

ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



TRABAJO FIN DE GRADO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO DE VIVIENDAS

Titulación: ; fUXc`Yb`b[Yb]Yf†U`Yb`HYWbc`c[†Ug`XY`U
Telecomunicación.

Autor: Varinia D. Jiménez Pérez

Tutores: José María Cabrera Peña

Francisco Juan Santana Suárez

Fecha: Diciembre de 2014

ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



TRABAJO FIN DE GRADO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO DE VIVIENDAS

HOJA DE FIRMAS

Alumno/a

Fdo.: Varinia D. Jiménez Pérez

Tutor/a

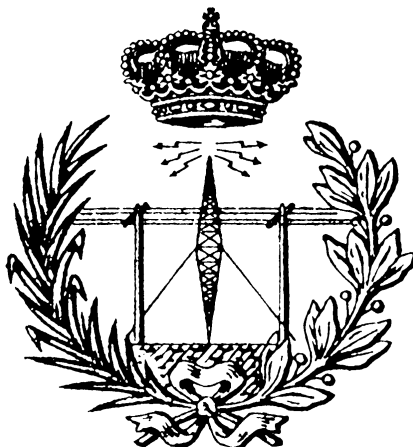
Tutor/a

Fdo.: José María Cabrera Peña

Fdo.: Francisco Juan Santana Suárez

Fecha: Diciembre de 2014

ESCUELA DE INGENIERÍA DE TELECOMUNICACIÓN Y ELECTRÓNICA



TRABAJO FIN DE GRADO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA PARA UN EDIFICIO DE VIVIENDAS

HOJA DE EVALUACIÓN

Calificación: _____

Presidente

Fdo.:

Vocal

Secretario/a

Fdo.:

Fdo.:

Fecha: Diciembre de 2014

INDICES

Índice general

1	Introducción.....	17
1.1	Objeto y alcance	18
1.2	Introducción a la energía solar fotovoltaica	19
1.2.1	Efecto fotoeléctrico	20
1.2.2	La radiación solar	22
1.2.3	Situación de la energía solar fotovoltaica en Canarias, España, Europa y resto del mundo.....	22
1.2.4	Elementos de un sistema fotovoltaico	27
1.2.5	Funcionamiento.....	28
1.2.6	Tipologías de instalaciones solares fotovoltaicas.....	29
1.2.6.1	Instalaciones aisladas	29
1.2.6.2	Instalaciones solares conectadas a red	30
1.2.7	Ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica	31
1.3	Tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica	32
1.3.1	Descripción de los componentes.....	33
1.3.1.1	Célula fotoeléctrica.....	33
1.3.1.1.1	Células monocristalinas de silicio	33
1.3.1.1.2	Células policristalinas.....	34
1.3.1.1.3	Células amorfas.....	34
1.3.1.2	Módulos solares.....	35
1.3.1.3	Generador fotovoltaico	36
1.3.1.4	Inversores	37
1.3.1.5	Contadores	38
1.3.1.6	Equipo de medida.....	39
1.3.1.7	Estructura de soporte de las placas.....	39
1.3.1.8	Caja General de Protección	40
1.3.1.9	Puesta a tierra.....	40
1.3.1.10	Cableado de Interconexión.....	40
1.3.1.11	Acometida eléctrica.....	41
1.3.1.12	Instalación de enlace	42
1.3.1.12.1	Caja de protección y medida	42
1.3.1.12.2	Dispositivos generales e individuales de comando y protección	42
1.3.2	Integración arquitectónica de la energía solar fotovoltaica.....	43

1.3.2.1	Integración en cubiertas de edificios.....	43
1.3.2.2	Integración en fachadas o elementos de fachada.....	44
1.3.2.3	Varias aplicaciones.....	46
1.3.3	Nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica	48
1.3.3.1	Paneles solares con forma de tejas	48
1.3.3.2	Paneles transparentes	49
1.3.3.3	Paneles solares cilíndricos	50
1.3.3.4	Persianas que captan energía e iluminan de noche	50
1.3.3.5	Ventanas solares.....	51
1.3.3.6	Nuevas células solares con forma esférica	52
1.3.3.7	Paneles fotovoltaicos orgánicos y CIGS	53
1.3.3.8	Fachadas solares.....	54
1.4	Normativa y reglamentación	54
2	Memoria descriptiva.....	59
2.1	Objeto del proyecto.....	59
2.2	Alcance.....	59
2.3	Situación y emplazamiento.....	59
2.4	Descripción del edificio, parcela y actividad.....	60
2.4.1	Parcela	60
2.4.2	Descripción del edificio.....	60
2.4.3	Descripción de la actividad	60
2.5	Normas legales y referencias.....	60
2.5.1	Disposiciones para instalaciones solares fotovoltaicas	60
2.5.2	Organismos y/o empresas de interés general afectadas	62
2.6	Presupuesto	62
2.7	Solución adoptada	62
2.7.1	Datos de la instalación.....	62
2.7.2	Módulos fotovoltaicos.....	63
2.7.3	Inversor.....	65
2.7.4	Orientación e inclinación	66
2.7.4.1	Orientación	66
2.7.4.2	Inclinación.....	67
2.7.5	Sombras	67
2.7.6	Dimensionado del campo	67

2.7.7	Cajas de conexión	68
2.7.8	Estructura soporte	70
2.7.9	Cuarto de inversores.....	70
2.7.10	Cableado	71
2.7.10.1	Características de los conductores	71
2.7.10.2	Características de las canalizaciones	71
2.7.10.3	Configuración del cableado	72
2.7.10.4	Fórmulas de cableado.....	73
2.7.11	Medidas de protección empleadas	73
2.7.11.1	Protección de personas	73
2.7.11.2	Protección contra sobrecargas.....	74
2.7.11.3	Protección contra sobretensiones.....	74
2.7.11.4	Protección de corriente continua	75
2.7.11.4.1	En cuarto de inversores	75
2.7.11.4.2	En campo solar	75
2.7.11.5	Protecciones de las conexiones máxima y mínima frecuencia	76
2.7.12	Contador de energía bidireccional	76
2.7.13	Condiciones de puesta a tierra	76
2.8	Radiación solar.....	77
2.9	Producción energética	78
2.9.1	Factores influyentes en la producción.....	78
2.9.2	Producción de energía	78
2.10	Filosofía de funcionamiento de inversores para autoconsumo inyección cero.....	79
2.10.1	Introducción.....	79
2.10.2	Instalaciones trifásicas a partir de un inversor trifásico	80
3	Memoria de cálculo	85
3.1	Estimación del consumo	85
3.2	Datos de partida	85
3.3	Consumo medio diario.....	87
3.4	Estudio energético	91
3.4.1	Ubicación de la instalación	92
3.4.2	Cálculo de la energía incidente.....	92
3.4.3	Radiación incidente sobre superficie inclinada con un ángulo fijo	93
3.4.4	Procedimiento de cálculo de las pérdidas por azimut.....	97

3.4.4.1	Cálculo de las pérdidas por azimut en la instalación.....	98
3.4.5	Performance Ratio Global (PRG) de la central.....	99
3.4.5.1	Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado de CC (LCC).....	101
3.4.5.2	Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado de CA (LCA)	102
3.4.5.3	Pérdidas por polvo suciedad (LPS).....	102
3.4.5.4	Pérdidas por sombreado (LSOM)	103
3.4.5.5	Pérdidas por cumplimiento de la potencia nominal (LPN).....	104
3.4.5.6	Pérdidas de conexionado (LM)	104
3.4.5.7	Pérdidas por el rendimiento DC/AC del inversor (LINV).....	105
3.4.5.8	Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV (LMPPT)	105
3.4.5.9	Pérdidas angulares y espectrales (LAS)	106
3.4.5.10	Pérdidas por temperatura (LTEMP).....	106
3.4.5.11	Cálculo del Performance Ratio Global (RENDIMIENTO GLOBAL)	107
3.4.6	Producción energética esperada	108
3.5	Cálculos.....	115
3.5.1	Dimensionado del generador fotovoltaico.....	115
3.5.1.1	Distribución de los módulos fotovoltaicos	115
3.5.2	Condiciones de funcionamiento STC	119
3.5.2.1	Ramas en serie.....	119
3.5.2.2	Ramas en paralelo	119
3.5.3	Condiciones de funcionamiento no STC.....	120
3.5.3.1	Ramas en serie.....	120
3.5.3.2	Ramas en paralelo	120
3.5.4	Configuración elegida	121
3.5.5	Distancia entre filas consecutivas.....	123
3.5.6	Distancia entre filas en la cubierta	124
3.5.7	Dimensionado de los conductores	127
3.5.7.1	Criterios de diseño.....	127
3.5.7.1.1	Circuitos de Corriente Continua	127
3.5.7.2	Circuito de Corriente Alterna.....	128
3.5.8	Dimensionado de los conductores	129
3.5.8.1	Dimensionado del tramo de Corriente Continua	130
3.5.8.2	Dimensionado de Corriente Alterna.....	133

3.5.9	Cálculo de las protecciones eléctricas	138
3.5.9.1	Intensidad de cortocircuito	138
3.5.9.2	Calibre de las protecciones.....	139
3.5.10	Estructura soporte.....	143
3.5.11	Electrificación del cuarto de inversores.....	143
4	Memoria económica.....	149
4.1	Presupuesto.....	149
4.1.1	Introducción y definiciones	149
4.1.2	Instalación Fotovoltaica.....	152
4.1.2.1	Mediciones	152
4.1.2.2	Cuadro de precios.....	155
4.1.2.3	Presupuesto.....	157
4.1.3	Estudio de seguridad y salud	160
4.1.4	Costes de ingeniería.....	161
4.1.5	Presupuesto total	161
5	Conclusión	165
6	Bibliografía y referencias	169
Anexos		
	Estudio de Seguridad y Salud	
	Pliego de Condiciones	
	Estudio de Viabilidad Económica	
	Planos	

Índice de tablas

Tabla 1. Aumento de consumo de energía en el mundo	17
Tabla 2. Características de los módulos fotovoltaicos	64
Tabla 3. Características técnicas del inversor Ingecon Sun 20	66
Tabla 4. Características eléctricas para el diseño seleccionado.....	67
Tabla 5. (Fuente: http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/ , PVGIS (c) European Communities)	77
Tabla 6. Producción teórica de nuestra instalación solar fotovoltaica	79
Tabla 7. Estimación consumos viviendas tipo A,B,C y D	86
Tabla 8. Estimación consumos viviendas tipo E	86
Tabla 9. Estimación consumos viviendas tipo F	87
Tabla 10. Estimación consumos Servicios Generales	87
Tabla 11. Estimación consumos Garaje.....	87
Tabla 12. Estimación consumo diario edificio.....	89
Tabla 13. Estimación del consumo horario del edificio para un día de un mes tipo	90
Tabla 14. Radiación global sobre superficie horizontal.....	92
Tabla 15. Valores de k para 28º de latitud (Canarias).....	93
Tabla 16. Radiación global sobre distintos ángulos de inclinación del panel FV	94
Tabla 17. Performance Ratio Global	108
Tabla 18. Energía generada por el sistema	108
Tabla 19. Producción obtenida por la planta	110
Tabla 20. Valores significativos del factor k, en función de la latitud del lugar	125
Tabla 21. Cálculo de la sección de los conductores en función de la intensidad de la línea	128
Tabla 23. Calculo de sección y caídas de tensión.....	129
Tabla 24. Dimensionado entre el string más desfavorable y la CGC en la instalación.....	131
Tabla 25. Dimensionado entre la CGC y el inversor de la instalación	132
Tabla 26. Caída de tensión acumulada (CC) en la instalación	132
Tabla 27. Características de la línea entre el inversor y el CGMP de la instalación	134
Tabla 28. Características de la línea general de alimentación CGMP-CGP	135
Tabla 29. Caída de tensión acumulada (CA) para la instalación	136
Tabla 30. Tabla 5 ITC-BT-07: Intensidad máxima admisible. en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)	137
Tabla 31. Características de la línea de distribución CGP-CT	138
Tabla 32. Componentes y unidades necesarias en la estructura de la instalación	143

Tabla 33. Coeficientes de reducción coste honorarios	152
Tabla 34. Presupuesto Estructura soporte.....	153
Tabla 35. Mediciones globales	155
Tabla 36. Cuadro de precios.....	157
Tabla 37. Presupuesto.....	159
Tabla 38. Presupuesto del Estudio de Seguridad y Salud	161
Tabla 39. Coste Honorarios	161
Tabla 40. Presupuesto total	161
Tabla 41. Datos del proyecto.	4

Índice de figuras

Figura 1. Espectro de la Irradiancia solar	22
Figura 2. Instalación solar fotovoltaica sin inversor, utilización a 12Vcc	28
Figura 3. Instalación solar fotovoltaica con inversor, utilización a 230 Vca.....	28
Figura 4. Diferentes aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.....	31
Figura 5. Fotografía de una célula monocristalina de silicio	34
Figura 6. Fotografía de una célula policristalina de silicio	34
Figura 7. Ilustración de una célula amorfa.....	35
Figura 8. Fotografía de un panel solar fotovoltaico convencional.....	36
Figura 9. Ilustración de un generador solar fotovoltaico sobre suelo conectado a red	36
Figura 10. Fotografía de un inversor fotovoltaico convencional	38
Figura 11. Fotografía de un contador de energía trifásica	39
Figura 12. Integración fotovoltaica en cubiertas de edificios	43
Figura 13. Integración fotovoltaica en fachadas. Parasoles.....	44
Figura 14. Integración fotovoltaica en fachadas. Muros cortina	44
Figura 15. Integración fotovoltaica en fachadas. Paños ciegos y fachadas	45
Figura 16. Aplicaciones fotovoltaica. Pérgolas.....	46
Figura 17. Aplicaciones fotovoltaica. Aparcamientos	46
Figura 18. Aplicaciones fotovoltaica. Mobiliario urbano y otras integraciones.....	47
Figura 19. Fotografía de un chalet con tejado compuesto de tejas solares fotovoltaicas.....	48
Figura 20. Fotografía de un módulo solar compuesto de células solares transparentes	49
Figura 21. Ilustración de un panel solar cilíndrico utilizado para la generación de energía solar fotovoltaica	50
Figura 22. Fotografía de una persiana solar con un diseño vanguardista	50
Figura 23. Fotografía de un edificio alemán con ventanas solares.....	51
Figura 24. Objetos fabricados mediante células solares de forma esférica	52
Figura 25. Fotografía de un pequeño módulo fotovoltaico orgánico	53
Figura 26. Fotografía de un edificio con fachada solar	54
Figura 27. Curva característica del módulo.....	64
Figura 28. Esquema eléctrico del inversor Ingecon Sun 20.....	65
Figura 29. Orientación del módulo fotovoltaico	66
Figura 30. Características de la caja de conexión.....	69
Figura 31. Estructura soporte de la marca Würth, sistema de fijación solar Zebra.....	70

Figura 32. Conexión de los inversores a los seccionadores	75
Figura 33. Perfil de consumo de una vivienda real con una instalación fotovoltaica para autoconsumo instantáneo	80
Figura 34. Esquema de funcionamiento del kit de autoconsumo instantáneo	81
Figura 35. Diseño óptimo de una instalación de autoconsumo.....	88
Figura 36. Evolución del consumo diario	91
Figura 37. Comparativa entre la inclinaciones con mayor aportación solar.....	95
Figura 38. Elevación del módulo y Ángulo de acimut	96
Figura 39. Cálculos de pérdidas por azimut	98
Figura 40. Cálculo pérdidas por azimut para instalación	99
Figura 41. Pérdidas con la radiación	103
Figura 42. Pérdidas con la temperatura.....	107
Figura 43. Energía generada por la instalación	109
Figura 44. Producción obtenida en la instalación	110
Figura 45. Trayectoria solar en el municipio de Las Palmas de Gran Canaria.....	111
Figura 46. Irradiación horizontal y global en kWh/m ² *día para una superficie con inclinación 25º y acimut -45º.....	111
Figura 47. Relación entre corriente y tensión del campo fotovoltaico de 40 kW en función de las condiciones externas.....	112
Figura 48. Parámetros característicos del módulo FV empleado y relación tensión/corriente en función de la irradiación incidente.....	113
Figura 49. Parámetros característicos del inversor Ingecon Sun 20 kW	113
Figura 50. Resultados obtenidos en la simulación de la instalación	114
Figura 51. Balance y resultados finales de la simulación de la instalación	114
Figura 52. Parámetros obtenidos a través del PVsyst para el primer caso en instalación de 40 kW	118
Figura 53. Parámetros obtenidos a través del PVsyst para el segundo caso en instalación de 40 kW	119
Figura 54. Instalación de módulos fotovoltaicos de manera transversal	124
Figura 55. Instalación de módulos fotovoltaicos de manera longitudinal.....	124
Figura 56. Distancia mínima entre módulos consecutivos	125
Figura 57. Distancia mínima entre módulos consecutivos	126

INTRODUCCIÓN

1 Introducción

La energía es "la medida de la capacidad de un sistema para proporcionar trabajo por medios mecánicos o calor por medios no mecánicos".

El Sol, con una potencia media de $3,7 \cdot 10^{14}$ TW, de la que llega a la superficie 173.000 TW (o lo que es lo mismo, 900 W / m²) constituye sin duda alguna una fuente de energía formidable. Tiene un papel fundamental entre las diferentes energías renovables conocidas hoy en día, como lo demuestra la siguiente tabla:

Y teniendo en cuenta el creciente aumento del consumo de energía en el mundo, se puede prever que esta energía es una energía de futuro:

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

Tabla 1. Aumento de consumo de energía en el mundo

La energía solar es una energía garantizada para los próximos 6.000 millones de años. El Sol ha brillado en el cielo desde hace unos cinco mil millones de años, y se calcula que todavía no ha llegado a la mitad de su existencia. Es fuente de vida y origen de las demás formas de energía que el hombre ha utilizado desde los albores de la Historia, y puede satisfacer todas nuestras necesidades si aprendemos cómo aprovechar de forma racional la luz que continuamente derrama sobre el planeta. Es una fuente de energía inagotable, por su magnitud y porque su fin será el fin de la vida en la Tierra.

Durante el presente año, el Sol arrojará sobre la Tierra cuatro mil veces más energía que la que vamos a consumir. No sería racional no intentar aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable, que puede liberarnos definitivamente de la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras o, simplemente, contaminantes.

Es preciso señalar que existen algunos problemas que debemos afrontar y superar. Aparte de las dificultades que una política energética solar avanzada conllevaría por sí misma, hay que tener en cuenta que esta energía está sometida a continuas variaciones más o menos bruscas. Así, por ejemplo, la radiación solar es menor en invierno, precisamente cuando más la necesitamos.

Es de vital importancia proseguir con el desarrollo de la incipiente tecnología de captación, acumulación y distribución de la energía solar, para conseguir las condiciones que la hagan definitivamente competitiva, a escala planetaria.

1.1 Objeto y alcance

Este proyecto tiene como objetivo la redacción de las condiciones técnicas para la instalación de una planta de generación fotovoltaica. Esta planta estará situada en la cubierta de un edificio de viviendas situado en Siete Palmas, ciudad de Las Palmas de Gran Canaria, provincia de Las Palmas.

El proyecto analiza las posibilidades que ofrece una instalación de energía solar fotovoltaica, formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos montados sobre cubierta.

La suspensión de las primas a las renovables llevada a cabo por el Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero y el retraso en el desarrollo de la normativa de autoconsumo con balance neto por parte de la Administración del Estado, ha originado en todo el territorio nacional una búsqueda de alternativas a la autoproducción eléctrica prevista en el Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, regulador la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, y cuya implantación se ha visto frenada por una gran cantidad de barreras administrativas en relación al vertido a red, y a la concesión del punto de conexión.

Con la reciente disponibilidad en el mercado de dispositivos capaces de efectuar el control dinámico de la potencia entregada por los inversores, en función de los datos de consumo de la instalación, ya es posible la interconexión de instalaciones de generación en instalaciones interiores, con la garantía de que no se producirá, en ningún caso, el vertido de la energía excedentaria a la red.

Al garantizarse la no interrelación de la instalaciones generadoras de autoconsumo con la red de distribución, este tipo de instalaciones quedan fuera del ámbito de aplicación del

Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, regulador la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Estas instalaciones de autoconsumo total, por su no afección a la red de distribución, tienen su encaje jurídico en la instrucción ITC.BT-40, del Reglamento electrotécnico de baja tensión aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, bajo la denominación de instalaciones generadoras interconectadas; “aquellas que están, normalmente, trabajando en paralelo con la Red de Distribución Pública”.

En cuanto al procedimiento administrativo de autorización administrativa y de puesta en servicio, las instalaciones de autoconsumo total se rigen por el DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

Es de gran relevancia en el proyecto la búsqueda de la máxima integración de las instalaciones en el emplazamiento escogido, de manera que su posible afectación sea mínima.

A nivel técnico se exponen y analizan los diferentes elementos que integran la instalación para asegurar su correcto funcionamiento.

La memoria técnica se ha redactado de manera que cumpla con las normativas de aplicación, la relación de estas ha sido incluida en el pliego de condiciones técnicas.

Se adjuntan los planos y los esquemas eléctricos necesarios para la ejecución del proyecto.

Se adjuntan los cálculos justificativos que garantizan el correcto funcionamiento de la instalación y el cumplimiento con los requerimientos de la normativa vigente.

1.2 Introducción a la energía solar fotovoltaica

La Energía solar, es la energía 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, por ejemplo en dispositivos ópticos o de otro tipo. Es una de las llamadas energías renovables particularmente del grupo no contaminante, conocido como energía limpia o energía verde.

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/m^2 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/m^2 (que corresponde a un valor máximo en el perihelio de 1395 W/m^2 y un valor mínimo en el afelio de 1308 W/m^2).

1.2.1 Efecto fotoeléctrico

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 contrato 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 durables 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 sí 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 cómo 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.

1.2.2 La radiación solar

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol. El sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una temperatura de unos 6000 K. La radiación solar se distribuye desde infrarrojo hasta ultravioleta. No toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues las ondas ultravioletas, más cortas, son absorbidas por los gases de la atmósfera fundamentalmente por el ozono. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la tierra. Su unidad es el W/m^2 (vatio x metro²).

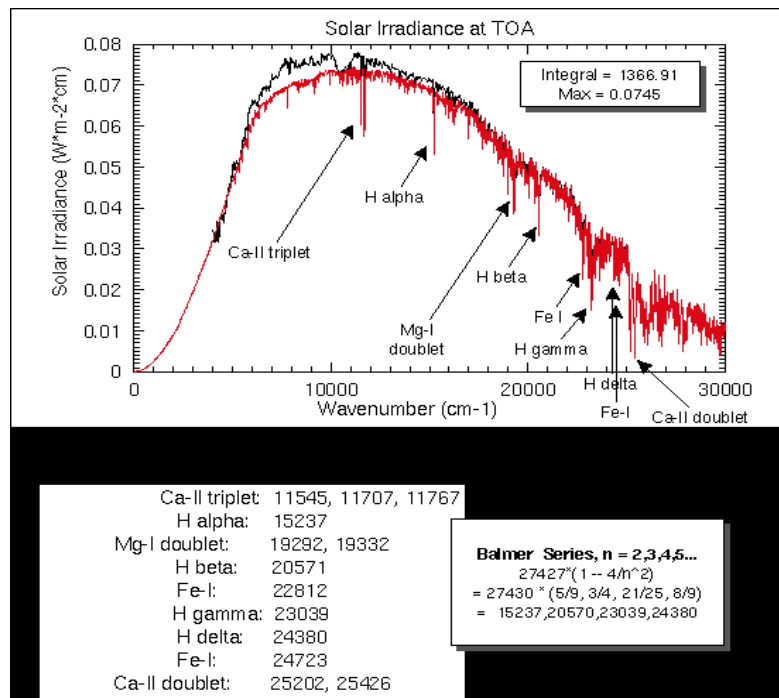


Figura 1. Espectro de la Irradiancia solar

1.2.3 Situación de la energía solar fotovoltaica en Canarias, España, Europa y resto del mundo.

En enero de se procedió a la suspensión de forma indefinida de los cupos, es decir, los procedimientos de preasignación de retribución y de los incentivos económicos para nuevas instalaciones fotovoltaica. En la práctica este RDL supuso que las nuevas plantas

fotovoltaicas que no estuvieran inscritas en cupos no recibirán prima alguna pero podrán vender la energía a precio de mercado.

