterna	25 kW	
Potencia máxima corriente alterna	28 kW	
Entrada		
Tensión continúa máxima en circuito abierto	800 Vcc	880 Vcc
Tensión VOSTC aconsejada	540÷640 Vcc	710÷760 Vcc
Intervalo MPPT	330÷700 Vcc	450÷760 Vcc
Intervalo de ejercicio	330÷700 Vcc	450÷760 Vcc
Corriente de entrada máxima	80 Acc	59 Acc
Tensión de umbral para el suministro hacia la red	390 Vcc	540 Vcc
Tensión de Ripple	<1%	
Número de entradas	1	
Número de MPPT	1	
Conectores CC	Terminales de tornillo	
Salida		
Tensión de ejercicio	400 Vca	
Intervalo operativo	340 ÷ 460 Vca	
Intervalo para la máxima potencia	340 ÷ 460 Vca	
Intervalo de frecuencia	49,7 ÷ 50,3 Hz	
Intervalo de frecuencia configurable	47 ÷ 52 Hz	
Corriente nominal	36 Aca	
Corriente máxima	46 Aca	
Corriente de cortocircuito	46 Aca	
Distorsión armónica (THDi)	<3%	
Factor de potencia	>0,99	
Separación galvánica	Trafo BF	
Conectores CA	Terminales de tornillo	
Sistema		
Rendimiento máximo	95,8%	96,4%
Rendimiento europeo	94,9%	95,3%
Consumo en stand-by	<32 W	
Consumo de noche	<32 W	
Protecciones internas	Magnetotérmico lado AC y seccionador en lado CC	
Protección funcionamiento en isla	SÍ	
Detección dispersión hacia tierra	Opcional	
Disipación de calor	ventilador controlado	
Temperatura de servicio	0°C ÷ 45°C	
Temperatura de almacenamiento	-20°C ÷ 70°C	
Humedad	0 ÷ 95% sin condensación	

CARACTERÍSTICAS

Color: RAL 7035 / RAL 1033

Dimensiones (AxPxL): 555x720x1200 mm

Peso: 300 kg

Nivel de protección: IP20

Ruido acústico: <66dBA

COMUNICACIÓN

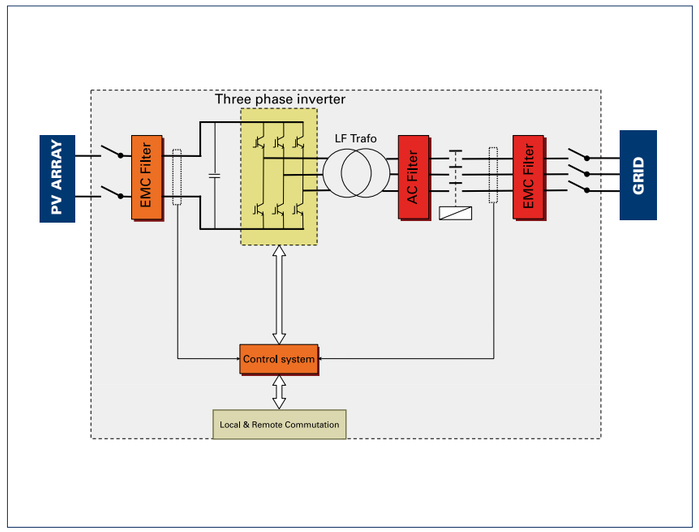
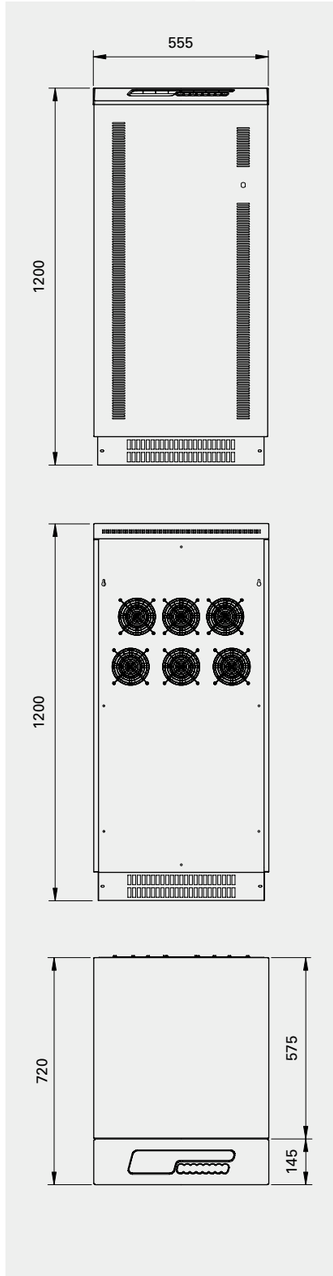
Pantalla: LCD multi idioma (inglés, italiano, alemán, español y francés) 2 líneas, 40 caracteres

Interfaz de comunicación: 2xRS232 de serie, RS485, ModBUS y Ethernet opcional (versión ranura)

CONFORMIDAD

EMC: EN61000-6-3, EN61000-6-2, EN61000-3-11, EN61000-3-12

Sécuridad: EN50178

Directivas: Directiva de baja tensión: 2006/95/EC, EMC Directiva: 2004/108/EC

Criterios para el suministro de electricidad: ENEL DK5940 ed. 2.2 y sucesiva "Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL; Real Decreto 1663-2000