Tal regulación supuso un freno al desarrollo de la energía fotovoltaica y agravó la crisis del sector renovable en España iniciada en el año 2010, cuando el anterior Gobierno socialista aprobó dos regulaciones: una que limitaba la percepción de primas hasta el límite del año 25 (RD 1565/2010, de 19 de noviembre) y la última, el 24 de diciembre de 2010, en la que se limitaba el número de horas susceptibles de pago, estableciéndose un recorte retroactivo de un 30% sobre lo garantizado anteriormente. Al realizarse mediante un Real Decreto Ley (el 14/2010 de 24 de diciembre), esto impedía su tramitación en los juzgados de forma directa al no poderse utilizar la vía de forma directa por los administrados. Sí, en cambio, permite medidas como las efectuadas por fondos de inversión extranjeros mediante un arbitraje internacional.

Por el contrario, las principales asociaciones empresariales del sector renovable y organizaciones ecologistas, rechazan estas acusaciones argumentando que sólo aproximadamente un 20% del déficit se debe a las primas del régimen especial, incluida la cogeneración, perteneciendo el resto a otros extracostes, como la desviación de precios del pool eléctrico, costes extrapeninsulares y otros. Argumentan, entre otros motivos, que en el periodo 2000-2008 el déficit de tarifa fue 8000 millones de euros mayor que las primas a las renovables, o que, por ejemplo, el déficit de tarifa total ascendía ya en 2008 a 16 000 millones de euros (un 60% del actual en 2013), cuando en España la industria fotovoltaica todavía no se había desarrollado.

Según estas mismas asociaciones, esta situación provoca una grave contradicción entre los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías limpias, por una parte, y en España, la realidad de una escasa liberalización del sector energético que impide el despegue y la libre competitividad de las energías renovables y la generación distribuida. A finales de 2013 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4 679 MW.

Alemania es en la actualidad el segundo fabricante mundial de paneles solares fotovoltaicos tras Japón, con cerca de 5 millones de metros cuadrados de paneles solares, aunque sólo representan el 0,03% de su producción energética total. La venta de paneles fotovoltaicos ha crecido en el mundo al ritmo anual del 20% en la década de los noventa. En la UE el crecimiento medio anual es del 30%.

El crecimiento actual de las instalaciones solares fotovoltaicas está limitado por la falta de materia prima en el mercado (silicio de calidad solar) al estar copadas las fuentes

actuales, aunque a partir de la segunda mitad de 2008 el precio del silicio de grado solar ha comenzado a disminuir al aumentar su oferta debido a la entrada en escena de nuevos productores. Prueba de ello son los diversos planes se han establecido para nuevas factorías de este material en todo el mundo, incluyendo dos proyectos en España con la colaboración de los principales actores del mercado.

La inyección en red de la energía solar fotovoltaica, estaba regulada por el Gobierno Español mediante el RD 661/2007 con el 575 % del valor del kilowatio-hora normal, lo que se correspondía con unos 0,44 euros por cada kwh que se inyectaba en red.

Actualmente, el acceso a la red eléctrica en España requiere una serie de permisos de la administración y la autorización de la compañía eléctrica distribuidora de la zona. Esta tiene la obligación de dar punto de enganche o conexión a la red eléctrica, pero en la práctica el papeleo y la reticencia de las eléctricas están frenando el impulso de las energías renovables. Las eléctricas buscan motivos técnicos como la saturación de la red para controlar sus intereses en otras fuentes energéticas y con la intención de bloquear la iniciativa de los pequeños productores de energía solar fotovoltaica.

Esta situación provoca una grave contradicción entre los objetivos de la Unión Europea para impulsar las energías limpias y la realidad de una escasa liberalización en España del sector energético que impide el despegue y la libre competitividad de las energías renovables.

Los expertos aquí consultados (IDEA y el EVE) creen que hay varias razones, además de las citadas que explican el escaso desarrollo de la energía solar:

- Condicionantes económico-financieros: se necesita hacer una inversión inicial elevada que no todo el mundo puede asumir.
- El período de amortización de la inversión es largo, unos diez años.
- Falta de concienciación ecológica y medioambiental.
- La sociedad española tiene poca información sobre el tema y no conoce todos los beneficios y usos de la energía solar.
- Ausencia de normativa necesaria para fomentar su uso.
- No se cuida lo suficiente la integración de la instalación solar en los edificios.
- En algunos casos la falta de espacio puede ser un inconveniente a la hora de la instalación.
- La normativa exigida en algunos casos puede retraer a algunos consumidores interesados: en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red el propietario debe

hacer declaración de IVA cada tres meses y darse de alta en el impuesto de actividades económicas, porque se vende energía a la compañía eléctrica.

En el año 2011 se aprueba el RD 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.

Con la reciente disponibilidad en el mercado de dispositivos capaces de efectuar el control dinámico de la potencia entregada por los inversores, en función de los datos de consumo de la instalación, ya es posible la interconexión de instalaciones de generación en instalaciones interiores, con la garantía de que no se producirá, en ningún caso, el vertido de la energía excedentaria a la red.

Al garantizarse la no interrelación de las instalaciones generadoras de autoconsumo con la red de distribución, este tipo de instalaciones quedan fuera del ámbito de aplicación del Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, regulador de la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.

Más tarde, aparece el artículo 9 de la Ley 24/2013, publicada en el BOE de 27 de diciembre 2013, del Sector Eléctrico, establece que:

1. A los efectos de esta ley, se entenderá por autoconsumo el consumo de energía eléctrica proveniente de instalaciones de generación conectadas en el interior de una red de un consumidor o a través de una línea directa de energía eléctrica asociadas a un consumidor.

Se distinguen las siguientes modalidades de autoconsumo:

a) Modalidades de suministro con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor que dispusiera de una instalación de generación, destinada al consumo propio, conectada en el interior de la red de su punto de suministro y que no estuviera dada de alta en el correspondiente registro como instalación de producción. En este caso existirá un sujeto: el sujeto consumidor.

b) Modalidades de producción con autoconsumo. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica conectada en el interior de su red. En este caso existirán dos sujetos: el sujeto consumidor y el productor.

c) Modalidades de producción con autoconsumo de un consumidor conectado a través de una línea directa con una instalación de producción. Cuando se trate de un consumidor asociado a una instalación de producción debidamente inscrita en el registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica a la que estuviera conectado a través de una línea directa. En este caso existirán dos sujetos: el sujeto consumidor y el productor.

d) Cualquier otra modalidad de consumo de energía eléctrica proveniente de una instalación de generación de energía eléctrica asociada a un consumidor.

2. En el caso en que la instalación de producción de energía eléctrica o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico, los titulares de ambas estarán sujetos a las obligaciones y derechos previstos en la presente ley y en su normativa de desarrollo.

3. Todos los consumidores sujetos a cualquier modalidad de autoconsumo tendrán la obligación de contribuir a los costes y servicios del sistema por la energía autoconsumida, cuando la instalación de generación o de consumo esté conectada total o parcialmente al sistema eléctrico.

Para ello estarán obligados a pagar:

- los mismos peajes de acceso a las redes,
- cargos asociados a los costes del sistema y
- costes para la provisión de los servicios de respaldo del sistema que correspondan a un consumidor no sujeto a ninguna de las modalidades de autoconsumo descritas en el apartado anterior.

El Gobierno podrá establecer reglamentariamente reducciones en dichos peajes, cargos y costes en los sistemas no peninsulares, cuando las modalidades de autoconsumo supongan una reducción de los costes de dichos sistemas.

4. Los consumidores acogidos a las modalidades de autoconsumo de energía eléctrica tendrán la obligación de inscribirse en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica, creado a tal efecto en el Ministerio de Industria, Energía y Turismo [3].

Reglamentariamente, previa audiencia de las Comunidades Autónomas y Ciudades de Ceuta y Melilla, se establecerá por el Gobierno la organización, así como el procedimiento de inscripción y comunicación de datos al registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

5. El Gobierno establecerá las condiciones administrativas y técnicas para la conexión a la red de las instalaciones con autoconsumo.

Asimismo el Gobierno establecerá las condiciones económicas para que las instalaciones de la modalidad b) de producción con autoconsumo vendan al sistema la energía no autoconsumida.

1.2.4 Elementos de un sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es un dispositivo que, a partir de la radiación solar, produce energía eléctrica en condiciones de ser aprovechada por el hombre.

El sistema consta de los siguientes elementos:

- *Un generador solar*, compuesto por un conjunto de paneles fotovoltaicos, que captan la radiación luminosa procedente del sol y la transforman en energía eléctrica. Esta energía dependerá básicamente del número y tipo de módulos instalados, de su inclinación y orientación espacial, y de la radiación solar incidente.

- *Un acumulador*, que almacena la energía producida por el generador y permite disponer de corriente eléctrica fuera de las horas de luz o días nublados.

- *n regulador de carga*, que controla la entrada y salida de corriente en el acumulador y su misión es evitar sobrecargas o descargas excesivas al acumulador, que le produciría daños irreversibles; y asegurar que el sistema trabaje siempre en el punto de máxima eficiencia.

- *Un inversor*, que transforma la corriente continua de 12 ó 24 V almacenada en el acumulador, en corriente alterna de 230 V.

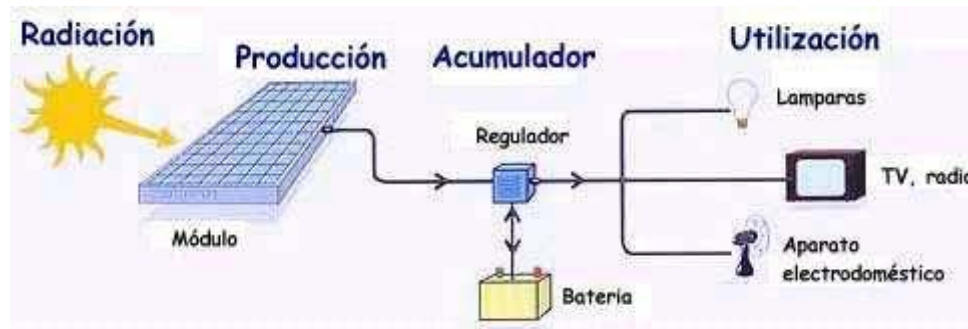


Figura 2. Instalación solar fotovoltaica sin inversor, utilización a 12Vcc

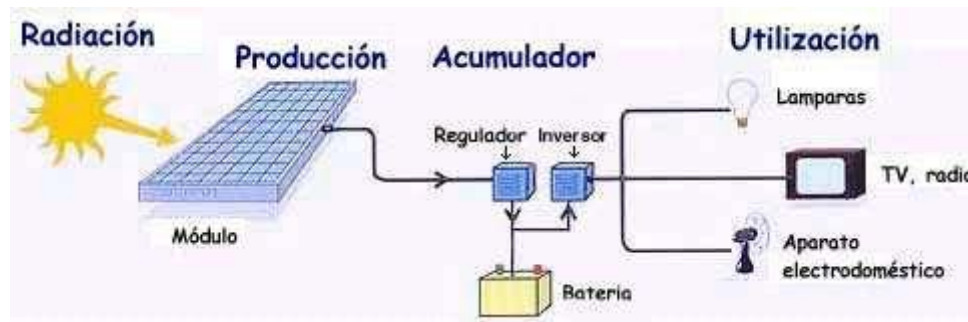


Figura 3. Instalación solar fotovoltaica con inversor, utilización a 230 Vca

Una vez almacenada la energía eléctrica en el acumulador hay dos opciones: sacar una línea directamente de éste para la instalación y utilizar lámparas y elementos de consumo de 12 ó 24 Vcc, o bien transformar la corriente continua en alterna de 230 V a través de un inversor.

Si el sistema fotovoltaico estuviera conectado a red, deberíamos de añadir algunos elementos adicionales como algunas protecciones, contadores de energía, conexión a red etc. con el fin de asegurar la eficiencia y la seguridad de la instalación.

1.2.5 Funcionamiento

En un sistema típico, el proceso de funcionamiento es el siguiente: la luz solar incide sobre la superficie del captador fotovoltaico, donde es transformada en energía eléctrica de corriente directa por las celdas solares; esta energía es recogida y conducida hasta un controlador de carga, el cual tiene la función de enviar toda o parte de esta energía hasta el banco de baterías, en donde es almacenada, cuidando que no se excedan los límites de sobrecarga y sobredescarga. En algunos diseños, parte de esta energía es enviada directamente a las cargas.

La energía almacenada es utilizada para abastecer las cargas durante la noche o en días

de baja insolación, o cuando el arreglo fotovoltaico es incapaz de satisfacer la demanda por sí solo. Si las cargas a alimentar son de corriente directa, esto puede hacerse directamente desde el arreglo fotovoltaico o desde la batería; si, en cambio, las cargas son de corriente alterna, la energía proveniente del arreglo y de las baterías, limitada por el controlador, es enviada a un inversor de corriente, el cual la convierte a corriente alterna.

La producción está basada en el fenómeno físico denominado "efecto fotovoltaico", que básicamente consiste en convertir la luz solar en energía eléctrica por medio de unos dispositivos semiconductores denominados células fotovoltaicas. Estas células están elaboradas a base de silicio puro con adición de impurezas de ciertos elementos químicos (boro y fósforo), y son capaces de generar cada una corriente de 2 a 4 Amperios, a un voltaje de 0,46 a 0,48 Voltios, utilizando como fuente la radiación luminosa. Las células se montan en serie sobre paneles o módulos solares par a conseguir un voltaje adecuado.

Parte de la radiación incidente se pierde por reflexión (rebota) y otra parte por transmisión (atraviesa la célula). El resto es capaz de hacer saltar electrones de una capa a la otra creando una corriente proporcional a la radiación incidente. La capa antirreflejo aumenta la eficacia de la célula.

1.2.6 Tipologías de instalaciones solares fotovoltaicas

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

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

En función de estos criterios, existen dos tipologías básicas de instalaciones fotovoltaicas: instalaciones aisladas e instalaciones conectadas a la red.

1.2.6.1 Instalaciones aisladas

Hacen posible la electrificación de manera autónoma y, aprovechando la energía del sol, en aquellos lugares donde no llega la red eléctrica o en los que conectarse a la red de distribución no es viable técnica o económicamente.

Sus aplicaciones fundamentales son aplicaciones domésticas, instalaciones agrícolas y ganaderas, bombeo de caudales, iluminación, etc.

Para el diseño de este tipo de instalaciones es necesario estimar el consumo medio de energía diario del emplazamiento, determinar el rendimiento energético de la instalación, calcular el generador mínimo requerido y adecuar el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema y de la probabilidad de pérdida de carga requerida, respetando los límites establecidos en el pliego de condiciones técnicas del IDAE para poder optar a las ayudas y subvenciones ofrecidas por este organismo.

1.2.6.2 Instalaciones solares conectadas a red

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

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

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

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

El mantenimiento de estas instalaciones es mínimo, y consiste básicamente en la

limpieza periódica de los módulos y en la comprobación de las conexiones eléctricas y el buen funcionamiento del inversor, estimándose su vida útil en más de 30 años.

Pero un cambio en la legislación vigente ha provocado la retirada de las primas para este tipo de instalaciones, lo que ha hecho que no sean rentables económicamente. Por ello, habría que analizar otras opciones de explotación de este tipo de instalaciones que, a priori, son ventajosas y presentan interesantes beneficios económicos.

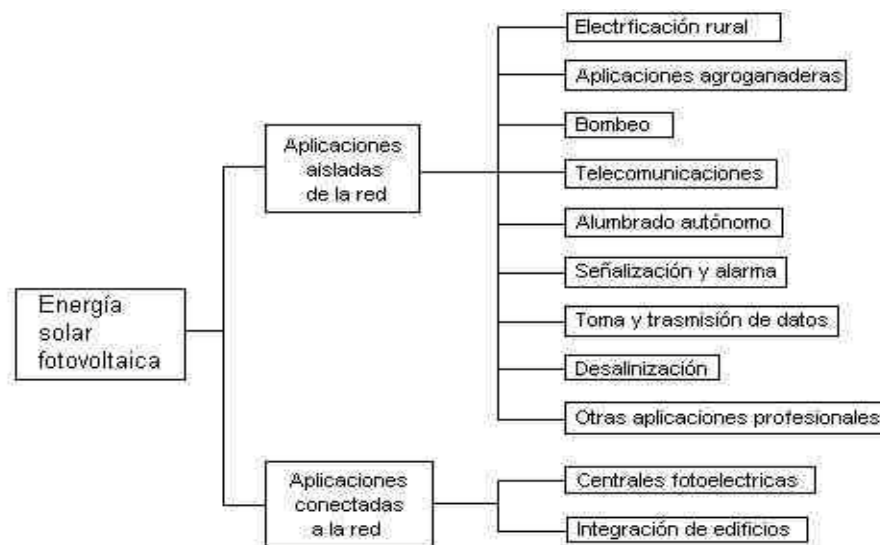


Figura 4. Diferentes aplicaciones de la energía solar fotovoltaica

Además, existen otros sistemas para instalar paneles fotovoltaicos:

- Mediante un sistema de soporte a la red: donde el sistema no comienza a volcar energía a la red general hasta que sus baterías están cargadas, quedando entonces como sistema de emergencia.
- Siguiendo un sistema híbrido (es decir, acompañando a otro sistema de generación de energía, que a su vez puede estar o no conectado a la red general).

1.2.7 Ventajas e inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica

- Los sistemas fotovoltaicos no requieren abastecimiento de combustible, son totalmente silenciosos, apenas requieren mantenimiento y tienen una vida útil mucho más larga.
- Prácticamente el único mantenimiento que se requiere es controlar el nivel del

- electrolito en la batería y añadirle agua destilada cada cierto tiempo.
- La duración de una batería de tipo estacionario oscila entre 10 y 15 años. Los paneles solares tienen una duración muy superior (los fabricantes ofrecen garantías de hasta 25 años).
 - La electricidad se produce en el mismo lugar donde se consume, eliminando la necesidad de instalar tendidos eléctricos. Además los paneles fotovoltaicos, por su aspecto y constitución, resultan fáciles de integrar y adaptar en las edificaciones rurales.
 - Utilizan una fuente de energía renovable (la radiación solar), lo que quiere decir que a la escala temporal humana es inagotable.
 - Producen electricidad sin necesidad de ningún tipo de reacción o combustión, evitando la emisión a la atmósfera de CO₂ u otros contaminantes.
 - Su instalación es simple.
 - Resiste condiciones climáticas extremas: granizo, viento, temperatura, humedad.
 - No existe una dependencia de los países productores de combustibles.
 - Instalación en zonas rurales → desarrollo tecnologías propias.
 - Se utiliza en lugar de bajo consumo y en casas ubicadas en parajes rurales donde no llega la red eléctrica general.
 - Tolera aumentar la potencia mediante la incorporación de nuevos módulos fotovoltaicos.

En cuanto a los inconvenientes, las instalaciones fotovoltaicas tienen unas limitaciones que deben llevar a sus usuarios a la moderación en el consumo y al empleo de aparatos de consumo con elevados rendimientos. Asimismo, el precio y el gran tamaño de los paneles solares frenan su expansión, puesto que la tecnología disponible actualmente requiere de una gran superficie de captación.

1.3 Tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica

A continuación se muestran algunas de las nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica, con el fin de dotar al sistema de mayor eficiencia, así como de un menor coste. Además muchas de ellas contribuyen a disminuir el impacto medioambiental que producen las actuales instalaciones solares.

1.3.1 Descripción de los componentes

1.3.1.1 Célula fotoeléctrica

Una célula fotoeléctrica, también llamada celda fotovoltaica, es un dispositivo electrónico que permite transformar la energía luminosa en energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico.

Compuestos de un material que presenta efecto fotoeléctrico: absorben fotones de luz y emiten electrones. Cuando estos electrones libres son capturados, el resultado es una corriente eléctrica que puede ser utilizada como electricidad.

La eficiencia de conversión media obtenida por las células disponibles comercialmente está alrededor del 11-12%, pero según la tecnología utilizada varía desde el 6% de las células de silicio amorfo hasta el 14-19% de las células de silicio monocristalino.

También existen células multicapa, normalmente de Arseniuro de Galio, que alcanzan eficiencias del 30%. En laboratorio se ha superado el 42% con nuevos paneles.

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

Al grupo de células fotoeléctricas para energía solar se le conoce como panel fotovoltaico. El tipo de corriente eléctrica que proporcionan es corriente continua, por lo que si necesitamos corriente alterna o aumentar su tensión, tendremos que añadir un inversor y/o un convertidor de potencia.

Las células fotoeléctricas son clasificadas en tres generaciones que indican el orden de importancia y relevancia históricamente. En el presente hay investigaciones en las tres generaciones mientras que las tecnologías de la primera generación son las más representadas en la producción comercial con 89.6% de producción en 2007.

1.3.1.1.1 Células monocristalinas de silicio

Son las primeras que salieron al mercado y las más utilizadas en todo tipo de aplicaciones. El silicio que compone las células es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso. Ofrecen unos niveles de rendimiento elevados entre el 15 y el 18% y potencias por unidad de superficies altas. Están protegidas por un cristal que con

buenas propiedades térmicas, pero por el contrario son frágiles.



Figura 5. Fotografía de una célula monocristalina de silicio

1.3.1.1.2 Células policristalinas

Se construyen básicamente con silicio, mezclado con arsénio y galio, son un agregado de materiales. Son más sencillas de conseguir y consiguen unos rendimientos nada despreciables (15%). No duran tanto tiempo pero son perfectas para lugares en los que por las condiciones ambientales, aunque las células sean muy duraderas se rompan igualmente, como la alta montaña, los desiertos etc.



Figura 6. Fotografía de una célula policristalina de silicio

1.3.1.1.3 Células amorfas

Las más baratas, menos duraderas y con rendimientos muy bajos de alrededor de un 6% que tienden a cero con el envejecimiento. Son las utilizadas en calculadoras y aparatos por el estilo ya que la energía que proporcionan es muy baja. Se construyen a base de evaporar encima de un cristal en una cámara de efluvios el material semiconductor o foto-reactivo y colocar un par de electrodos en cada una de las unidades correspondientes.



Figura 7. Ilustración de una célula amorfa

1.3.1.2 Módulos solares

Los módulos fotovoltaicos o colectores solares fotovoltaicos están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que le módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que son:

- Radiación de 1000 W/m²
- Temperatura de célula de 25°C (no temperatura ambiente).

La asociación de las células solares puede ser en serie o en paralelo. Al conectar en serie las células se suman las tensiones de cada célula y se mantiene la corriente, mientras que al conectar en paralelo las células, se suman las corrientes de cada una de ellas y se mantiene la tensión. Por tanto el comportamiento del módulo dependerá del comportamiento de las células y su disposición.

Con frecuencia las instalaciones solares disponen de baterías, las cuales tienen una tensión múltiplo de 12 V, es por eso que lo módulos puedan alcanzar fácilmente esa tensión para cargar las baterías. La mayoría de los módulos estándar de silicio cristalino está constituido por la asociación de uno, dos o tres ramales de 36 células asociadas en serie. A su vez estos ramales se podrán conectar en serie o en paralelo.

Un módulo típico estándar se compone de 36 a 108 células y tiene una potencia de 50 a 165 Wp.

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

En la parte frontal se emplea normalmente vidrios específicos con la mayor transparencia posible para que la radiación solar incida correctamente. Por la parte posterior

normalmente se utiliza un polímero opaco.



Figura 8. *Fotografía de un panel solar fotovoltaico convencional*

1.3.1.3 Generador fotovoltaico

Los generadores fotovoltaicos es la asociación tanto en serie como en paralelo de diferentes módulos solares fotovoltaicos. Su función es captar la energía luminosa procedente del sol y transformarla en corriente continua a baja tensión.

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

Es de vital importancia utilizar módulos iguales, es decir de la misma marca, modelo y por supuesto de la misma potencia, teniendo todos ellos las mismas curvas características con el fin de reducir pérdidas causadas por la dispersión de los parámetros eléctricos.



Figura 9. *Ilustración de un generador solar fotovoltaico sobre suelo conectado a red*

No hay que olvidar que la asociación de módulos en serie se denomina ramal y la asociación de ramales en paralelo es lo que va a de terminar el generador fotovoltaico.

Además todos los módulos solares de un mismo ramal estarán colocados con la misma orientación e inclinación.

1.3.1.4 Inversores

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

Hoy en día con la ayuda de la electrónica de potencia esta conversión se consigue con muy pocas pérdidas.

Se pueden distinguir 2 tipos de inversores; los inversores de conmutación natural y los inversores de conmutación forzada.

Los primeros son conocidos como inversores conmutados por la red, por ser esta la que determina el fin del estado de conducción en los dispositivos electrónicos. Su aplicación es para sistemas fotovoltaicos conectados a la red. En la actualidad están siendo desplazados por los inversores de conmutación forzada tipo PWM.

Los inversores de conmutación forzada o autoconmutados son usados para sistemas fotovoltaicos aislados y permiten conseguir corriente alterna mediante la apertura y cierre forzada del sistema de control.

En las instalaciones de conexión a red la salida del inversor está conectada directamente a la red de distribución de la compañía eléctrica, sin pasar por los equipos de consumo de las viviendas, estando prohibida por la legislación vigente la instalación de baterías.

El inversor debe hacer trabajar al generador fotovoltaico en su punto de máxima potencia, esto lo consigue colocando un convertidor de corriente continua en corriente continua delante del propio inversor, ajustando la tensión de entrada del inversor a la tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico.

La conexión con la red de distribución será trifásica cuando la potencia del inversor sea mayor de 5 kW.



Figura 10. Fotografía de un inversor fotovoltaico

1.3.1.5 Contadores

Para las instalaciones fotovoltaicas tenemos la opción de utilizar dos contadores, o bien un único contador bidireccional. Si utilizamos 2 contadores diremos que estarán ubicados entre el inversor y la red, pudiéndose localizar en el armario de protección y medida.

Según la ITC-BT-16 y el RD 1663/2000 tendremos la posibilidad de usar un único contador bidireccional siempre y cuando tenga una precisión como mínimo a la correspondiente a la clase 2 regulada por el reglamento de puntos de medida en el RD 385/2002, y la ITC en la Orden Ministerial de 12 de Abril de 1999.

El consumo de electricidad del resto del edificio es independiente de la instalación fotovoltaica.



Figura 11. Fotografía de un contador de energía trifásica

1.3.1.6 Equipo de medida

Es el encargado de controlar numéricamente la energía generada para controlar lo que se genera y, verificar que no se produzca en ningún momento el vertido a la red de energía excedentaria.

1.3.1.7 Estructura de soporte de las placas

El bastidor es el encargado de sujetar el panel solar, y muchas veces será un kit de montaje para instalarlo adecuadamente. En el caso de que no se suministrara en kit el instalador lo realizará de acuerdo a la normativa existente, además de tener en cuenta la fuerza del viento entre otras cosas. La estructura deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 Km/h. Esta estructura es la que fijará la inclinación de los paneles solares.

Hay varios tipos de estructuras: desde un simple poste que soporta 4 paneles solares, hasta grandes estructuras de vigas aptas para aguantar varias decenas de ellos.

Para anclar estos paneles utilizaremos hormigón y tornillos de rosca (acero inoxidable), siendo tanto la estructura como los soportes de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodinado, de un espesor de chapa 1mm y han de dejar una altura mínima entre el suelo y el panel de 30 cm, y en la montaña o lugares donde llueve mucho, algo mayor, para evitar que sean alcanzados o enterrados por la nieve o el agua. No obstante es recomendable consultar el reglamento electrotécnico de baja tensión M.B.T. 039.

Si se instalan mástiles, se tendrá que arriostrar, y si su base es de hormigón, la reforzaremos con tiras de acero, o introduciendo piezas metálicas en el hormigón cuando este esté blando, para que quede bien sujeto (éste es el método más empleado). Pero si se montan las placas en postes, se utilizarán flejes de acero inoxidable grapados o unidos con una hebilla del mismo material.

1.3.1.8 Caja General de Protección

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o punta de intensidad la cual afectaría a todos los componentes. Esta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles.

1.3.1.9 Puesta a tierra

La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

1.3.1.10 Cableado de Interconexión

Es el encargado de conectar los distintos paneles solares con las cajas de interconexión y con otra instrumentación.

Este cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado evidentemente tendrá que cumplir con el reglamento técnico de baja tensión. Las conexiones, cables, equipos y demás elementos tendrán que tener el grado de protección IP53-55, concepto que se define en la norma UNE 20-234.

Los cables utilizados tendrán una última capa de protección con un material resistente a

la intemperie y la humedad, de tal forma que no le afecten internamente los agentes atmosféricos.

Entre las conexiones eléctricas entre paneles usaremos siempre terminales. Los terminales de los paneles pueden ser bornas en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda del mismo. En el primer caso tendremos capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. La caja de terminales es una buena solución en el caso de que cumpla con el grado de protección IP53-55.

En instalaciones donde se monten paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24V instalaremos diodos de derivación.

La sección del cable de conexión no debe de ser superior a 6 mm². Es necesario también cuidar los sistemas de paso de los cables por muros y techos para evitar la entrada de agua en el interior. Las técnica y tendido para la fijación de los cables han de ser las habituales en una instalación convencional. Los conductor pueden ir bajo tubo al aire, en el primer caso puede ir empotrado o no. Las sujeción se efectuará mediante bridas de sujeción, procurando no someter una excesiva doblez a los radios de curvatura. Los empalmes se realizarán con accesorios a tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible.

1.3.1.11 Acometida eléctrica

Es la parte de la instalación de red de distribución, que alimenta la caja general de protección o unidad funcional equivalente (CGP). Los conductores serán de cobre o aluminio. Esta línea está regulada por la ITC-BT-11.

Atendiendo su trazado, al sistema de instalación y a las características, la acometida será subterránea. Los cables serán aislados, de tensión asignada 0,6/1 KV, y podrán instalarse directamente enterrados o enterrados bajo tubo.

Se remarca que la acometida será parte de la instalación constituida por la Empresa Suministradora, por lo tanto el diseño y trazado se basará en las normas propias y particulares de la misma.

1.3.1.12 Instalación de enlace

1.3.1.12.1 Caja de protección y medida

Por tratarse de un suministro a un único usuario, se colocará en un único conjunto la caja general de protección y el equipo de medida. El fusible de seguridad situado antes del contador coincidirá con el fusible que incluye una CGP.

Las cajas de protección y medida se instalarán en lugares de libre y permanente acceso. La situación se fijará de común acuerdo entre la propiedad y la empresa suministradora en el caso de que sea trate de una instalación conectada a red.

Se instalará un nicho de pared, que se cerrará con una puerta metálica, con un grado de protección IH10 según UNE-EN 50.102, revestida exteriormente de acuerdo con las características del entorno y estará protegida contra la corrosión, disponiendo de una cerradura normalizada por la empresa suministradora en el caso de una instalación conectada a red.

Los dispositivos de lectura de los Equipos se situarán en una altura comprendida entre 0,70 y 1,80 m. Se dejarán previstos los orificios necesarios para alojar los conductos de entrada a la acometida. Las cajas de protección y medida a utilizar corresponderán a uno de los tipos recogidos en las especificaciones técnicas de la empresa suministradora. Dentro de los mismos se instalarán cortacircuitos fusibles en los conductores de fase, con poder de corte igual o superior a la corriente de cortocircuito previsto en el punto de instalación.

Las disposiciones generales de este tipo de caja quedan recogidas en la ITC-BT-13. El contador será de cuatro cuadrantes y dispondrá de un código de barras que será proporcionado por la compañía eléctrica.

1.3.1.12.2 Dispositivos generales e individuales de comando y protección

Los dispositivos generales de mando y protección se situarán lo más cerca posible del punto de entrada de la derivación individual. Se colocará una caja para el interruptor de

control de potencia inmediatamente antes de los otros dispositivos, en compartimiento independiente y precintable. Esta caja se podrá colocar en el mismo cuadro donde se coloquen los dispositivos generales de comando y protección.

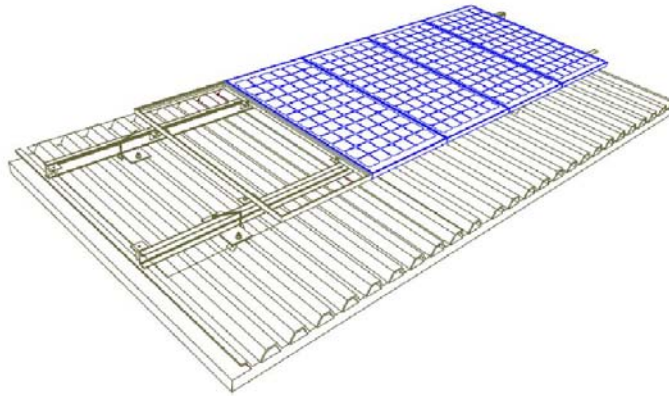
La altura a la que se situarán los dispositivos generales e individuales de comando y protección de los circuitos, medida desde el nivel del suelo, estará comprendida entre 1 y 2 metros.

1.3.2 Integración arquitectónica de la energía solar fotovoltaica

1.3.2.1 Integración en cubiertas de edificios

CUBIERTAS INCLINADAS

- Superposición sobre cubierta existente
- Adaptabilidad
- Funciones de estanqueidad



CUBIERTAS PLANAS

- Instalación sencilla
- Estructuras soporte convencionales
- Excelente rendimiento energético

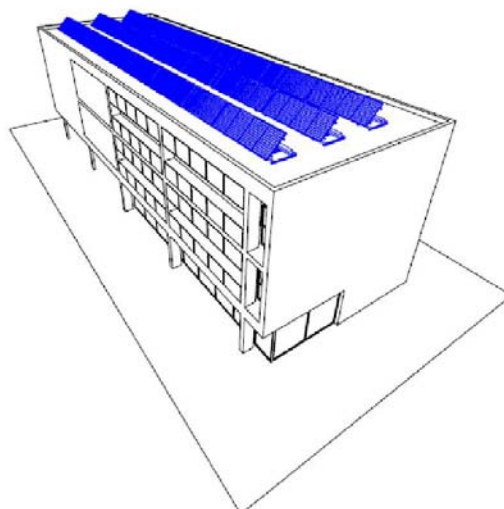
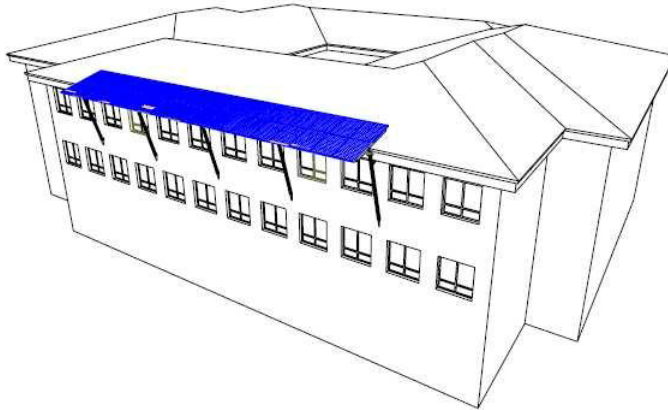


Figura 12. Integración fotovoltaica en cubiertas de edificios

1.3.2.2 Integración en fachadas o elementos de fachada

PARASOLES



- Cubriciones y sombreado
- Reducción de la carga térmica.
- Impacto estético

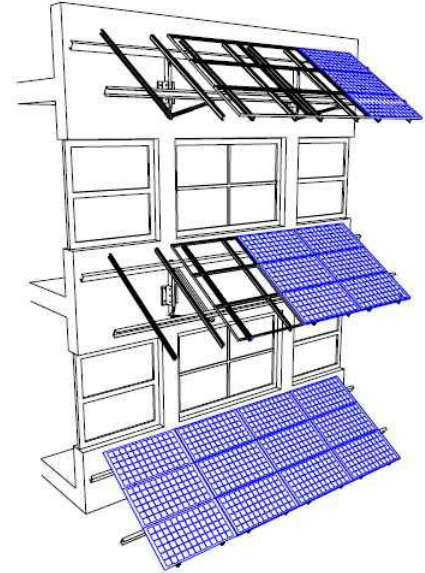


Figura 13. Integración fotovoltaica en fachadas. Parasoles

MUROS CORTINA

- Permite filtrar la luz
- Acristalamiento semitransparente
- Gran impacto visual
- Adaptable a tecnologías constructivas ya existentes

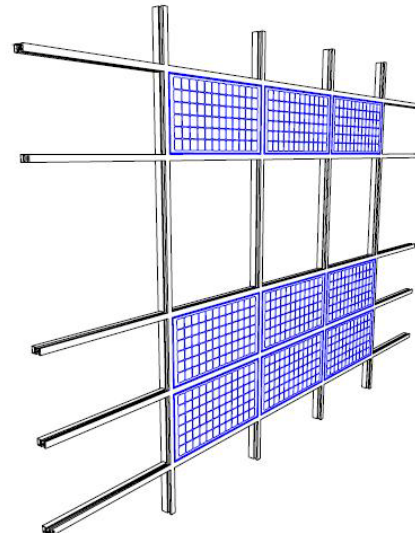
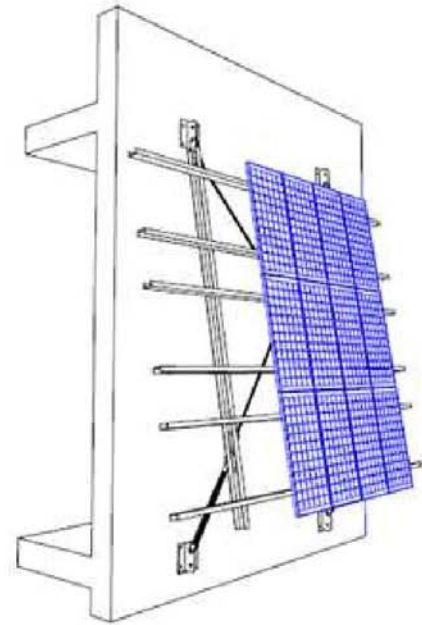


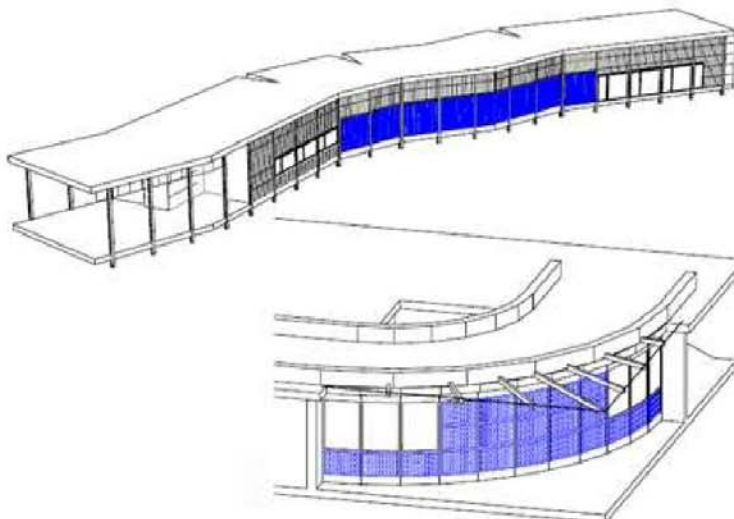
Figura 14. Integración fotovoltaica en fachadas. Muros cortina

PAÑOS CIEGOS

- Sistemas de montantes y rastreles ya existentes en el mercado
- Fácil instalación



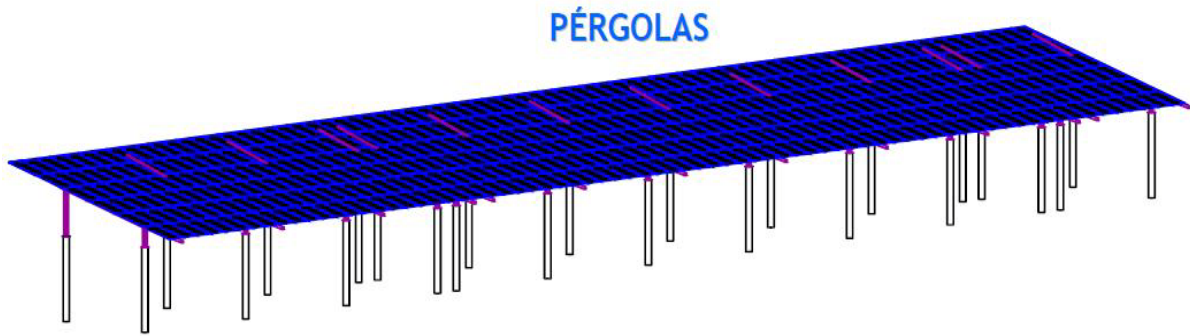
FACHADAS



- Nuevo concepto estético de fachada
- Gran impacto visual
- Muy adaptable a tecnologías constructivas ya existentes

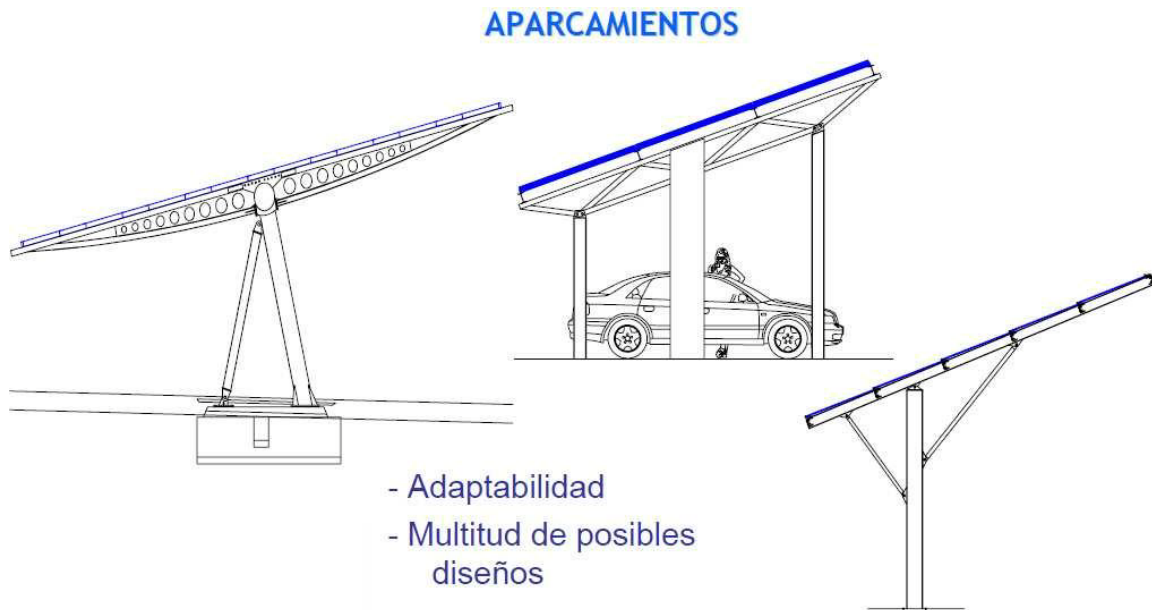
Figura 15. Integración fotovoltaica en fachadas. Paños ciegos y fachadas

1.3.2.3 Varias aplicaciones



- Sombreado de exteriores y grandes superficies
- Estructuras soporte constructivamente sencillas
- Excelente rendimiento energético

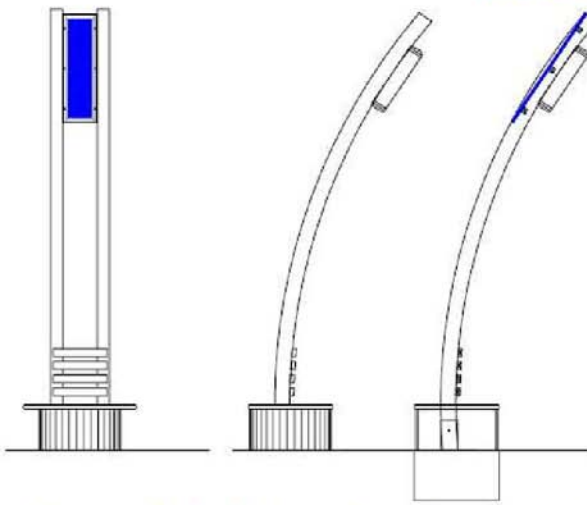
Figura 16. Aplicaciones fotovoltaica. Pérgolas



- Adaptabilidad
- Multitud de posibles diseños

Figura 17. Aplicaciones fotovoltaica. Aparcamientos

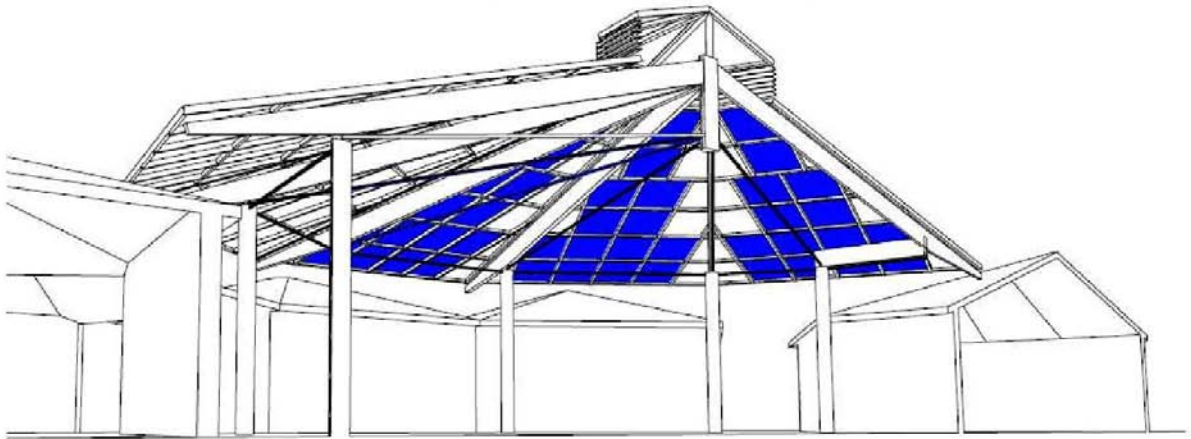
MOBILIARIO URBANO



- Versatilidad de materiales y variedad de diseños
- Conexión a red o autónomo



OTRAS INTEGRACIONES



- Amplio abanico de posibilidades
- Protección del sol
- Efectos estéticos

Figura 18. Aplicaciones fotovoltaica. Mobiliario urbano y otras integraciones

1.3.3 Nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica

A continuación se muestran algunas de las nuevas tecnologías relacionadas con la energía solar fotovoltaica, con el fin de dotar al sistema de mayor eficiencia, así como de un menor coste. Además muchas de ellas contribuyen a disminuir el impacto medioambiental que producen las actuales instalaciones solares.

1.3.3.1 Paneles solares con forma de tejas



Figura 19. Fotografía de un chalet con tejado compuesto de tejas solares fotovoltaicas

Construir un tejado y al mismo tiempo producir electricidad para la vivienda es una idea nueva, fabricar tejas que parecen tejas y producen electricidad es una tecnología nueva.

Las empresas están desarrollando unos paneles solares muy particulares que, con el ojo en el diseño, tienen la forma de las tejas de techo convencionales. Se trata de unas células solares que presentan el tamaño y la fisonomía de las clásicas tejas color terracota aunque en este caso su tono es más oscuro.

Más allá de su aspecto, logran una eficiente de entre un 8 y un 10 por ciento y pueden conseguir 860 Kwh al año por cada pie cuadrado de tejado en zonas con una media anual de poco menos de seis horas de luz solar al día.

El concepto de la construcción flexible con tejas fotovoltaicas de silicio monocristalino permite instalar desde potencias mínimas de 6 Wp (una teja) hasta más de 15 KWp.

La instalación puede ser efectuada para viviendas con o sin conexión a la red eléctrica y de esa manera se mantiene la estética de su vivienda.

1.3.3.2 Paneles transparentes



Figura 20. Fotografía de un módulo solar compuesto de células solares transparentes

Los paneles solares con unas nuevas células solares transparentes se alejan de los paneles tradicionales que conocemos.

Más allá de la funcionalidad, la gran ventaja de estos paneles remite a su estética pueden compatibilizar con la decoración presente en la vivienda logrando un estilo más armonioso. Así es como es tos paneles se pueden integrarse en la vivienda sin mayores inconvenientes pudiendo colocarse en las ventanas gracias a que las células han sido fabricadas en plástico flexible por lo que pueden colocarse entre dos láminas de vidrio.

Pero está no es la única ventaja de estos paneles. Versátiles y divertidos, pueden teñirse con distintos colores para así servir como complemento decorativo en el hogar. Si hay algo en su contra es que por el momento tienen una vida útil de 25 años, bastante menos que los paneles rígidos. Por otra parte, aún no son demasiado eficientes a la hora de convertir la energía de los rayos en electricidad.

1.3.3.3 Paneles solares cilíndricos



Figura 21. Ilustración de un panel solar cilíndrico utilizado para la generación de energía solar fotovoltaica

A diferencia de los tradicionales paneles rectangulares, esta fisionomía permite una mejor absorción de la luz al tiempo que son más resistentes al viento, lo que a su vez influye en el costo de instalación en los techos, que se vuelven más económicos.

Fabricados a partir de rollos de células solares cilíndricas hechas a partir de una fina lámina de material semiconductor, el viento puede pasar entre ellos y así se evita una complicada instalación para sujetarlos.

1.3.3.4 Persianas que captan energía e iluminan de noche



Figura 22. Fotografía de una persiana solar con un diseño vanguardista

Estas persianas solares utilizan dos tecnologías, la iluminación OLED (iluminación por medio de LED's orgánicos y la energía solar. El sistema, llamado Lightway, es un sistema de persianas giratorias y transparentes que se recargan con la energía solar durante el día y por la noche iluminan el interior de las casas o edificios.

Un tema interesante, es que el inventor, Damian Savio, no creó estas persianas solares desde cero, tomó unas persianas motorizadas y transparentes que ya existían y sólo les añadió las células solares microscópicas y los OLED transparentes, con lo que se permite la entrada de luz durante el día, al mismo tiempo que se carga el sistema para iluminar en la noche.

En teoría estas persianas consiguen iluminar igual que un foco de 60 W, con lo que no es necesario encenderlos durante las noches. Se estima que instalando estas persianas solares, se puede tener un ahorro del 22% en la factura eléctrica de las casas.

Estas persianas fueron finalistas del Premio de Diseño Australiano para estudiantes, por lo que tuvo mucha publicidad, esperamos que algún inversionista vea el potencial de este proyecto y invierta para tenerlas pronto en el mercado.

1.3.3.5 Ventanas solares

Un grupo de científicos de Taiwán desarrollaron un cristal para ventanas que se limpia a sí mismo, es un aislante térmico ideal y por si fuera poco produce electricidad.



Figura 23. Fotografía de un edificio alemán con ventanas solares

El cristal desarrollado se compone de 3 capas: una que funciona como limpiador, otra que genera electricidad y una última que es el aislante. Esta última capa es mucho más eficaz que los cristales aislantes comunes.

1.3.3.6 Nuevas células solares con forma esférica

Nuevas células solares con forma esférica y tamaño diminuto (entre 1 y 1.5 mm de diámetro) podrían suponer una importante revolución en la expansión y campo de aplicación de la energía solar fotovoltaica.



Figura 24. Objetos fabricados mediante células solares de forma esférica

En Japón líder en tecnología fotovoltaica se ha desarrollado unas nuevas celdas solares con forma esférica y minúsculo tamaño entre 1 y 1,5 mm de diámetro, a diferencia de las celdas planas tradicionales de 72 mm. El avance podría suponer una revolución en la energía solar fotovoltaica.

Consiste en una matriz de pequeñas células solares esféricas capaces de absorber la radiación solar con cualquier ángulo, pudiendo aprovechar tanto la radiación reflejada como la difusa, con esta tecnología no es necesario el uso de seguidores y su eficiencia llega a superar el 20%.

La disposición de las células en un medio flexible y transparente, amplía el campo de aplicaciones para la energía solar fotovoltaica, como la posibilidad de incorporarlas en pequeños aparatos electrónicos o convertir grandes superficies acristaladas como generadores de electricidad. Su aplicación en España permitiría reducir el impacto visual, especialmente en grandes ciudades y zonas de interés turístico.

Según la empresa, los costes de producción se reducen a la mitad, comparándolo con la fabricación de las células de silicio convencionales, ya que el silicio empleado se aprovecha eficientemente tanto en la fabricación de las células como en la producción

posterior de energía.

1.3.3.7 Paneles fotovoltaicos orgánicos y CIGS

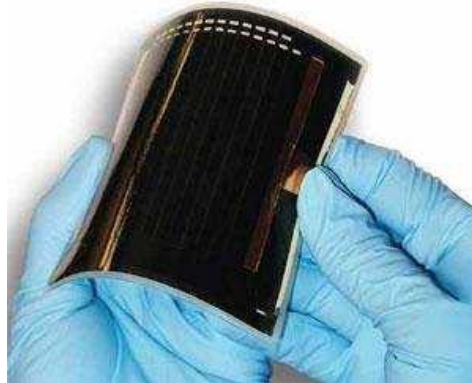


Figura 25. Fotografía de un pequeño módulo fotovoltaico orgánico

El gran auge del uso de Paneles fotovoltaicos para la generación eléctrica en los últimos años ha permitido que la industria de Paneles desarrolle nuevas tecnologías para producir dichos paneles cada vez de menor coste.

Actualmente existen diversas soluciones técnicamente viables para la generación de electricidad a partir de luz solar basadas, fundamentalmente, en células fotovoltaicas de silicio relativamente caras. Las tecnologías actuales de película delgada basadas en el silicio podrían estar llegando al límite en cuanto a la relación eficacia-coste.

Además el nuevo precio de la energía para las instalaciones de tecnología solar fotovoltaica en España exige una importante reducción en la inversión para su viabilidad económica. El principal coste está en los paneles fotovoltaicos.

Los fotovoltaicos orgánicos (OPV) cuentan con la ventaja de que se pueden pintar sobre una superficie, con las paredes exteriores de un edificio o el tejado. Además se pueden elaborar por medio de procesos de impresión y de recubrimiento de alta velocidad y escalables, como las pinturas en aerosol y la impresión de inyección de tinta para cubrir áreas más extensas.

Los módulos de película delgada (thin-film) no están hechos a base de células de silicio convencionales, sino que se basan en CIGS (Cobre Indio Galio Selenio) incrustadas en un soporte flexible y ligero y aptas para colocarlas no sólo sobre los tejados, sino también

sobre la fachada de los edificios, ventanas, teléfonos móviles, ordenadores portátiles y coches.

Estas nuevas tecnologías que se revelan como más rentables y eco eficientes, constituyen una alternativa de bajo coste que permite la inversión acorde a las condiciones económicas del precio de la energía en España y el mundo.

1.3.3.8 Fachadas solares



Figura 26. Fotografía de un edificio con fachada solar

Vamos a tener que acostumbrar a ver cada vez más las fachadas solares, sobre todo para edificios de oficinas. Al igual que hace unos años se puso de moda construir edificios de oficinas inteligentes con ventanas no practicables súper aislados del exterior (y en ocasiones con problemáticas asociadas), ahora nos vamos a tener que acostumbrar a ver fachadas de cristal captador de energía solar.

1.4 Normativa y reglamentación

La instalación debe cumplir una serie de normas establecidas a nivel nacional e internacional para que su funcionamiento sea correcto y esté en sintonía con las normas que se dictan en la actualidad. Existen unas normativas genéricas a todas las instalaciones eléctricas, reflejadas en el reglamento electrotécnico de baja tensión (REBT), pero también se deberán cumplir las normativas que reflejan las características que deben tomar las nuevas instalaciones fotovoltaicas.

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 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, en particular su disposición adicional segunda, 'Elaboración de una regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo'.
- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Electrico Canario.
- Decreto 141/2009, del 24 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Normas particulares para las instalaciones de enlace 14 de marzo de 2008 Unelco Endesa [4].
- Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Electrico Canario.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias [1].
- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.
- DECRETO 161/2006, de 8 de noviembre, por el que se regulan la autorización, conexión y mantenimiento de las instalaciones eléctricas en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Orden de 25 de mayo de 2007 (B.O.C. numero 121, de 18 de junio de 2007), por la que se regula el procedimiento telemático para la puesta en servicio de instalaciones eléctricas de baja tensión.

- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.
- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Normas de la Compañía Suministradora / Distribuidora de energía eléctrica.
- Ordenanzas Municipales del lugar donde se ubique la instalación.
- Colección de Norma UNE del REBT y Normas UNE declaradas de obligado cumplimiento.
- Otras normas UNE / EN / ISO / ANSI / DIN de aplicación específica que determine el Ingeniero proyectista.
- RD 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 11/1997 de 2 de diciembre de regulación del sector eléctrico canario.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

MEMORIA DESCRIPTIVA

2 Memoria descriptiva

2.1 Objeto del proyecto

Este proyecto tiene como objetivo la redacción de las condiciones técnicas para la instalación de planta solar fotovoltaica para autoconsumo instantáneo en un edificio de viviendas. Esta planta estará situada en la azotea de los dos bloques de viviendas de un edificio en el término municipal de Las Palmas de Gran Canaria, provincia de Las Palmas.

El proyecto analiza las posibilidades que ofrece una instalación de energía solar fotovoltaica, formada por un conjunto de módulos fotovoltaicos montados sobre cubierta.

Se busca la optimización de las posibilidades del emplazamiento atendiendo a consideraciones técnicas, económicas y estéticas. Es de gran relevancia en el proyecto la búsqueda de la máxima integración de las instalaciones en el emplazamiento escogido, de manera que su posible impacto visual sea mínimo.

2.2 Alcance

Se llevarán a cabo las siguientes instalaciones:

- Sistema generador
- Sistema de conversión DC/AC
- Sistema de interconexión y protecciones

El cálculo de dichas instalaciones será el óptimo para que su rendimiento sea óptimo.

2.3 Situación y emplazamiento

El edificio está emplazado en la calle Mimosa, en Siete Palmas, perteneciente al municipio de Las Palmas de Gran Canaria, situado en la isla de Gran Canaria. Sus coordenadas son 28° 06' 54"N 15° 27' 02"O. Para más detalle, ver el plano 1. "Situación y emplazamiento".

2.4 Descripción del edificio, parcela y actividad

2.4.1 Parcela

La parcela donde se desarrollará la actividad, tiene una superficie de unos 14.263 m², de los cuales el edificio ocupa unos 8.073,6 m². Para más detalle ver el plano nº 1 "Situación y emplazamiento".

2.4.2 Descripción del edificio

Se trata de un edificio de reciente construcción compuesto de dos bloques simétricos. Cada bloque tiene diez plantas con seis viviendas por planta y sus zonas comunes. Además cuenta con un garaje común. La cubierta de cada edificio es plana. Para más detalle ver los planos de distribución del edificio.

2.4.3 Descripción de la actividad

El edificio está destinado al uso de residencias de viviendas unifamiliares. Se ha dimensionado una instalación solar fotovoltaica para producir un ahorro en la factura de la luz mediante el régimen de autoconsumo instantáneo gracias a un generador fotovoltaico de 48.048 kW, compuesto por 2 subgrupos de inversores de 20 kW.

2.5 Normas legales y referencias

En la redacción del presente proyecto se han tenido en cuenta las siguientes normas y documentos:

2.5.1 Disposiciones para instalaciones solares fotovoltaicas

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, para las instalaciones fotovoltaicas posteriores al 29 de septiembre de 2008.

- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- Real Decreto 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, en particular su disposición adicional segunda, 'Elaboración de una regulación del suministro de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo'.
- Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Electrico Canario.
- Decreto 141/2009, del 24 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en la Comunidad Autónoma de Canarias.
- Normas particulares para las instalaciones de enlace 14 de marzo de 2008 Unelco Endesa.
- Ley 8/2005, de 21 de diciembre, de modificación de la Ley 11/1997, de 2 de diciembre, de regulación del Sector Electrico Canario.
- Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.
- Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.
- DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.
- Orden de 25 de mayo de 2007 (B.O.C. numero 121, de 18 de junio de 2007), por la que se regula el procedimiento telemático para la puesta en servicio de instalaciones eléctricas de baja tensión.
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero.

- Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.
- Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.
- Normas de la Compañía Suministradora / Distribuidora de energía eléctrica.
- Ordenanzas Municipales del lugar donde se ubique la instalación.
- Colección de Norma UNE del REBT y Normas UNE declaradas de obligado cumplimiento.
- Otras normas UNE / EN / ISO / ANSI / DIN de aplicación específica que determine el Ingeniero proyectista.
- RD 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 11/1997 de 2 de diciembre de regulación del sector eléctrico canario.
- Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

2.5.2 Organismos y/o empresas de interés general afectadas

- Consejería de Empleo, Industria y Comercio.
- Excmo. Ayuntamiento de Las Palmas de Gran Canaria.
- Endesa Distribución Eléctrica S.L.U.

2.6 Presupuesto

El presupuesto de ejecución material de la obra asciende a CIENTO CUARENTA Y SIETE MIL CIENTO OCHENTA Y NUEVE EUROS CON TREINTA Y DOS CÉNTIMOS (147.189,32 €). Para más detalles consultar en el apartado "Memoria Económica" del presente documento.

2.7 Solución adoptada

2.7.1 Datos de la instalación

El sistema está constituido por los siguientes elementos:

- Sistema generador: Constituido por 2 inversores de 20 kW marca Ingeteam [5] modelo Ingecon Sun 20 con 156 módulos marca SunPower [6] y modelo SPR-308E-WHT-D. Estructura de fijación: permitirá la fijación de los módulos fotovoltaicos con la inclinación adecuada para la obtener la máxima producción adaptando la instalación a las características de la cubierta.
- Canalizaciones y cableados.
- Elementos de protección.

El conjunto de módulos forma una unidad generadora, con una potencia de 48048 Wp o 48,048 kWp.

2.7.2 Módulos fotovoltaicos

- Los módulos fotovoltaicos no se estudian en el presente proyecto al tratarse de elementos comerciales. Se han seleccionado de la marca SunPower y modelo SPR-308E-WHT-D.

Sus principales características técnicas son las siguientes:

Características constructivas

Peso: 18.6 kg.

Dimensiones: Largo = 1559 mm , Ancho = 1046 mm , Grosor = 46 mm

Los datos eléctricos de estos módulos, son los siguientes:

Electrical Data		
Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000W/m ² , AM 1.5, and cell temperature 25° C		
Peak Power (+5/-3%)	P _{max}	308 W
Efficiency	η	18.9 %
Rated Voltage	V _{mpp}	54.7 V
Rated Current	I _{mpp}	5.64 A
Open Circuit Voltage	V _{oc}	64.3 V
Short Circuit Current	I _{sc}	6.02 A
Maximum System Voltage	UL	600 V
Temperature Coefficients	Power (P)	-0.38% / K
	Voltage (V _{oc})	-176.6mV / K
	Current (I _{sc})	3.5mA / K
NOCT		45° C +/-2° C
Series Fuse Rating		15 A

Tabla 2. Características de los módulos fotovoltaicos

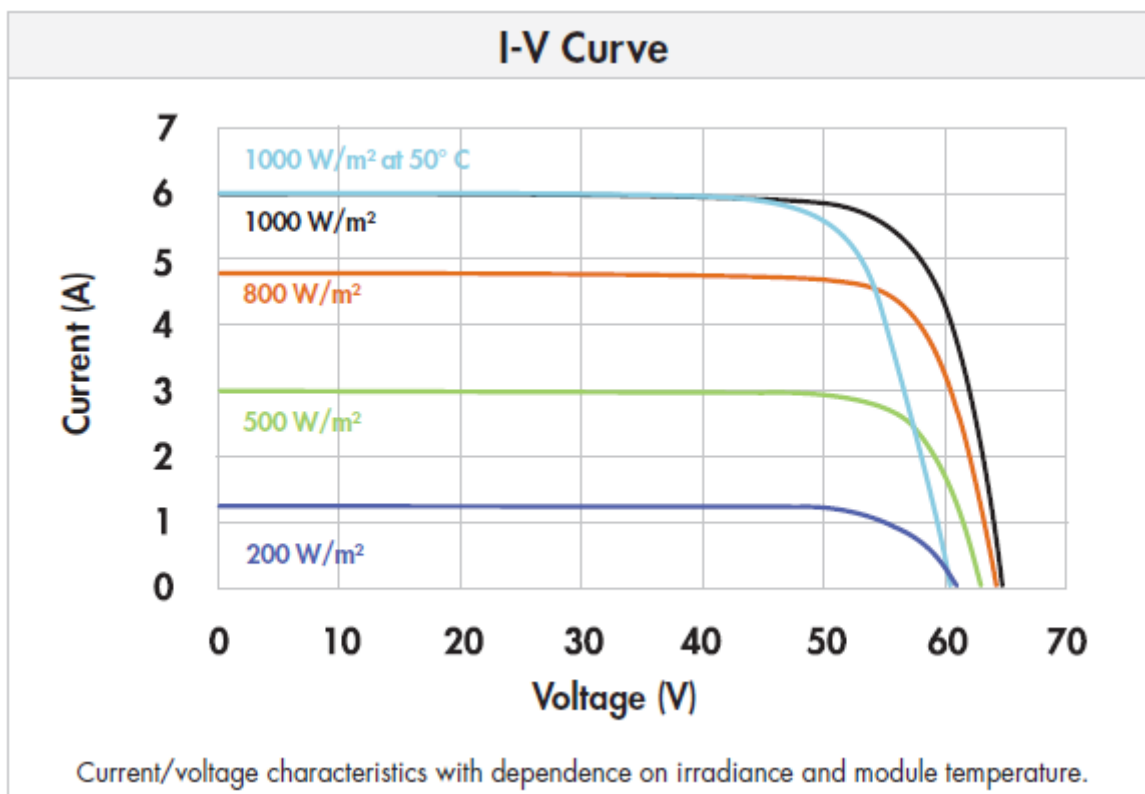


Figura 27. Curva característica del módulo

2.7.3 Inversor

Tiene como misión transformar la corriente continua proporcionada por el sistema generador en corriente alterna para la conexión a la red de distribución de energía.

El sistema generador incorpora 2 inversores trifásicos, modelo Ingecon Sun 20 marca Ingeteam, de 20 kW de potencia de salida. Lo que hace un total de 40 kW de potencia nominal.

En cuanto a su instalación se deberán respetar las condiciones establecidas por el fabricante. Sobre todo en cuanto a la ventilación, a los valores máximos de tensión y corriente admisibles y a las separaciones laterales que no deben de ser inferiores a 20 cm a excepción de la parte frontal donde se deberá tener en cuenta que se pueda abrir la puerta por completo.

El esquema eléctrico del inversor se muestra en la siguiente figura:

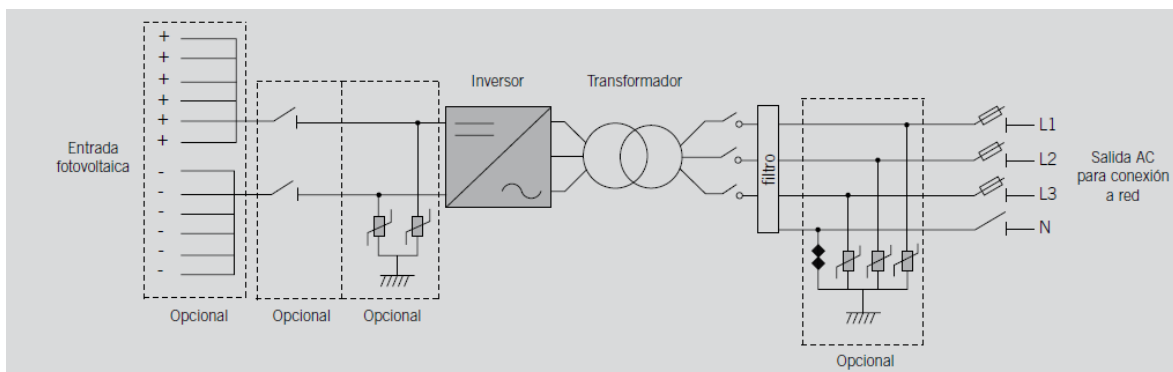


Figura 28. Esquema eléctrico del inversor Ingecon Sun 20

Características técnicas:

Características técnicas

Modelo	IngecorfSun 20
Valores de Entrada (DC)	
Rango pot. campo FV recomendado ⁽¹⁾	21 - 26 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V
Tensión máxima DC ⁽²⁾	900 V
Corriente máxima DC	52 A
Nº entradas DC	1
MPPT	1
Valores de Salida (AC)	

Tabla 3. Características técnicas del inversor Ingecon Sun 20

2.7.4 Orientación e inclinación

2.7.4.1 Orientación

La orientación o acimut (α) es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del panel fotovoltaico y la dirección Sur.

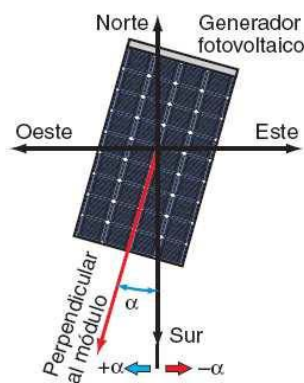


Figura 29. Orientación del módulo fotovoltaico

Cuando un panel fotovoltaico está perfectamente orientado hacia el Sur se dice que está con una desviación con respecto del Sur de 0° .

En nuestro caso, la orientación natural de la cubierta que posee una desviación con respecto al Sur de 45° .

2.7.4.2 Inclinación

La inclinación (β) es el ángulo que forma la superficie del panel fotovoltaico con el plano horizontal.

Para nuestra instalación solar fotovoltaica, se opta por instalar soportes para darle la inclinación necesaria a los módulos para que se dé la mayor producción posible. En nuestro caso será de 25°.

2.7.5 Sombras

Las sombras en los sistemas generadores fotovoltaicos pueden producir pérdidas significativas de potencia además de daños en los paneles.

Se determina que en la cubierta del edificio no se pueden ocasionar alteraciones de producción producidas por sombras ya que no existen elementos que las produzcan.

2.7.6 Dimensionado del campo

Se conectarán 12 módulos en serie y un total de 13 cadenas, aprovechando el cableado y los conectores multicontacto modelo MC3 que los módulos solares fotovoltaicos traen de fábrica. Cada una de esas series conlleva dos líneas, una positiva y otra negativa que irán conectadas a la caja de conexión con las siguientes características eléctricas que se obtienen de cruzar los valores del catálogo de los módulos solares fotovoltaicos con el diseño seleccionado (12x13 módulos):

	INVERSOR
Pot Inversor (Wn)	48.000
Potencia (Wp) del campo asociado	48.048
Entradas	12 series de 13 módulos
Tensión en el punto de máxima potencia (Vmp) V	656,4
Intensidad en el punto de máxima potencia (Imp) A	39,48
Tensión en circuito abierto (Voc) V (Vmáx: 1000 Vdc)	771,6
Intensidad en cortocircuito (Isc) A	42,14

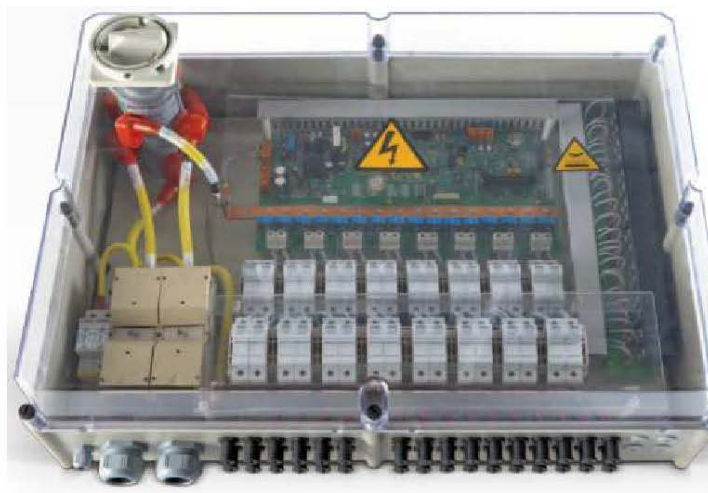
Tabla 4. Características eléctricas para el diseño seleccionado

2.7.7 Cajas de conexión

Se utilizará una caja de control de string marca ingeteam por cada inversor. Cada caja de control cuenta con protecciones de fusibles cilíndricos 10x38 de 10 A, sistema de corte rápido en carga del campo solar asociado y sistema de comunicaciones que permite analizar cada serie de manera independiente a las otras.

La caja de control de string viene preparada para salir con dos cables unipolares por cada campo solar que se le conecte, reduciendo así el número de conductor que tienen que descender hasta el cuarto de inversores.

A continuación se muestran sus principales características:



Dispositivo que permite la medición de las corrientes de cada string del generador fotovoltaico y la detección de las corrientes de string defectuosas gracias al software INGECON® SUN Manager.

Hace posible la monitorización de las corrientes de string mediante las tarjetas de comunicación RS-485, GSM / GPRS, Ethernet e inalámbrica. Montaje sencillo y es adecuado para instalación a la intemperie. Está especialmente recomendado para inversores trifásicos.

PROTECCIONES

- Protección de cada string mediante fusibles.
- Grado de protección IP65.

String Control 160	
Máximo número de strings conectables	16
Máximo número de canales medibles	16
Máxima corriente por string	10 Adc
Máxima corriente total	160 Adc
Número de fusibles de protección	16
Máxima tensión	1.000 Vdc
Conectores de entrada	Conectores fotovoltaicos de tipo 4
Conectores de salida	PG M55 (hasta 300 mm ²)
Conexión de comunicaciones	RS-485, GSM / GPRS, Ethernet, Inalámbrica, Fibra óptica
Temperatura ambiente	de -20°C a +65°C
Grado de protección	IP65
Conector de tierra	PG M16 (35 mm ²)

Figura 30. Características de la caja de conexión

2.7.8 Estructura soporte

La estructura del campo solar de la instalación solar fotovoltaica no es objeto de estudio en el presente proyecto debido a que se ha optado por instalar una estructura prefabricada en aluminio anodizado que cumple con las características específicas de nuestra ubicación e instalación así como con las normativas vigentes que le aplican.

Será de la marca Würth [7], sistema de fijación solar Zebra para cubiertas inclinadas y/o planas. Este fabricante cuenta con soluciones completas para este tipo de instalaciones.



Figura 31. Estructura soporte de la marca Würth, sistema de fijación solar Zebra

Para el dimensionado de la estructura se tendrá en cuenta que la separación entre los dos carriles o perfiles que portan cada fila de módulos.

2.7.9 Cuarto de inversores

El cuarto de inversores se ubicará en la azotea del edificio 1. Su ubicación y detalles están reflejados en los planos.

Este cuarto también albergará el cuadro de protecciones de corriente alterna así como el seccionador de corriente continua para facilitar las tareas de cortes de energía sin tener que acceder al campo solar.

Las dimensiones del cuarto de inversores son de 3 metros de largo por 3 metros de ancho con 2,7 m de altura. Lo que hace un total de 9 m².

La ventilación del cuarto eléctrico se realizará mediante ventilación natural a través de rejillas metálicas con dimensiones 9 m² ubicadas de forma cruzada en el cuarto de inversores.

Dispondrá de 1 extintor de Co₂ de 5 kg.

2.7.10 Cableado

2.7.10.1 Características de los conductores

Los cables utilizados en la instalación eléctrica están dimensionados según la ITC-BT-19 y discurrirán bajo canaleta con tapa, tubo sobre pared o bajo tubo subterráneo una vez que salgan del elemento generador y estarán diseñados para garantizar una caída de tensión no superior a los siguientes límites:

- 1,5% desde los módulos hasta inversores (DC).
- 1,0% para la Derivación Individual.
- 0,5% desde inversores hasta la Caja general de Protección.

El conductor de baja tensión que se utiliza es del tipo aislado con polietileno reticulado con aislamiento y RZ1-K (AS) 0,6/1kV, normalizado según la norma UNE 21123/IEC 502, con conductor de cobre. Dicho aislamiento es un material termoestable que presenta muy buena rigidez dieléctrica, bajo factor de pérdidas y una excelente resistencia de aislamiento.

2.7.10.2 Características de las canalizaciones

Las canalizaciones se harán acorde a la ITC-BT-21, el único tramo que no irá en ellas será el que discurre entre los módulos fotovoltaicos y los cables de extensión por debajo de los paneles, que estarán en la intemperie, para ello el cable tendrá el aislamiento que el fabricante ya ha previsto para este tipo de instalaciones.

Todos los demás tendrán que ir protegidos por tubo, canal protector o bandejas.

Las canalizaciones discurrirán por el exterior, paredes, cubierta lateral del edificio, hasta el inversor, siempre siguiendo líneas verticales y horizontales a las paredes o techos por donde discurran. Todas las que presenten conductividad eléctrica deberán conectarse a tierra, salvo lo dispuesto en la ITC-BT-18:

Cuando la instalación consta de partes de envolventes de conjuntos montadas en fábrica o de canalizaciones prefabricadas con envolvente metálica, estas envolventes pueden ser utilizadas como conductores de protección si satisfacen, simultáneamente, las tres condiciones siguientes:

- Su continuidad eléctrica debe ser tal que no resulte afectada por deterioros mecánicos, químicos o electroquímicos.
- Su conductibilidad debe ser, como mínimo, igual a la que resulta por la aplicación del presente apartado.
- Deben permitir la conexión de otros conductores de protección en toda derivación predeterminada.

Su instalación y colocación seguirán los preceptos de la ITC-BT-21. Los diámetros exteriores de los tubos seguirán la misma instrucción, explicado en la memoria de cálculo del presente proyecto.

2.7.10.3 Configuración del cableado

Tendremos dos circuitos a tener en cuenta los de CC y los de CA, limitados por:

Circuito de corriente continua (DC): Desde los paneles hasta la entrada del inversor pasando por la caja de control de string en el campo solar de corriente continua en el cuarto del inversor justo antes de la entrada al inversor. Constará de 3 cables, positivo negativo y tierra.

Circuito de corriente alterna (AC): Desde la salida del inversor pasando por el Cuadro general de Mando y Protección (CGMP) hasta llegar al cuadro de baja del centro de transformación propiedad del edificio de viviendas; los inversores se conectarán en paralelo para salir a un único contador bidireccional.

Para el circuito de corriente continua, de acuerdo con la normativa, los conductores tendrán la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5%.

Análogamente por la ITC-BT-40, establece en su apartado 5, Los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 0,5%, para la intensidad nominal.

2.7.10.4 Fórmulas de cableado

El cálculo del cableado y canalizaciones se ha obtenido teniendo en cuenta:

- REBT, ITC, y normas UNE de referencia. (factor de corrección, por grupo, posición, temperatura...)
- Temperatura de servicio del cable.
- Intensidad máxima admisible del cable según la naturaleza del aislamiento.
- La caída de tensión.
- Naturaleza del conductor.
- Pliego de condiciones técnicas del IDAE.
- Desarrolladas en la memoria de cálculo del presente proyecto.

2.7.11 Medidas de protección empleadas

El sistema de protecciones deberá cumplir las exigencias previstas en la reglamentación vigente (R.D. 1699/2011), artículo 14:

En el presente apartado se describen las medidas adoptadas en esta instalación para la protección de las personas y la protección contra sobre intensidades y cortocircuitos.

2.7.11.1 Protección de personas

Para la protección de las personas se toman dos tipos de medidas, contra contactos

directos y contra contactos indirectos.

La protección de las personas contra contactos directos queda asegurada mediante un aislamiento apropiado de todas las partes activas de la instalación, según establece el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión en la instrucción ITC-BT-24.

En la parte de corriente continua de la instalación se protege a las personas de los contactos indirectos mediante la utilización de módulos con clase de aislamiento II. La estructura que soporta los módulos estará puesta a tierra.

En la protección contra contactos indirectos en la parte de corriente alterna se utiliza protección diferencial y puesta a tierra, según la instrucción ITC-BT-24.

Se instalará una protección diferencial por cada inversor en el CGMP. Dicha protección diferencial será de la marca Direct Electro S.L. DE LS63 C-4P-40 C 40 A, 4 polos, 4 módulos, 10 kA, sensibilidad de 30 mA.

2.7.11.2 Protección contra sobreintensidades

La protección contra las sobrecargas y cortocircuitos que puedan producirse en la instalación se realizará mediante un interruptor magnetotérmico. Se ha elegido un magnetotérmico C60N ICP-M 4P/63 A/Pdc 10 kA.

En la parte superior del CGMP se dispondrá de un interruptor magnetotérmico que se denomina como Cabecera o Interruptor General Automático (IGA) DE LS63 C-4P-63 C 63A, 4 polos, 4 módulos, 10kA.

El magnetotérmico elegido depende de la corriente de cortocircuito de la red en el punto de conexión y atiende a las instrucciones ITC-BT-22, sobre protecciones contra sobreintensidades, e ITC-BT-17, referente a dispositivos privados de mando y protección.

2.7.11.3 Protección contra sobretensiones

El inversor fotovoltaico seleccionado ya incorpora este tipo de protecciones tanto en la parte de DC como en la parte de AC, por lo que no se instalará aparamenta alguna con dicho fin.

2.7.11.4 Protección de corriente continua

2.7.11.4.1 En cuarto de inversores

Se instalarán 2 seccionadores en carga de corriente continua marca Telergon modelo S5000 DC de 100 A y tensión máxima de 1000 Vdc con mando a panel y eje prolongado, 2 puentes de unión y cubre bornes. Irán situados bajo envoltente PLS cuarto de inversores. Dichos seccionadores posibilitan la apertura del campo de paneles asociado a los inversores, para poder realizar labores de mantenimiento, maniobra o comprobación. Irán ubicados en el interior de una caja PLS 5454.

La conexión del cableado de corriente continua de cada inversor al seccionador se realizará según se presenta en el siguiente esquema:

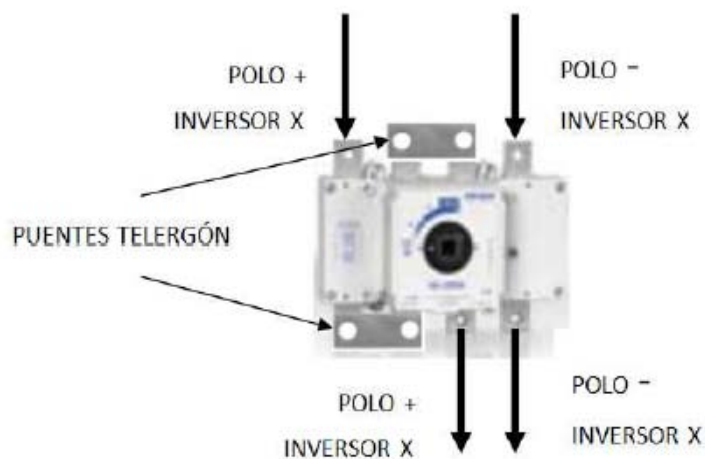


Figura 32. Conexión de los inversores a los seccionadores

2.7.11.4.2 En campo solar

Como ya se comentó, se instalará una caja de control de string para cada campo solar de cada inversor. Dicha caja, cuenta con protecciones para las líneas de los seriados compuestas por 9 fusibles cilíndricos 10*38 a 900Vdc de 10 Amperios cada uno que cumple con las especificaciones eléctricas de nuestra instalación eléctrica.

2.7.11.5 Protecciones de las conexiones máxima y mínima frecuencia

El inversor seleccionado ya cuenta con un sistema de protección para que cumpla con la normativa vigente a petición por pedido del cliente. El Reglamento electrotécnico de baja tensión, aprobado por Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación, aprobado por Real Decreto 3275/1982, de 12 de noviembre, y el Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión, aprobado por Real Decreto 223/2008, de 15 de febrero, para instalaciones que trabajan en paralelo con la red de distribución. En este caso no será necesaria la duplicación de las protecciones.

2.7.12 Contador de energía bidireccional

Se instalará un contador de energía bidireccional en la parte de MT del centro de transformación propiedad del edificio.

2.7.13 Condiciones de puesta a tierra

La puesta a tierra de una instalación eléctrica es un elemento de gran importancia, debido a los riesgos que puede acarrear su mal funcionamiento. En este apartado se han realizado los cálculos necesarios para determinar las características de dicha puesta a tierra. Sin embargo, todos estos cálculos deberán ser replanteados sobre el terreno durante la obra, para comprobar “in situ” que todos los valores son correctos.

En ese momento se comprobarán las posibles variaciones de las características del terreno.

El diseño de la puesta a tierra deberá cumplir la siguiente normativa:

- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias. ITC-BT-18. Promulgado por el Real Decreto 842/2002 del 2 de agosto y publicado por el B.O.E. nº 224 del 18 de septiembre del mismo año.
- Norma ANSI/IEEE 80.

Los elementos a conectar a tierra de la instalación serán:

- Estructura soporte.
- Marcos de los módulos.
- Caja de conexiones de los módulos.
- Masas de inversores.
- Equipos de medida.

La función de los conductores de protección es la de unir las masas metálicas y demás elementos que se quieren conectar a tierra con las picas, que son las encargadas de derivar a tierra las tensiones que puedan aparecer en los elementos expuestos anteriormente.

2.8 Radiación solar

La zona de estudio está en la isla de Gran Canaria, en el municipio de Las Palmas de Gran Canaria. A una altura de 167 metros con respecto del nivel del mar y con incidencia directa de los vientos alisios predominantes en las islas canarias. Se encuentra situada en la latitud 28 y más concretamente en las coordenadas 28° 6' 54" N, -15° 27' 2" O.

Los valores de irradiación global media diaria, se encuentran indicados en la tabla adjunta:

	G _{dm} (θ) kW*h/(m ² /día)
ENERO	3,46
FEBRERO	4,17
MARZO	5,66
ABRIL	5,89
MAYO	6,56
JUNIO	6,52
JULIO	6,56
AGOSTO	6,41
SEPTIEMBRE	5,61
OCTUBRE	4,77
NOVIEMBRE	3,53
DICIEMBRE	3,07

Tabla 5. (Fuente: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>, PVGIS (c) European Communities)

LEYENDA:

G_{dm} (θ) Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal

Unidades: kWh/(m²·día)

2.9 Producción energética

2.9.1 Factores influyentes en la producción

Los factores que afectan a la producción de energía de la planta vienen dados por el Performance Ratio (PR) y en resumen son:

- Factor de rendimiento por pérdidas en el cableado
- Factor de rendimiento por dispersión de características del módulo
- Factor de rendimiento por suciedad
- Factor de rendimiento por orientación e inclinación
- Factor de rendimiento por sombreado
- Factor de rendimiento del inversor
- Factor de rendimiento por temperatura

Todos ellos detallados en la memoria de cálculo del presente proyecto.

2.9.2 Producción de energía

Una vez obtenidos y aplicados los datos de los puntos anteriores obtenemos la siguiente tabla en la que se muestra la producción teórica de nuestra instalación solar fotovoltaica.

	G _{dm} (θ) kWh/(m ² /día)	Factor de corrección (inclinación 25°)	G _{dm} (α,β) kWh/(m ² /día)	PR	Ep kWh/día	Ep kWh/mes	Días / Mes
ENERO	3,46	1,20	4,66	0,82	153,93	4772	31
FEBRERO	4,17	1,15	5,13	0,81	186,28	5216	28
MARZO	5,66	1,08	6,31	0,80	211	6541	31
ABRIL	5,89	1,00	5,95	0,79	240,60	7218	30
MAYO	6,56	0,95	6,18	0,78	253,80	7868	31
JUNIO	6,52	0,93	5,94	0,76	247,03	7411	30
JULIO	6,56	0,95	6,08	0,75	232,38	7204	31

AGOSTO	6,41	1,01	6,30	0,76	217,93	6756	31
SEPTIEMBRE	5,61	1,09	6,04	0,78	218,06	6542	30
OCTUBRE	4,77	1,19	5,69	0,79	201,83	6257	31
NOVIEMBRE	3,53	1,25	4,60	0,81	161,30	4839	30
DICIEMBRE	3,07	1,24	4,22	0,82	141,67	4392	31
TOTAL (kW*h/año)						75016	

Tabla 6. Producción teórica de nuestra instalación solar fotovoltaica

Tal y como podemos observar la producción de energía será de 75016 kWh/año.

LEYENDA:

$G_{dm}(\theta)$	Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal. Extracto del Mapa Solar de Canarias. Unidades: kW·h/(m ² ·día)
$G_{dm}(\alpha,\beta)$	Valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador
E_p	$(G_{dm}(a,b) \cdot P_{mp} \cdot PR) / G_{CEM}$
G_{CEM}	1 kW/m ²
P_{mp}	Potencia pico del generador
PR	Performance ratio, eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo Considerando: Temperatura, Cableado, Mismatch, parámetros de dispersión, suciedad, eficiencia inversor, pérdidas por orientación e inclinación, sombra, otros.

2.10 Filosofía de funcionamiento de inversores para autoconsumo inyección cero

2.10.1 Introducción

En las instalaciones de autoconsumo instantáneo toda la energía generada es consumida por las propias cargas de la instalación, sin que se inyecte energía a la red eléctrica. Esta “no inyección” se puede asegurar mediante dos alternativas:

- Dimensionar la instalación fotovoltaica para que sea menor que el consumo mínimo previsto.
- Disponer de sistemas de gestión que permitan limitar la potencia generada por los inversores fotovoltaicos.

La primera opción permite utilizar inversores convencionales. Sin embargo tiene varios inconvenientes: requiere un conocimiento previo del perfil de cargas de la instalación, limita la potencia instalada y reduce el ratio de autoconsumo.

La segunda opción permite llegar a grados de autoconsumo de hasta el 100% garantizando en todo momento la no inyección de energía a la red.

Para la gestión energética se utiliza un gestor llamado INGECON® EMS Manager. Gracias a este gestor, el nivel de autoconsumo alcanza el 100% durante las horas centrales del día. Estas dos gráficas representan el perfil de consumo de una vivienda real con una instalación fotovoltaica de 3,3 kW para autoconsumo instantáneo.

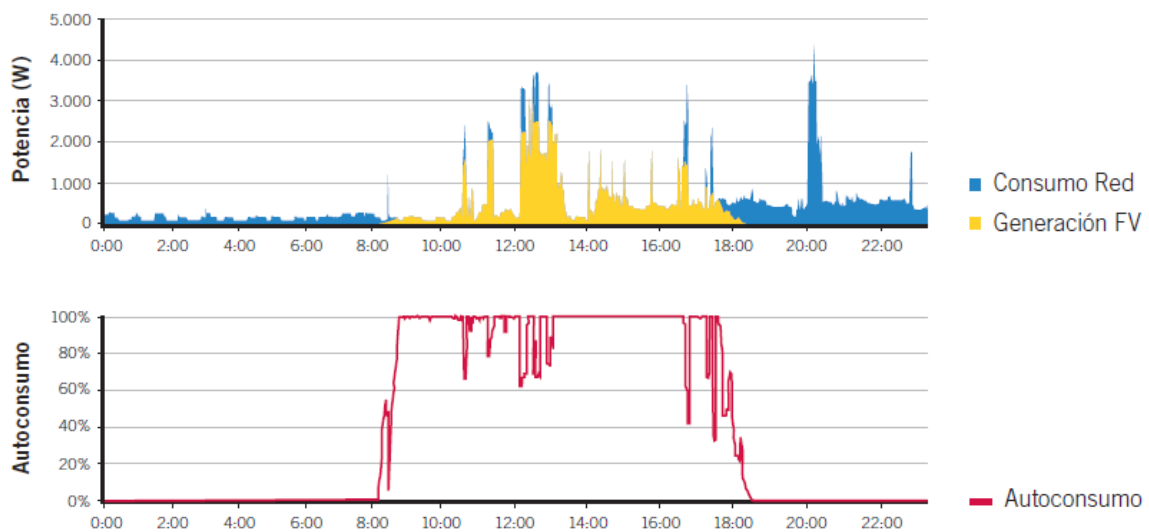


Figura 33. Perfil de consumo de una vivienda real con una instalación fotovoltaica para autoconsumo instantáneo

2.10.2 Instalaciones trifásicas a partir de un inversor trifásico

En este tipo de sistemas trifásicos, el INGECON® EMS Manager envía la misma consigna de potencia a las tres fases, tomando como referencia la de menor amperaje para garantizar la no inyección.

Comunicación

La comunicación de los inversores INGECON® SUN con el gestor INGECON® EMS Manager se realiza de manera directa.

Kit de Autoconsumo trifásico superior a 15 kW por fase

El kit está compuesto por el INGECON® EMS Manager y un vatímetro de medida indirecta. En consecuencia, será necesario instalar transformadores de intensidad.

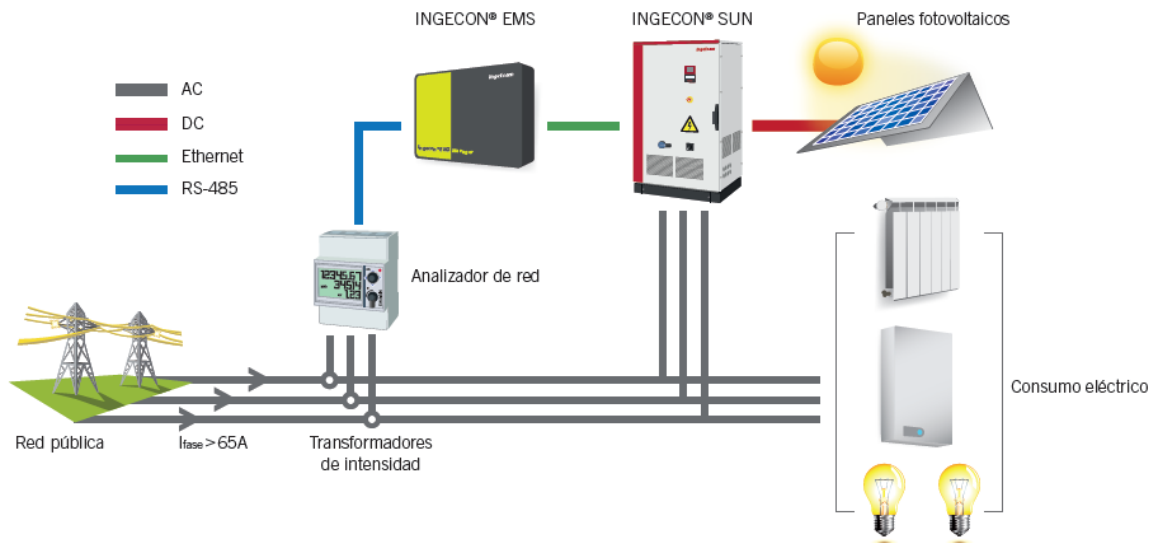


Figura 34. Esquema de funcionamiento del kit de autoconsumo instantáneo

MEMORIA DE CÁLCULO

3 Memoria de cálculo

3.1 Estimación del consumo

En este apartado se realizarán todos los cálculos necesarios para una correcta ejecución de la instalación fotovoltaica en estudio, tanto de la parte eléctrica, como los correspondientes al estudio energético de las instalaciones, distancias entre filas, etc.

3.2 Datos de partida

El edificio está emplazado en la calle Mimosa, en Siete Palmas, perteneciente al municipio de Las Palmas de Gran Canaria, situado en la isla de Gran Canaria. Con incidencia directa de los vientos alisios predominantes en las islas canarias. Se encuentra situada en la latitud 28 y más concretamente en las coordenadas 28°06'54"N-15°27'02"O.

El edificio está compuesto de dos bloques, cada bloque de 60 viviendas (diez plantas), con un total de 120 viviendas. Para más detalle, ver el plano 1. "Situación y emplazamiento". Dicho edificio cuenta con un centro de transformación propio.

Una vez conocida la situación y la descripción del edificio, hacemos un estudio de la distribución total del mismo, diferenciando y agrupando las viviendas que se consideran iguales, de esta manera podemos calcular el consumo total.

Descripción del equipo	Potencia (W)	Número de equipos	Horas/días Función	Consumo (Wh/día)
Iluminación habitaciones	20	2	2	80
Iluminación salón	40	1	2	80
Iluminación cocina	40	1	2	80
Iluminación de baño	30	1	1	30
Iluminación de pasillos	20	2	2	80
Lavadora	380	1	1	380
Televisor color	100	1	2	200
Frigorífico	90	1	1	90
Ordenador	80	1	2	160
Plancha	1000	1	0,5	500
Termo	2000	1	1	2000
Extractor	400	1	1	400
Horno-microondas	1000	1	1	1000
CONSUMO TOTAL AC				5080

Tabla 7. Estimación consumos viviendas tipo A,B,C y D

Descripción del equipo	Potencia (W)	Número de equipos	Horas/días Función	Consumo (Wh/día)
Iluminación habitaciones	20	1	2	40
Iluminación salón	40	1	2	80
Iluminación cocina	40	1	2	80
Iluminación de baño	30	1	1	30
Iluminación de pasillos	20	3	2	120
Lavadora	380	1	1	380
Televisor color	100	1	2	200
Frigorífico	90	1	1	90
Ordenador	80	1	2	160
Plancha	1000	1	0,5	500
Termo	2000	1	1	2000
Extractor	400	1	1	400
Horno-microondas	1000	1	1	1000
CONSUMO TOTAL AC				5080

Tabla 8. Estimación consumos viviendas tipo E

Descripción del equipo	Potencia (W)	Número de equipos	Horas/días Función	Consumo (Wh/día)
Iluminación habitaciones	20	1	2	40
Iluminación salón	40	1	2	80
Iluminación cocina	40	1	2	80
Iluminación de baño	30	1	1	30
Lavadora	380	1	1	380
Televisor color	100	1	2	200
Frigorífico	90	1	1	90
Ordenador	80	1	2	160
Plancha	1000	1	0,5	500
Termo	2000	1	1	2000
Extractor	400	1	1	400
Horno-microondas	1000	1	1	1000
CONSUMO TOTAL AC				4960

Tabla 9. Estimación consumos viviendas tipo F

Descripción del equipo	Potencia (W)	Número de equipos	Horas/días Función	Consumo (Wh/día)
Ascensor	3.500	1	1	3500
Iluminación de vivienda	20	6	2	240
Iluminación escalera	20	1	1	20
Iluminación de pasillos	20	6	2	240
Iluminación emergencia	8	5	0,5	20
CONSUMO TOTAL AC				4020

Tabla 10. Estimación consumos Servicios Generales

Descripción del equipo	Potencia (W)	Número de equipos	Horas/días Función	Consumo (Wh/día)
Iluminación parking	20	12	1	240
Puerta automática	400	1	0,25	100
Bomba jokey	2300	1	0,5	1150
Iluminación emergencia	8	4	0,5	16
CONSUMO TOTAL AC				1506

Tabla 11. Estimación consumos Garaje

3.3 Consumo medio diario

Nuestro estudio se basa en una instalación de autoconsumo instantáneo. La normativa establece que se pueden llevar a cabo instalaciones de autoconsumo siempre que se garantice la INYECCIÓN CERO en la red.

Vamos a estimar el consumo diario, y buscaremos el mínimo consumo durante las horas de sol, y ese dato, será la potencia pico de diseño de nuestra instalación.

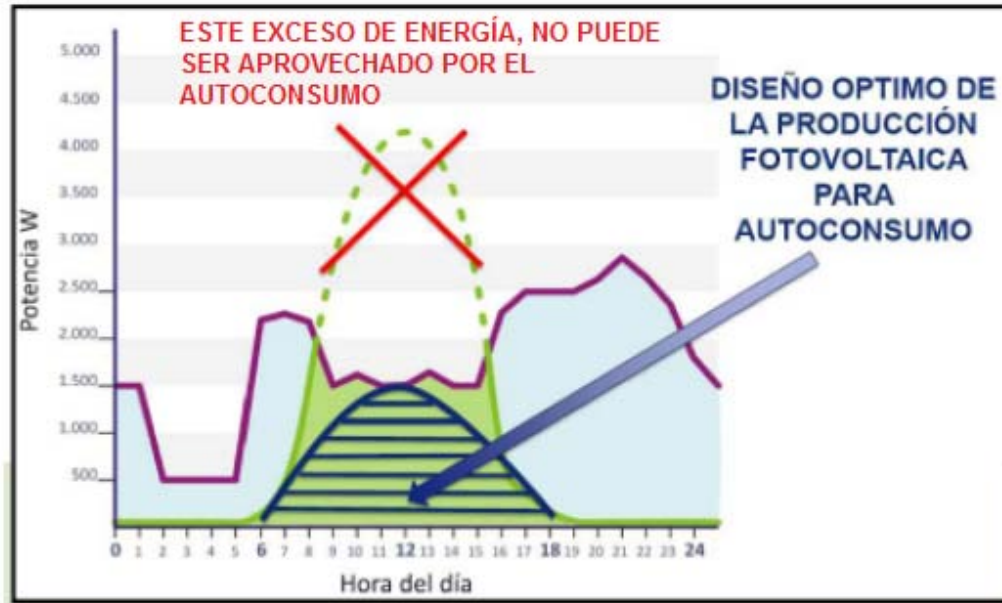


Figura 35. Diseño óptimo de una instalación de autoconsumo

En la imagen anterior se puede observar cómo se realizaría el diseño óptimo de una instalación de autoconsumo sin acumulación o autoconsumo instantáneo.

A continuación, estudiamos el consumo de todo el edificio de un mes tipo a lo largo de las 24 horas del día.

Nº DE VIVIENDAS	120	Coef. Simultaneidad	64,800
SUP. GARAJE (m ²)	1176		

Electrodoméstico	Unidades	Potencia kW	Instalada kW
Bombilla 40w (cocina y salón)	240	0,040	622,080
Bombilla 30w (baño)	120	0,030	233,280
Bombilla 20w (pasillos y habitación)	420	0,020	544,320
Televisor color	120	0,100	777,600
Horno-microondas	120	1,000	7776,000
Plancha	120	1,000	7776,000
Termo	120	2,000	15552,000
Vitrocaramica	120	2,000	15552,000
Ordenador	120	0,080	622,080
Cafetera		0,300	0,000
Lavadora	120	0,380	2954,880
Secadora		2,000	0,000
Frigorifico	120	0,250	1944,000
Aire Acondicionado	30	1,407	2735,208
Campana extractora	120	0,400	3110,400
Ascensor	2	3,500	7,000
Ventilación garaje (natural)	1	11,760	11,760
Puerta automática garaje	1	0,400	0,400
Bomba contraincendios	1	2,300	2,300
Luminarias emergencia zonas comunes	100	0,008	0,800
Luminarias 20w zonas comunes	260	0,020	5,200
Luminarias emergencia garaje	4	0,008	0,032
Luminarias 20w garaje	12	0,020	0,240
POTENCIA TOTAL CONSUMO			60227,580

Tabla 12. Estimación consumo diario edificio

JULIO																									
Horas de Uso (1/4=0.25, 1/2=0.5, 3/4=0.75)																									
0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	kWh
0,250						1,000	1,000												0,250	1,000	1,000	1,000	0,500	0,250	3888,000
0,250						0,500	0,500											1,000	0,250	0,250	0,750	0,750	0,500	0,250	1166,400
1,000						0,500	0,500											1,000	0,250	0,250	1,000	1,000	1,000	1,000	4082,400
0,500						0,250	0,250	0,500	0,600	0,600	0,600	1,000	1,000	1,000	0,500	0,500	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,500	11508,480
						0,250	0,500	0,160					0,500						0,500	0,500					18740,160
									0,500	0,800	0,900							0,500	1,000						28771,200
						0,250	0,250	0,250											0,250	0,750	1,000	1,000	0,750		69984,000
												0,400	1,000	1,000	1,000					0,750	1,000	0,500			87868,800
0,500								1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000		1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	0,500	9953,280
																									0,000
												1,000	1,000						0,500	0,500	0,500				10342,080
																									0,000
0,300	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,400	0,700	0,400	0,200	0,200	0,400	0,700	0,800	1,000	1,000	0,600	0,400	0,200	0,200	0,800	1,000	1,000	0,500	0,300	23522,400
1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000																	1,000	1,000	24616,872
												0,500	0,600	1,000	0,500	0,400				0,400	1,000	0,500			15240,960
0,300						0,400	0,500	0,600	0,700	0,800	0,900	1,000	1,000	0,400	0,200	0,200	0,200	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,300	0,300	68,600
0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,083	0,167	0,333	0,333	0,167	0,167	0,167	0,167	0,333	0,333	0,333	0,167	0,167	0,167	0,167	0,333	0,333	0,333	0,083	0,083	56,813
0,300						0,250	0,250	0,300	0,300	0,300	0,300	0,400	0,400	0,200	0,200	0,300	0,300	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,300	0,300	2,560
																									0,000
																									0,000
																									0,000
																									0,000
0,250						0,250	0,400	0,500	0,500				0,400	0,500	0,500	0,500	0,400	0,250	0,250	0,400	0,500	0,500	0,400	0,250	1,625
4779,66	3124,9	3124,9	3124,9	3124,9	3124,98	10555,01	10349,69	6928,99	5372,54	7705,9	11827,90	13500	24272	21390	20067	3425,0	2180,8	7936,5	19172	33715	38906	29575	17746	4779,664	309814,625

Tabla 13. Estimación del consumo horario del edificio para un día de un mes tipo

Evolución del consumo diario

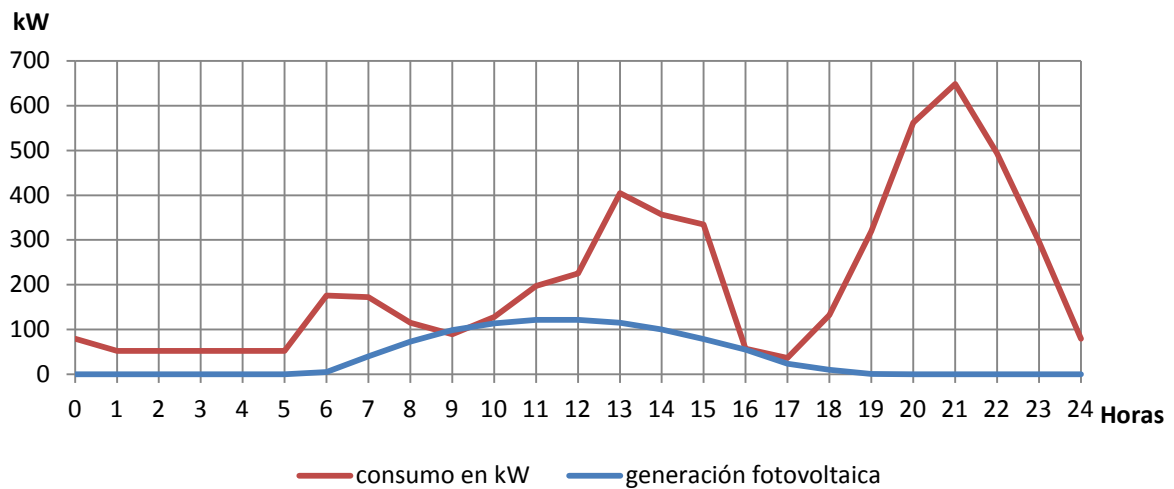


Figura 36. Evolución del consumo diario

Mínimo consumo en horas de sol:

13500,484 kWh
225,0080653 kW todo edificio

A partir de los datos del consumo diario, hallamos el mínimo consumo en las horas de sol, siendo este valor de 225 kW para todo el edificio.

Éste sería el diseño óptimo de la instalación para autoconsumo instantáneo. Se ha realizado un estudio con el software de simulación fotovoltaica PVsyst y se ha determinado que la extensión necesaria para ubicar una instalación de dicha potencia es mucho mayor (1404 m²) que el espacio disponible en la cubierta del edificio (617,24 m²).

Por lo tanto basamos el estudio en dimensionar la energía fotovoltaica que se generaría partiendo del dato de la superficie disponible en la cubierta de los dos edificios.

3.4 Estudio energético

Las instalaciones fotovoltaicas estarán situadas en el término municipal de Las Palmas de Gran Canaria cuya altitud es de 167 m, aproximadamente, sobre el nivel del mar. La orientación de los generadores fotovoltaicos será sur-este, en concreto 45° hacia el este con respecto al sur.

Los datos utilizados han sido obtenidos gracias a Agencia Estatal de Meteorología (AEMET), el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC), Centro de Estudios de la Energía Solar (CENSOLAR), GRAFCAN y diversos mapas de Radiación Solar de la Comunidad Autónoma de Canarias.

3.4.1 Ubicación de la instalación

Se desea abastecer de un sistema fotovoltaico a un edificio de 120 viviendas en la zona de Siete Palmas en el municipio gran canario de Las Palmas de Gran Canaria (latitud=28°).

3.4.2 Cálculo de la energía incidente

En la tabla 14 se muestran los valores medios diarios y mensuales de radiación global sobre una superficie horizontal para la zona del municipio de Las Palmas de Gran Canaria. Estos datos servirán como punto de partida para posteriormente estimar la radiación global sobre una superficie inclinada un determinado ángulo sobre la horizontal. Los valores mensuales se han obtenido simplemente multiplicando el valor diario por el número de días de cada mes.

Mes	Radiación global sobre superficie horizontal (kWh/m ² día)	Radiación global sobre superficie horizontal (kWh/m ² mes)
Enero	3,46	107,26
Febrero	4,17	116,76
Marzo	5,66	175,46
Abril	5,89	176,7
Mayo	6,56	203,36
Junio	6,52	195,6
Julio	6,56	203,36
Agosto	6,41	198,71
Septiembre	5,61	168,3
Octubre	4,77	147,87
Noviembre	3,53	105,9
Diciembre	3,07	95,17
Media anual	5,18	157,87
Total anual		1894,45

Tabla 14. Radiación global sobre superficie horizontal

3.4.3 Radiación incidente sobre superficie inclinada con un ángulo fijo

Una vez se tienen los datos sobre superficie horizontal, el siguiente paso es calcular la radiación global sobre superficie inclinada un determinado ángulo. Con este propósito se utiliza una tabla facilitada por Censolar donde se tiene el factor de corrección k para superficies inclinadas según la latitud en la que se encuentra la central. Dicho factor representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el ecuador e inclinada un determinado ángulo y otra horizontal.

Inclinación	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
0°	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5°	1,05	1,04	1,03	1,01	1	1	1	1,02	1,03	1,05	1,06	1,06
10°	1,1	1,08	1,05	1,02	1	0,99	1	1,02	1,06	1,1	1,12	1,12
15°	1,14	1,11	1,07	1,02	0,99	0,98	0,99	1,03	1,08	1,13	1,17	1,17
20°	1,17	1,13	1,08	1,02	0,97	0,95	0,97	1,02	1,09	1,16	1,21	1,21
25°	1,2	1,15	1,08	1	0,95	0,93	0,95	1,01	1,09	1,19	1,25	1,24
30°	1,22	1,15	1,07	0,98	0,92	0,89	0,92	0,99	1,09	1,2	1,27	1,27
35°	1,23	1,16	1,06	0,96	0,88	0,85	0,88	0,96	1,08	1,21	1,29	1,29
40°	1,24	1,15	1,04	0,92	0,84	0,8	0,84	0,93	1,06	1,21	1,3	1,3
45°	1,23	1,14	1,01	0,89	0,79	0,75	0,79	0,89	1,04	1,2	1,3	1,3
50°	1,22	1,12	0,98	0,84	0,73	0,69	0,73	0,84	1	1,18	1,3	1,3

Tabla 15. Valores de k para 28° de latitud (Canarias)

En este caso, se escogen (al encontrarse la central en una latitud aproximada de 28°) los valores de la tabla 15.

Con estos datos, más los datos de radiación sobre superficie horizontal, se obtiene la radiación global media para distintos ángulos de inclinación. Aquella que mayor cantidad de radiación incidente resulte, dará el ángulo óptimo de inclinación de la superficie. Los datos se expresan en kWh/m² mes y se muestran en la tabla 16.

NCLINACIÓN	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Total anual (kWh/m² año)
0 °	107,26	116,17	175,46	176,70	203,36	195,60	203,36	198,71	168,30	147,87	105,90	95,17	1893,86
5 °	115,94	123,2	181,35	178,8	203,05	193,8	202,12	199,95	172,8	155,31	113,7	103,54	1943,56
10 °	124,31	129,36	186,62	180	201,5	191,1	200,26	200,26	176,4	162,13	120,9	111,29	1984,13
15 °	131,75	134,96	190,65	180,6	199,33	187,8	197,16	199,64	178,8	167,71	127,2	118,42	2014,02
20 °	138,57	139,72	193,75	180	195,92	183,3	193,13	197,78	180,6	172,67	132,9	124,93	2033,27
25 °	144,46	143,64	195,61	178,5	191,58	178,2	188,48	195,3	181,2	176,39	138	130,82	2042,18
30 °	149,73	146,72	196,54	176,1	186,31	171,9	182,28	191,27	180,6	179,49	142,2	135,78	2038,92
35 °	153,76	148,96	196,23	172,8	180,11	166,5	175,77	186,31	179,1	181,04	145,5	139,81	2025,89
40 °	157,17	150,36	194,99	168,3	172,67	157,2	168,02	180,42	176,7	181,66	147,9	143,22	1998,61
45 °	159,34	150,64	192,51	162,9	164,61	148,5	159,65	173,6	173,1	181,35	149,4	145,7	1961,3
50 °	160,58	150,08	188,79	156,6	155,62	139,2	150,04	165,54	168,6	179,49	150	146,94	1911,48

Tabla 16. Radiación global sobre distintos ángulos de inclinación del panel FV

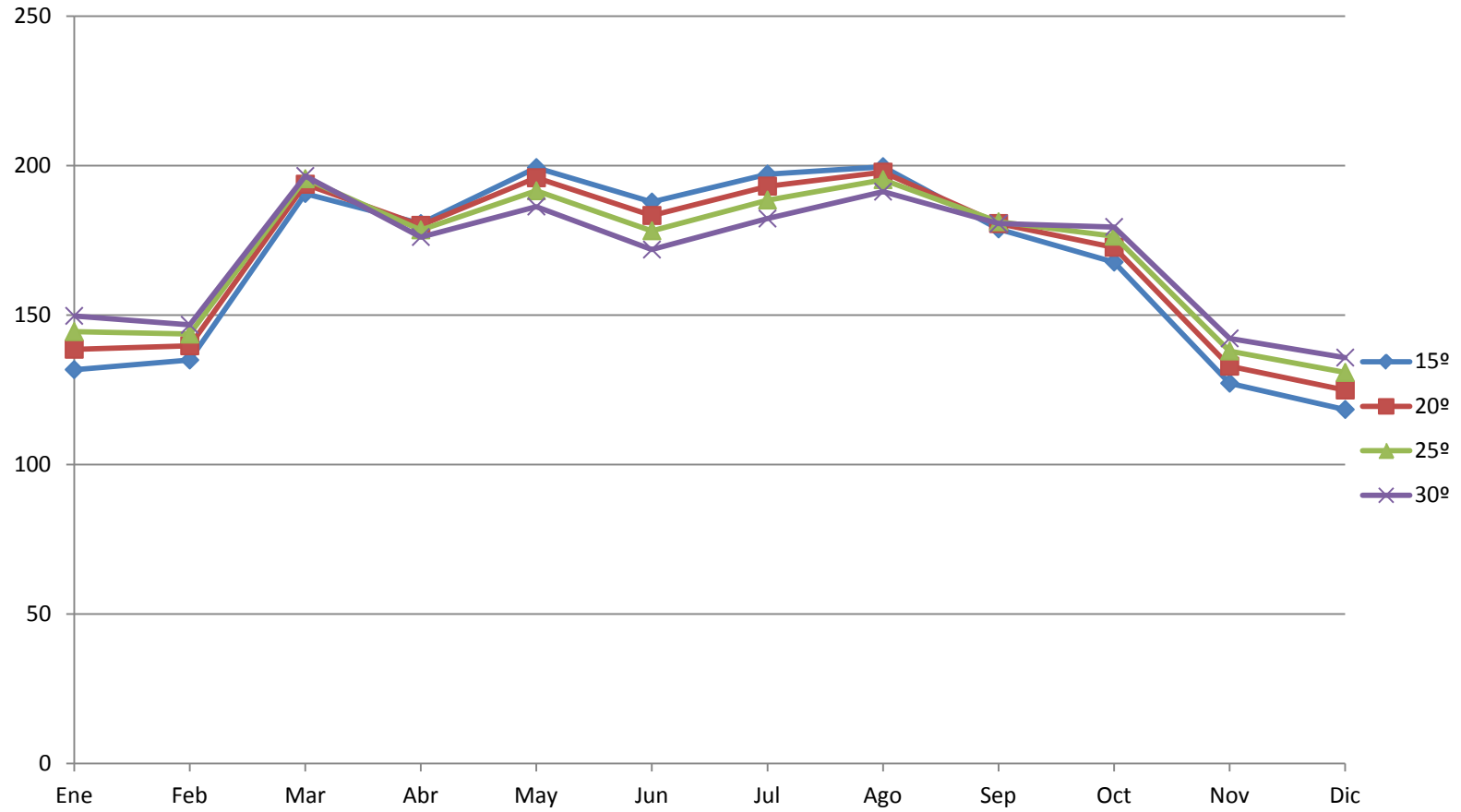


Figura 37. Comparativa entre la inclinaciones con mayor aportación solar

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Como se puede observar en la tabla 28, el ángulo de inclinación para el que se produce mayor radiación durante el año es para 25°. Dando como resultado una irradiancia de **2042,18 kWh/m² año**.

Por este motivo se ha elegido un ángulo de inclinación de 25°. Con dicha inclinación es suficiente para posibilitar la autolimpieza debida al agua de lluvia y, por otro lado, la posibilidad de acumulación de suciedad.

Con el fin de comprobar que el ángulo seleccionado es correcto se aplica la fórmula que define la inclinación de la superficie óptima en función de la latitud en la que se encuentre la instalación:

$$\beta_{opt} = 3'7 + 0'69 \theta$$

Para este caso, la latitud (θ) es de 28'03; por lo tanto:

$$\beta_{opt} = 3'7 + 0'69 * 28'115 = \mathbf{23'099^\circ}$$

Aunque se obtenga un ángulo de inclinación de 23'099°, la opción escogida es de 25° ya que se obtienen mejores datos de radiación para dicho ángulo.

Otra forma de comprobar la solución adoptada es siguiendo los pasos que indica el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) el cuál se define a continuación.

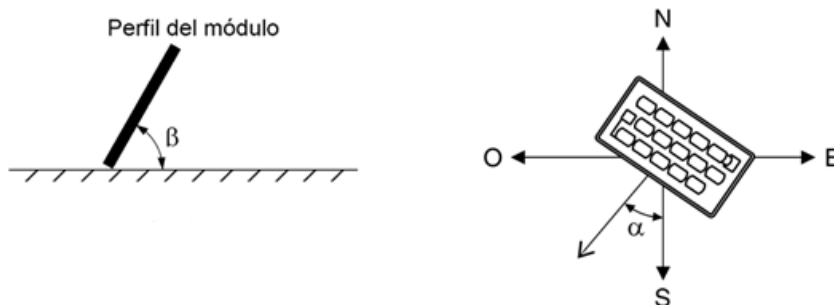


Figura 38. Elevación del módulo y Ángulo de acimut

– Ángulo de inclinación (β), definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 29). 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 29). Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.

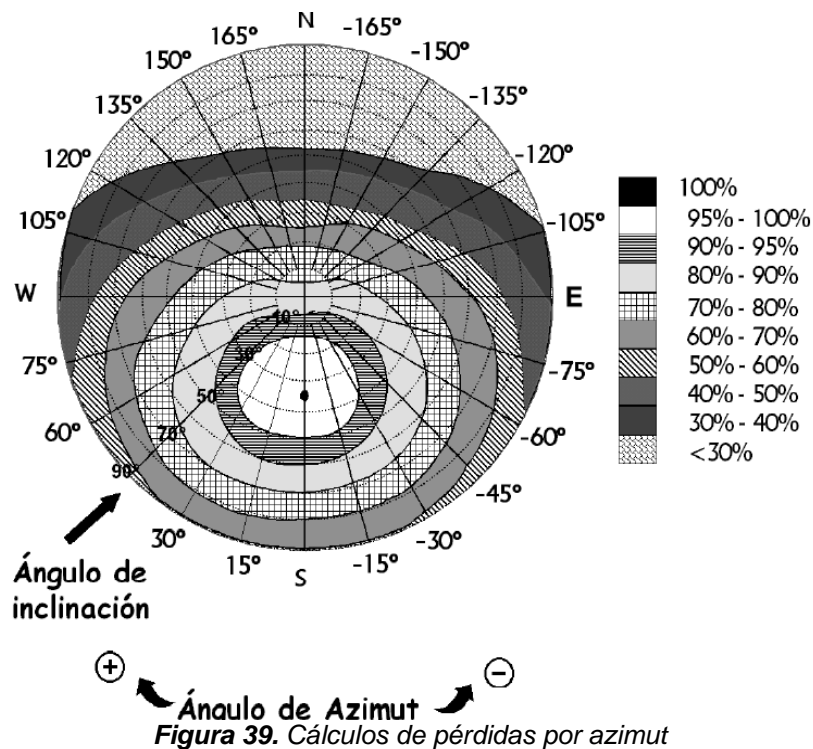
3.4.4 Procedimiento de cálculo de las pérdidas por azimut

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. Para ello se utilizará la figura 30, válida para una latitud, N, de 41° , de la siguiente forma:

– Conocido el azimut, se determina (figura 30) los límites para la inclinación en el caso de $N = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica [10] 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 interceptan, se obtienen los valores para latitud $N = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado siguiente.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.



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 (N = 41°) – (41° – latitud)

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

3.4.4.1 Cálculo de las pérdidas por azimuth en la instalación

Si se suponen unas pérdidas máximas del 10 %.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

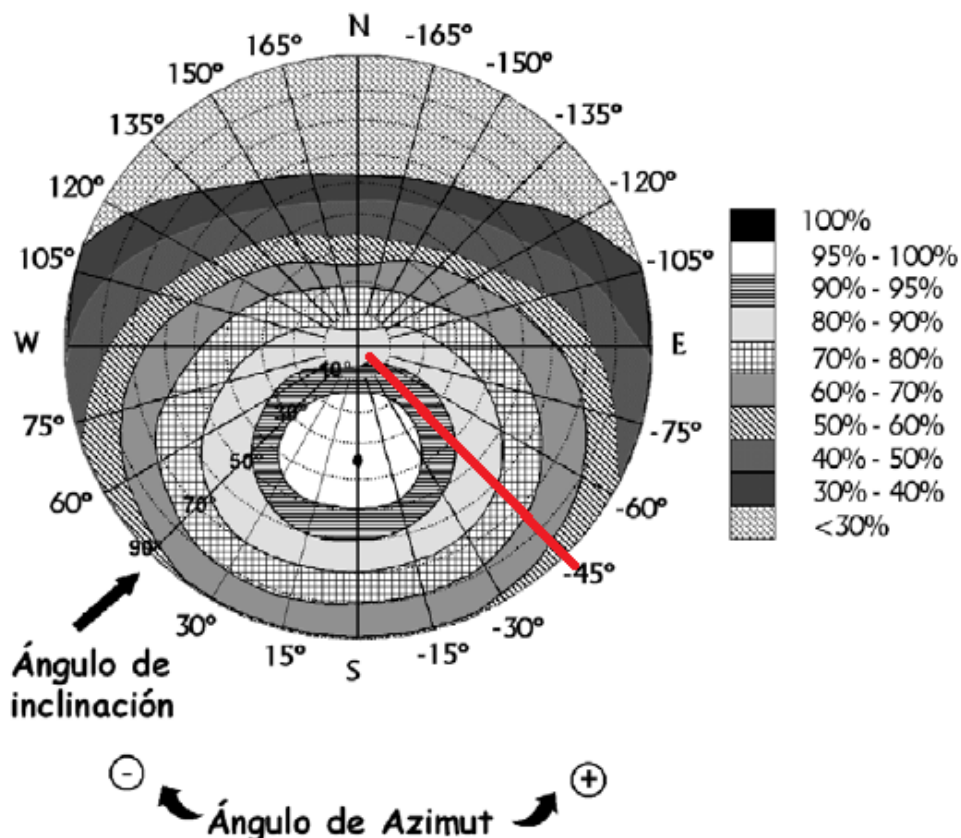


Figura 40. Cálculo pérdidas por azimut para instalación

$$\alpha = -45^\circ$$

Inclinación máxima = 40°

Inclinación mínima = 10°

Corrección para la latitud del lugar:

$$\text{Inclinación máxima} = 40^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = 27^\circ$$

Inclinación mínima = $10^\circ - (41^\circ - 28^\circ) = -3^\circ$ (al ser negativo, la inclinación mínima posible es de 0°).

Los 25° escogidos quedan dentro del margen de inclinación máxima y mínima especificada por el IDAE.

3.4.5 Performance Ratio Global (PRG) de la central

Su definición es la de rendimiento asociado a una instalación de producción eléctrica mediante generadores fotovoltaicos calculada como la sumatoria de las pérdidas que

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

ocasionan los equipos instalados. Se calcula mediante una ecuación matemática con datos obtenidos de las fichas técnicas de los equipos o por cálculo directo.

Cuanto mayor PR tengamos, mejor es el uso que hace del recurso, en este caso la irradiación incidente sobre el plano del generador fotovoltaico.

La ecuación matemática que rige el cálculo del PR en sistemas fotovoltaicos conectados a red es el siguiente:

$$\mathbf{PR=Y_f/Y_R}$$

Siendo,

$Y_f=E_{PV}/P_o$, en el que a su vez E_{PV} es la energía generada por el sistema fotovoltaico en (kWh) y P_o es la potencia pico de los paneles que generan esa energía.

$Y_R=H_i/G_{STC}$, en el que H_i es la irradiación diaria media (kWh/m²) sobre el plano del generador fotovoltaico, G_{STC} es la irradiación de referencia según condiciones STC, en este caso 1.000 W/m².

Sustituyendo en la primera fórmula los términos Y_f (Final Yield o Productividad Final) e Y_R (Reference Yield o Productividad de Referencia), tendremos que:

$$\mathbf{PR= E_{PV} \times G_{STC} / H_i \times P_o}$$

Estudiando los equipos instalados podemos encontrar las siguientes pérdidas a tener en cuenta:

- *Pérdidas por tolerancias de la Potencia Nominal*
- *Pérdidas angulares y espectrales (STC. Standard Test Conditions)*
- *Pérdidas de mismatch o de conexionado*
- *Pérdidas por sombreado*
- *Pérdidas por polvo y suciedad*
- *Pérdidas por temperatura*
- *Pérdidas óhmicas en el cableado*
- *Pérdidas por rendimiento CA / CC del Inversor*
- *Pérdidas por rendimiento del seguimiento del punto de máxima potencia*

3.4.5.1 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado de CC (LCC)

Este factor modela las pérdidas óhmicas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados, debido a la resistencia eléctrica que todo conductor posee. La siguiente ecuación muestra dicha dependencia:

$$R = \frac{\rho \cdot L}{S}$$

Donde R (Ω) es la resistencia del conductor, $\rho \left(\frac{\Omega \cdot \text{mm}^2}{\text{m}} \right)$ representa el valor de resistividad lineal del material, L (m) la longitud del conductor y S (mm^2) su sección.

Las pérdidas en los conductores de corriente continua, serán:

$$P_{ohmCC} = \sum_{i=1}^n \frac{\rho \cdot L_i}{A_i} \cdot I_i^2$$

Por lo que para minimizar las pérdidas óhmicas en corriente continua de la instalación, será necesario:

- Materiales de baja resistividad eléctrica.
- Reducir las dimensiones de los conductores
- Dimensionar correctamente la sección de los conductores en función de la corriente circulante, a priori podría parecer que a mayor sección menor pérdidas, pero también significa mayor coste de cable.

En cuanto a las pérdidas de corriente continua, se tomará el criterio correspondiente al Reglamento Electrotécnico Para Baja Tensión (REBT), que limita la caída de tensión máxima en conductores de corriente continua a 1,5% de la tensión nominal (ITC-BT-40).

3.4.5.2 Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado de CA (LCA)

Este factor modela las pérdidas óhmicas que se producen en los tramos correspondientes a conductores de corriente alterna.

De modo análogo al caso de las pérdidas en conductores de continua, las pérdidas en los n conductores de alterna serán:

$$P_{ohmCC} = \sum_{i=1}^n \frac{\rho \cdot L_i}{A_i} \cdot I_i^2$$

Las medidas a tener en cuenta para minimizar dichas pérdidas serán idénticas a las analizadas para los cables de continua. En cuanto a las pérdidas de corriente alterna, se tomará el criterio correspondiente al Reglamento Electrotécnico Para Baja Tensión ITC 40 (instalaciones generadoras de baja tensión), “la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 0,5%, para la intensidad nominal”.

3.4.5.3 Pérdidas por polvo suciedad (LPS)

Este factor simula las pérdidas producidas por la deposición de polvo y suciedad sobre la superficie de los módulos fotovoltaicos colocados a la intemperie.

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

Las pérdidas por polvo y suciedad dependen de la ubicación de la instalación (ambiente urbano industrial, rural...), tránsito de aves y de la frecuencia de lluvias (limpian la superficie de los módulos).

En general, debido a las pérdidas por polución ambiental se puede reducir la producción de energía entre un 3% y un 6%. Se tomará un valor de pérdidas de un 4%.

3.4.5.4 Pérdidas por sombreado (LSOM)

Los sistemas fotovoltaicos están condicionados por la presencia de sombras en determinadas horas del día. Estas sombras sobre los módulos fotovoltaicos generan pérdidas debidas a la disminución de captación de radiación solar. Al captar menos energía del sol, la potencia generada disminuye.

A demás las sombras puntuales de módulos pueden generar la aparición de puntos calientes y aumentar las pérdidas de conexionado o mismatch.

La siguiente figura muestra diferentes curvas de funcionamiento de los módulos fotovoltaicos en función de la radiación solar. Se observa la pérdida de generación conforme disminuye la radiación.

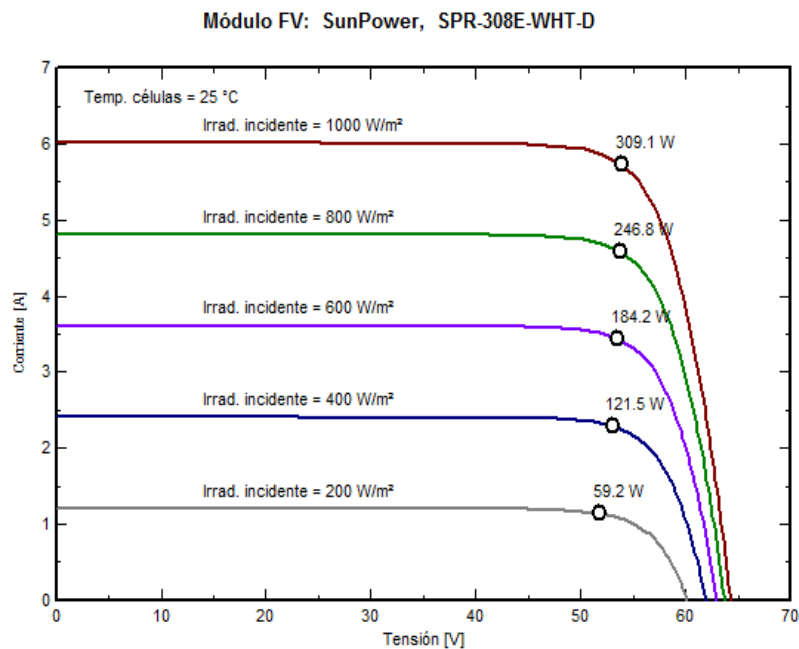


Figura 41. Pérdidas con la radiación

Así pues, el factor de rendimiento por sombreado simula las pérdidas que sufrirá la instalación fotovoltaica a causa de la aparición ocasional de sombras sobre los módulos.

Este tipo de pérdidas dependen en gran medida de la ubicación que tenga la instalación. En el caso de esta instalación no se prevén sombras sobre los módulos ya que no hay construcciones de altura a su alrededor ni vegetación.

Para nuestro caso, no tendremos en cuenta la pérdida por sombras de paneles, ya que se el campo solar se ha dimensionado para que no se ocasionen sombras en ningún momento.

3.4.5.5 Pérdidas por cumplimiento de la potencia nominal (LPN)

Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, STC, presenta una determinada dispersión.

En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV que se vende como de potencia nominal, PSTC, está dentro de una banda determinada de $PSTC \pm x\%$, dependiendo de cada fabricante.

Puede suceder que la suma de la potencia de cada uno de los módulos FV se sitúe en la banda inferior de potencias garantizadas por el fabricante. Esto es, la potencia real suministrada por el fabricante, entendida como la suma de las potencias de cada uno de los módulos que componen el generador FV, de una instalación de 1 kWp nominal cuyo fabricante garantice el $\pm 10\%$, en nuestro caso el fabricante garantiza que la tolerancia de la potencia es de $+10 / - 5 \%$ por lo tanto y tomando como valor medio $+7,5\%$, se determina que la instalación no estará afectada por este tipo de pérdidas.

3.4.5.6 Pérdidas de conexionado (LM)

Son pérdidas energéticas originadas en la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico, también denominadas pérdidas de mismatch o de dispersión de parámetros. Tienen su origen en que si conectamos módulos en serie con diferentes corrientes de cortocircuito, el módulo "peor" limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. En general la potencia de un generador FV es inferior

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

(o en su caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen.

El valor típico de estas pérdidas es del 3%, pero se puede reducir considerablemente si cada string se forma con módulos fotovoltaicos de idéntico Flash-Report. Este documento, aportado por el fabricante, muestra las características eléctricas de cada panel suministrado tras pasar por un banco de pruebas homologado y certificado para este tipo de ensayos. Así pues, fijamos estas pérdidas como un 0,5%.

3.4.5.7 Pérdidas por el rendimiento DC/AC del inversor (LINV)

El inversor fotovoltaico es un dispositivo electrónico que presenta unas determinadas pérdidas en sus componentes de conmutación. En general se puede caracterizar a través de una curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Para el caso del inversor de este proyecto, Ingeteam Ingencon Sun Lite 20.

Es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV, ya que, por ejemplo, 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 rendimiento máximo de los inversores seleccionados es del 97,9%. Por lo tanto las pérdidas debidas al inversor serán de 2,1%.

3.4.5.8 Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV (LMPPT)

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

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

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

Para el caso del inversor seleccionado el fabricante asegura una precisión de seguimiento del punto de máxima potencia del 99,9%, por lo tanto las pérdidas derivadas serán del 0,1%.

3.4.5.9 Pérdidas angulares y espectrales (LAS)

La potencia nominal de un modulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1.000 w/m² de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AMI 1,5G. No obstante en la operación habitual de un modulo FV ni la incidencia de la radiación es nominal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación.

El que la radiación solar incida sobre la superficie de un modulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas de potencia que a groso modo se puede decir que obedecen a una ley coseno (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las perdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad. Por otro lado los dispositivos fotovoltaicos son espectralmente selectivos.

Esto es la corriente generada es diferente para cada longitud de onda del espectro solar de la radiación incidente (respuesta espectral). La variación del espectro solar en cada momento respecto del espectro normalizado puede afectar la respuesta de las células FV dando lugar a ganancias o pérdidas energéticas.

El valor típico de estas pérdidas es de 3%.

3.4.5.10 Pérdidas por temperatura (LTEMP)

Las pérdidas por temperatura dependen de la diferencia de temperatura de la célula en los módulos entre la de trabajo en cada momento y los 25°C de las condiciones estándar de medida. Esta temperatura depende del tipo de célula, del encapsulado, del viento, de la radiación incidente y de la temperatura ambiente. En la siguiente gráfica se puede observar como disminuye la eficacia de los paneles al aumentar la temperatura:

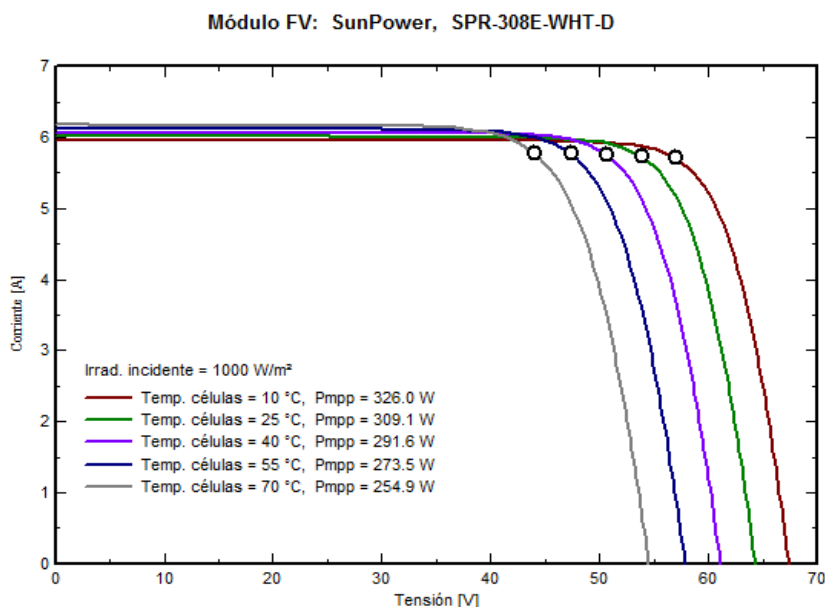


Figura 42. Pérdidas con la temperatura

Esto implica que a igualdad de radiación solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido que en un clima frío. Con el fin de calcular las pérdidas debidas a la temperatura para cada mes se recopilan los siguientes datos:

- El coeficiente de temperatura para la potencia máxima de los módulos seleccionados es de $-0.30\%/^{\circ}\text{C}$ por encima de los 25°C de temperatura de célula de las condiciones STC.
- Según la hoja de características técnicas del fabricante de los módulos se contemplará una pérdida por variaciones de temperatura del orden $0,129\text{V}/^{\circ}\text{C}$.

3.4.5.11 Cálculo del Performance Ratio Global (RENDIMIENTO GLOBAL)

Una vez se tienen las pérdidas debidas a los distintos factores que afectan a la central se calcula el PRG como el producto de la aportación de cada una de estas:

Mes	Yr	Lc	Ya	Ls	Yf	Lcr	Lsr	PR
	kWh/m ² ,día	kWh/kWp/día			kWh/kWp/día			
Enero	3,73	0,53	3,2	0,169	3,03	0,142	0,045	0,813
Febrero	4,53	0,653	3,88	0,198	3,68	0,144	0,044	0,812
Marzo	5,19	0,797	4,39	0,224	4,17	0,154	0,043	0,803
Abril	5,94	0,937	5,01	0,247	4,76	0,158	0,042	0,801

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Mayo	6,29	1.012	5,28	0,27	5,01	0,161	0,043	0,796
Junio	6,15	1.009	5,14	0,261	4,88	0,164	0,042	0,793
Julio	5,79	0,949	4,84	0,245	4,59	0,164	0,042	0,794
Agosto	5,45	0,912	4,54	0,229	4,31	0,167	0,042	0,791
Septiembre	5,47	0,934	4,54	0,23	4,31	0,171	0,042	0,787
Octubre	5,04	0,841	4,2	0,214	3,99	0,167	0,042	0,791
Noviembre	3,95	0,594	3,36	0,171	3,19	0,15	0,043	0,806
Diciembre	3,44	0,49	2,95	0,156	2,79	0,143	0,045	0,812
Año	5,08	0,805	4,28	0,218	4,06	0,158	0,043	0,799

Tabla 17. Performance Ratio Global

3.4.6 Producción energética esperada

Con los datos del PRG, la radiación global incidente mensual sobre superficie inclinada 25° y sabiendo la potencia pico del generador fotovoltaico de la instalación, se calcula la energía generada por el sistema fotovoltaico mediante la fórmula :

$$E(kWh) = P_{pico} * G_a(\alpha, \beta) * PRG$$

Para la instalación con una potencia de 48,048 kWp se obtiene la energía mostrada en la tabla siguiente.

Mes	Energía generada por el sistema (kWh)
Enero	5643,04
Febrero	5604,11
Marzo	7547,13
Abril	6869,83
Mayo	7327,21
Junio	6789,79
Julio	7190,53
Agosto	7422,57
Septiembre	6851,86
Octubre	6703,87
Noviembre	5344,28
Diciembre	5103,94
Anual	78398,16

Tabla 18. Energía generada por el sistema

Energía Generada por el sistema (kWh)

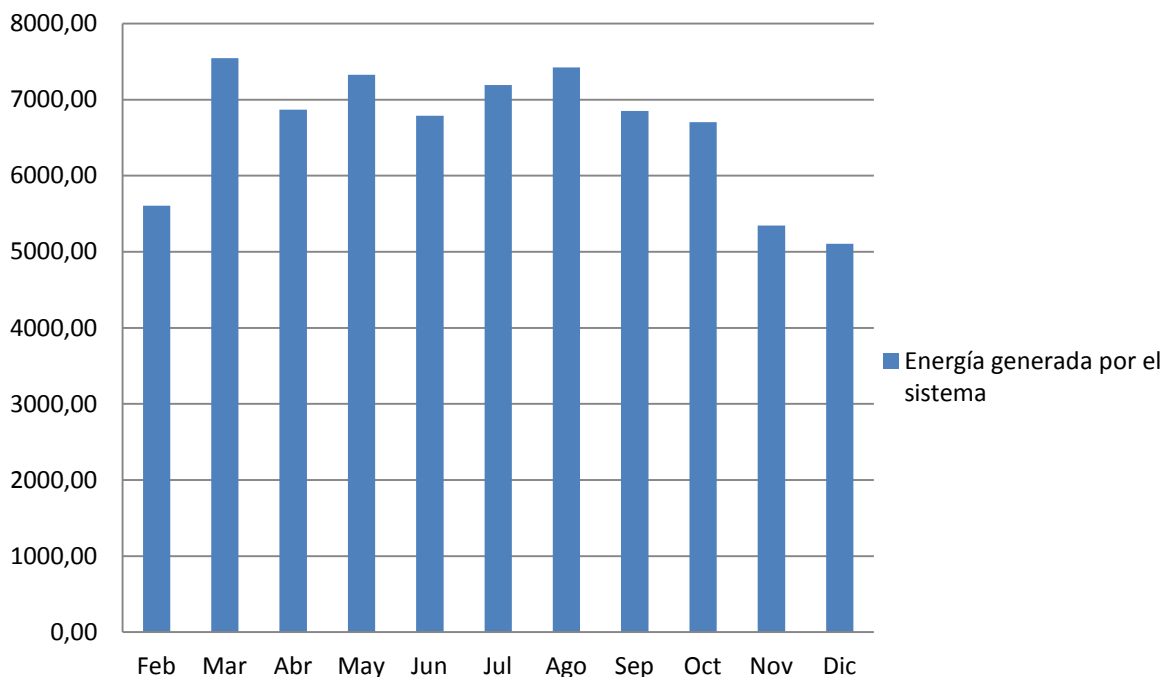


Figura 43. Energía generada por la instalación

Una vez obtenido el dato de la energía inyectada a la red resulta conveniente normalizar dicha energía producida a la potencia nominal de la instalación para obtener los kWh/kWp generados. Para obtener dicha energía aportada a la red se emplea la siguiente fórmula:

$$\text{Producción}(\text{kWh/kWp}) = \frac{\text{Energía producida}}{\text{Potencia pico}}$$

Para esta instalación se tiene una potencia pico de 48,048 kWp se obtienen los datos de la tabla 19:

Mes	Producción (kWh/kWp)
Enero	117,45
Febrero	116,64
Marzo	157,07
Abril	142,98
Mayo	152,50
Junio	141,31

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Julio	149,65
Agosto	154,48
Septiembre	142,60
Octubre	139,52
Noviembre	111,23
Diciembre	106,23
Anual	1631,66

Tabla 19. Producción obtenida por la planta

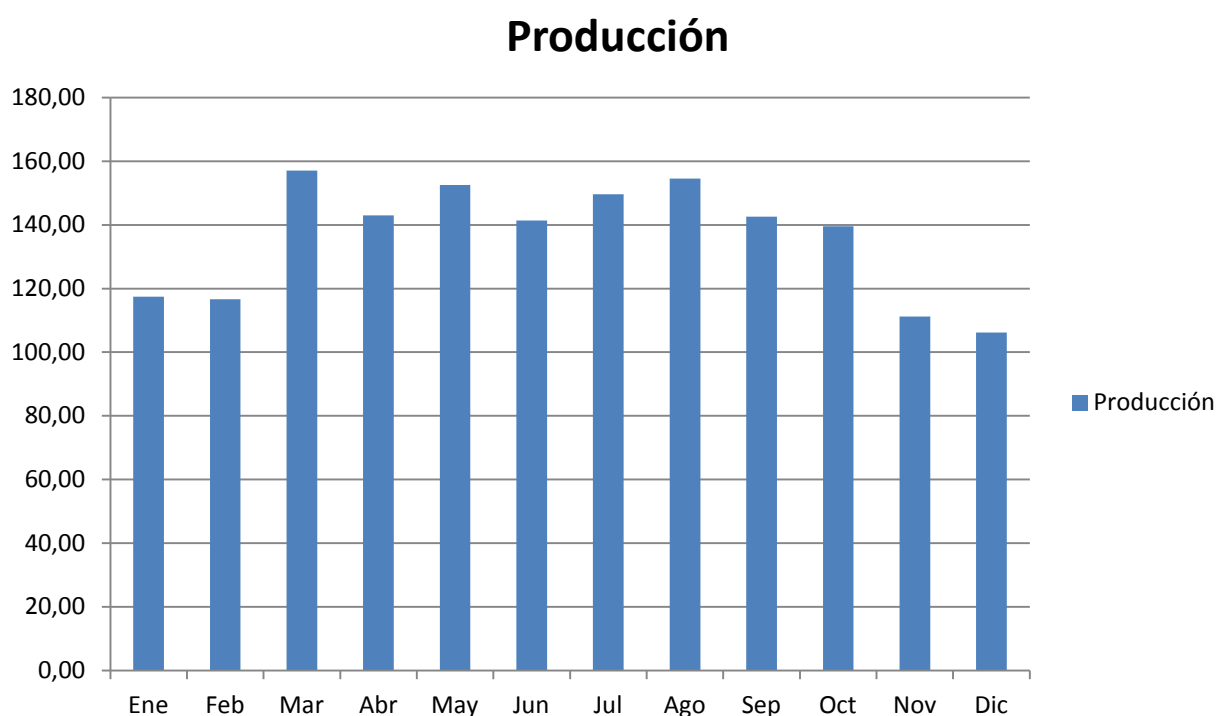


Figura 44. Producción obtenida en la instalación

Como es lógico, y a pesar de que son los meses con el PRG más bajo, los meses con mayor radiación global incidente son los meses con una mayor producción energética.

Con el fin de comprobar que los datos de energía generada y producción son lo más reales posibles, han sido contrastados con los obtenidos a través del programa de simulación PVsyst.

La figura 43 muestra la trayectoria solar en el municipio de Las Palmas de Gran Canaria en función de la hora y el mes del año.

Trayectoria solar en Las Palmas de Gran Canaria, (Lat. 28.1°N, long. 15.5°W, alt. 154 m)

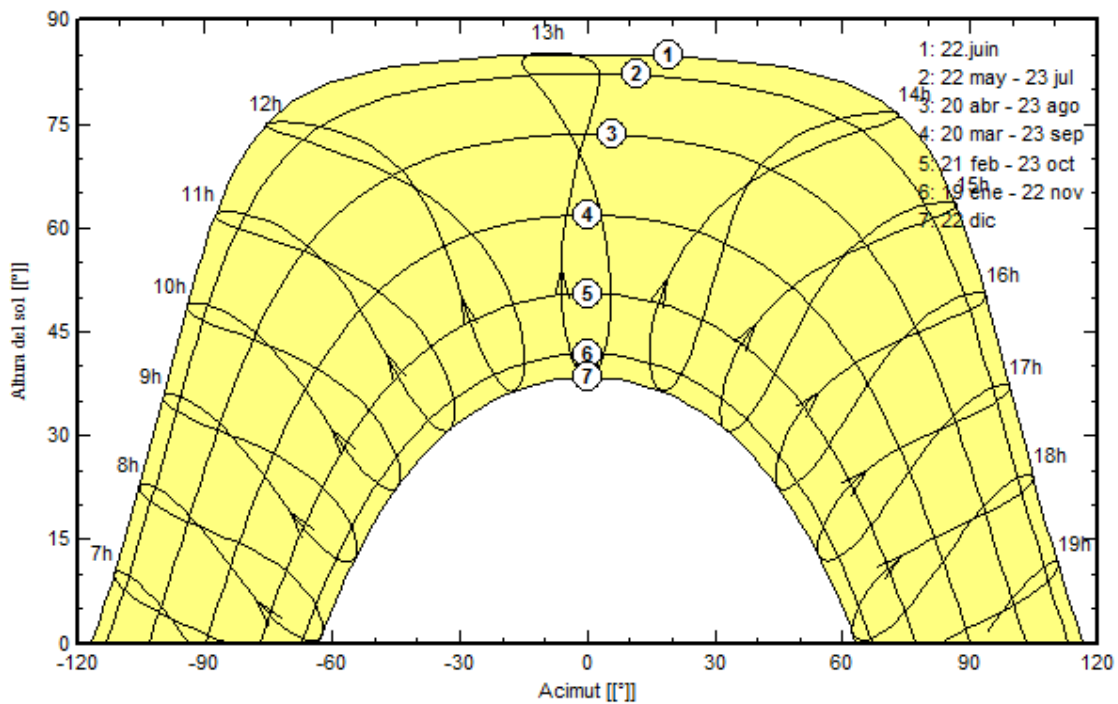


Figura 45. Trayectoria solar en el municipio de Las Palmas de Gran Canaria

Las figura 44 muestra los diferentes niveles de radiación, tanto global como horizontal, en función del acimut.

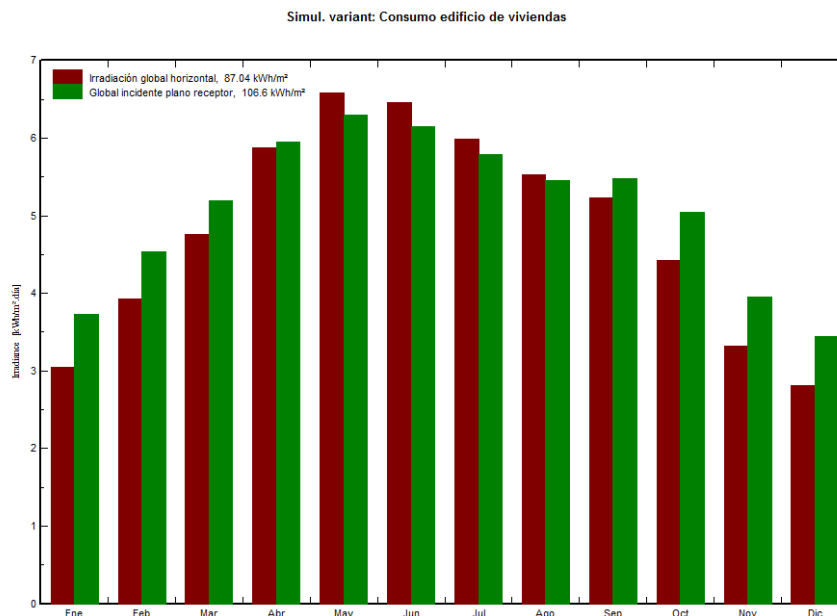


Figura 46. Irradiación horizontal y global en kWh/m²*día para una superficie con inclinación 25° y acimut -45°

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

La figura 45 muestra las relaciones corriente/tensión para la instalación fotovoltaica en función de diferentes condiciones externas.

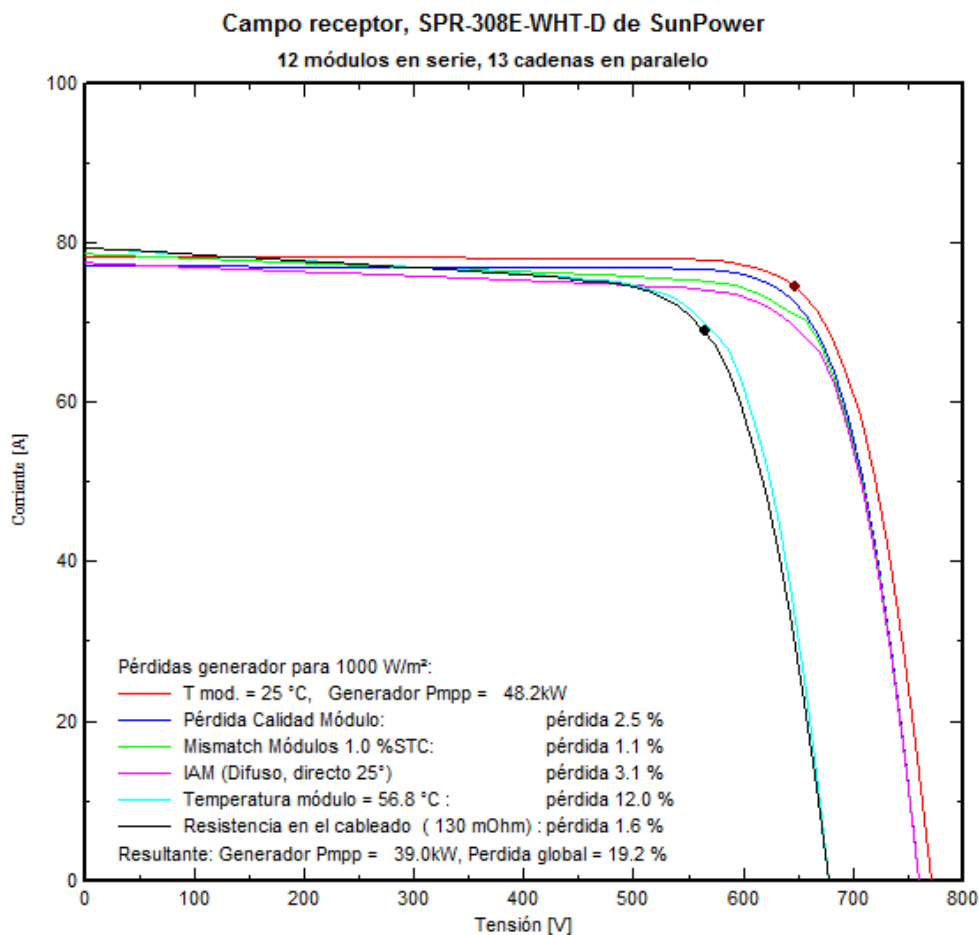


Figura 47. Relación entre corriente y tensión del campo fotovoltaico de 40 kW en función de las condiciones externas

La figura 46, muestra las características más importantes del módulo fotovoltaico empleado y, por otro lado, la relación tensión/corriente en función de la radiación incidente.

Módulo FV: SunPower, SPR-308E-WHT-D

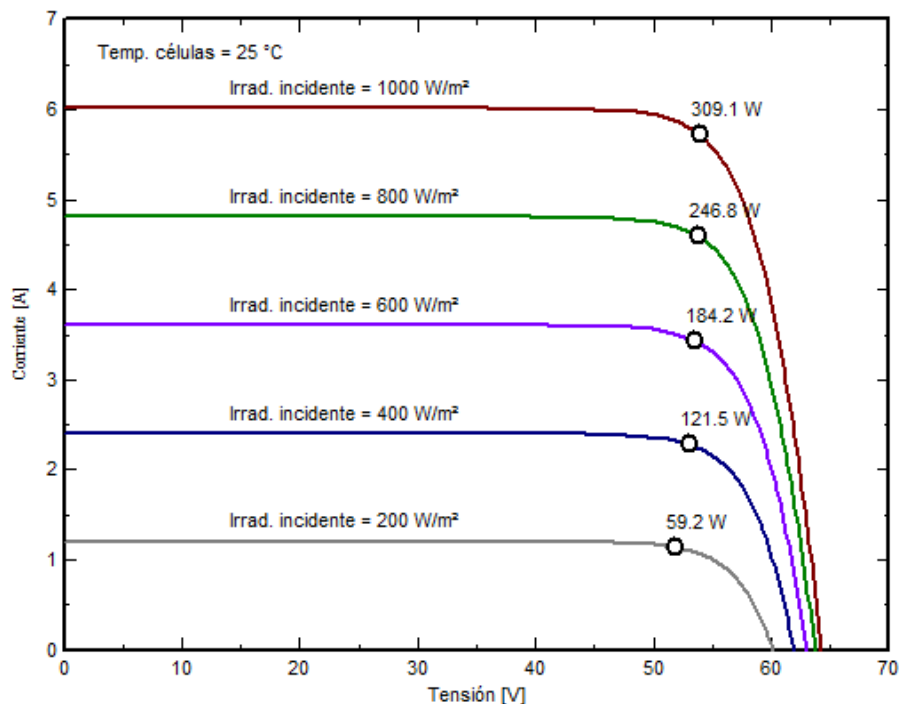


Figura 48. Parámetros característicos del módulo FV empleado y relación tensión/corriente en función de la irradiación incidente

La figura 47, muestra las características más relevantes del inversor utilizado en la instalación.

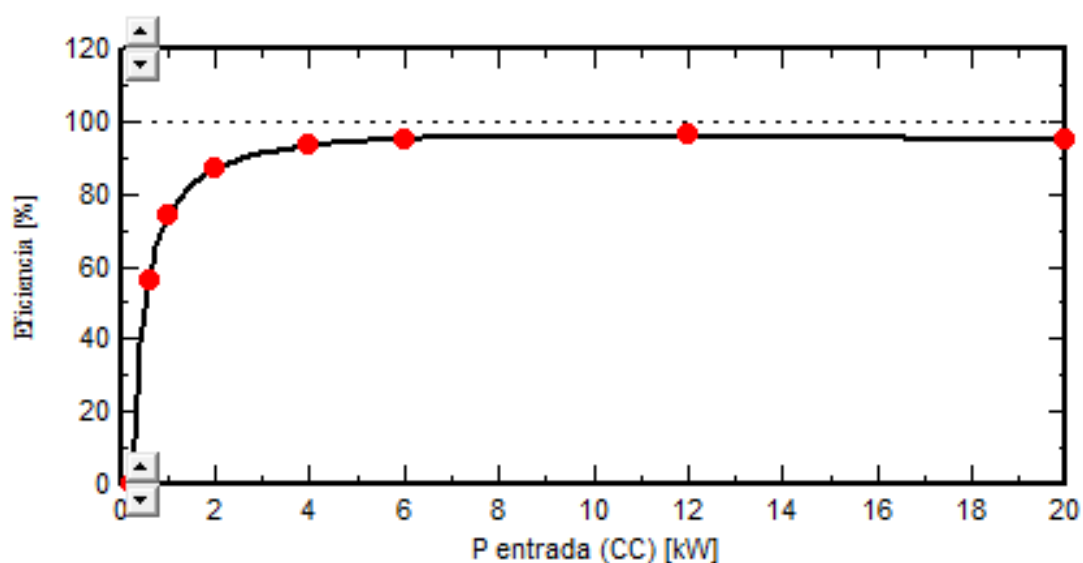


Figura 49. Parámetros característicos del inversor Ingecon Sun 20 kW

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

A continuación, en la figura 48, se muestran los datos obtenidos a partir de la simulación para la instalación.

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red		
Orientación Campos FV	inclinación	25°	acimut	-45°
Módulos FV	Modelo	SPR-308E-WHT-D	Pnom	308 Wp
Generador FV	N° de módulos	156	Pnom total	48.0 kWp
Inversor	Modelo	Ingecon Sun 20	Pnom	20.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	2.0	Pnom total	40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)			

Resultados principales de la simulación			
Producción del Sistema	Energía producida	71195 kWh/año	Produc. específico 1482 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	79.9 %	

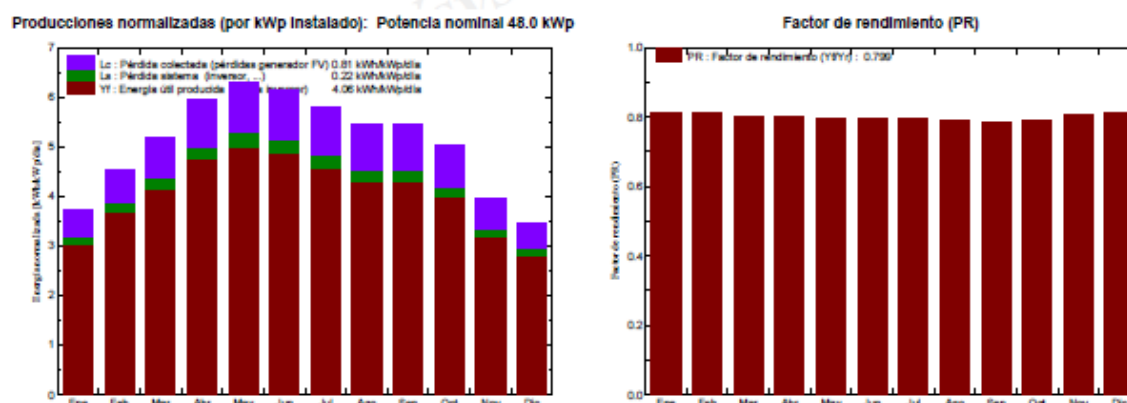


Figura 50. Resultados obtenidos en la simulación de la instalación

Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	94.5	18.00	115.8	112.0	4772	4520	16.20	15.35
Febrero	110.0	18.23	126.8	123.0	5216	4949	16.16	15.34
Marzo	147.4	19.02	160.8	156.3	6541	6207	15.99	15.17
Abril	176.1	19.35	178.3	173.2	7218	6862	15.91	15.13
Mayo	204.2	20.45	195.1	189.2	7868	7466	15.85	15.04
Junio	193.8	22.14	184.5	178.8	7411	7034	15.79	14.99
Julio	185.5	23.51	179.3	173.8	7204	6839	15.79	14.99
Agosto	171.3	24.42	168.9	163.8	6756	6415	15.72	14.93
Septiembre	157.1	24.10	164.2	159.4	6542	6211	15.66	14.87
Octubre	137.0	23.14	156.3	152.0	6257	5939	15.74	14.94
Noviembre	99.5	21.08	118.5	114.9	4839	4593	16.05	15.23
Diciembre	87.0	19.20	106.6	103.0	4392	4160	16.20	15.34
Año	1763.3	21.07	1855.2	1799.4	75016	71195	15.89	15.09

Leyendas: GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
GlobInc	Global incidente plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

Figura 51. Balance y resultados finales de la simulación de la instalación

Como se puede comprobar, los valores obtenidos se aproximan a los obtenidos a través de los cálculos teóricos:

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- El valor de la energía producida anual es de 71,195 MWh/m² frente a los 78,398 MWh/m² teóricos.
- La producción anual obtenida es de 1482 kWh/kWp, frente a los 1631,66 kWh/kWp teóricos.

Estas diferencias, radican en el cálculo de la radiación global incidente sobre el plano receptor, ya que el software PVSyst utiliza diferentes métodos de cálculo. Aún así, las diferencias no son significativas, por lo que se puede considerar mucho más que satisfactorios los resultados obtenidos mediante los cálculos teóricos.

Una vez analizados todos los datos, tanto teóricos como simulados, se puede considerar que los resultados obtenidos son más que satisfactorios.

3.5 Cálculos

3.5.1 Dimensionado del generador fotovoltaico

3.5.1.1 Distribución de los módulos fotovoltaicos

Una vez seleccionado el inversor y el módulo fotovoltaico el siguiente paso en el diseño de la central solar fotovoltaica es dimensionar el generador fotovoltaico [12]. Con este fin se determina el número de paneles en serie para cada fila y el número de strings en paralelo en función de lo siguiente:

- El número de paneles en serie se establece en función de la tensión del punto de máxima potencia de los módulos y del rango de tensión de entrada de máxima potencia del inversor.
- El número de ramas en paralelo se calcula en función de la corriente de entrada del inversor y la corriente del punto de máxima potencia de los paneles fotovoltaicos.

Debido a que los sistemas fotovoltaicos no son ideales y tienen una serie de pérdidas, tal y como se vio en el apartado de cálculo del PRG, se aconseja sobredimensionar la

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

potencia del generador fotovoltaico un determinado porcentaje de la potencia nominal que se desea inyectar a la red. En este caso, el fabricante del inversor aconseja que este sobredimensionado sea desde 21kWp hasta 26kWp.

Para realizar la distribución del campo fotovoltaico con el número de módulos en serie y el número de módulos en paralelo adecuados, se incluye el siguiente proceso de cálculo.

$$\text{Número mínimo de paneles a instalar} = \frac{\text{Potencia pico}_{min}}{\text{Potencia}_{panel}}$$

$$\text{Número máximo de paneles a instalar} = \frac{\text{Potencia pico}_{max}}{\text{Potencia}_{panel}}$$

Dimensionado fotovoltaico de la instalación.

$$\text{Número mínimo de paneles a instalar} = \frac{21000}{308} = 68,18 \approx 69 \text{ paneles}$$

Se escoge el inmediatamente superior ya que se está considerando el número mínimo de paneles.

$$\text{Número máximo de paneles a instalar} = \frac{26000}{308} = 84,42 \approx 84 \text{ paneles}$$

Se escoge el inmediatamente inferior ya que se está considerando el número máximo de paneles.

Una vez se ha determinado el número máximo y mínimo de paneles que es capaz de soportar la instalación, se comprueba que se corresponde con lo valores soportados por el inversor tanto en tensión como en corriente.

El rango de tensiones de entrada para conseguir un correcto seguimiento de potencia en el inversor de 20 kW es de 405 V – 750 V.

Mientras que el valor máximo permisible de corriente continua es de 52 A.

Para conseguir un dimensionado lo más óptimo posible, se simulan tres posibles variantes de modos de funcionamiento de la instalación fotovoltaica.

Por un lado, se establecen las condiciones STC de funcionamiento, es decir, una radiación global incidente de 1000 W/m^2 y 25°C de temperatura de la célula. Éstas son las condiciones que nos proporciona el fabricante del módulo fotovoltaico.

- $V_{\text{mpp}} = 53,9 \text{ V}$
- $I_{\text{mpp}} = 5,73 \text{ A}$
- $I_{\text{sc}} = 6,02 \text{ A}$
- $U_{\text{oc}} = 64,3 \text{ V}$
- $P_{\text{mpp}} = 309,1 \text{ W}$

Por otro lado, se tienen en cuenta las condiciones de funcionamiento más críticas en las que pueda trabajar el sistema. Para realizar estos cálculos se utilizará el software informático PVsyst.

1º caso:

Situación creada en el mes de Agosto, ya que es el mes con un nivel mayor de temperatura ambiente. Se supone, a efectos de simulación, una radiación global incidente de 1000 W/m^2 y una temperatura de célula de 60°C . Bajo estas condiciones se obtienen los resultados mostrados en la figura 50.

Como se observa en la figura 50, los valores de tensión y corriente del módulo han variado debido a la temperatura de trabajo de las células.

- $V_{\text{mpp}} = 46,3 \text{ V}$
- $I_{\text{mpp}} = 5,77 \text{ A}$
- $I_{\text{sc}} = 6,14 \text{ A}$
- $V_{\text{oc}} = 56,7 \text{ V}$
- $P_{\text{mpp}} = 267,4 \text{ W}$

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

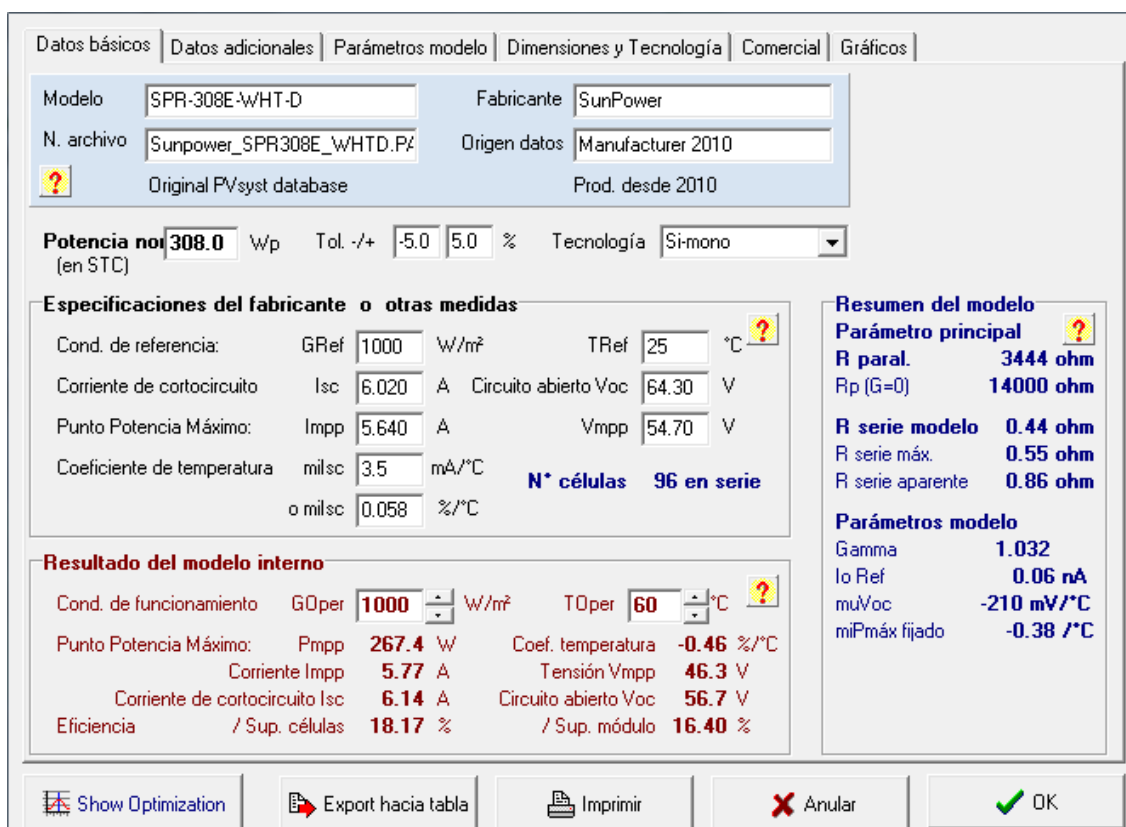


Figura 52. Parámetros obtenidos a través del PVsyst para el primer caso en instalación de 40 kW

2º caso:

Situación creada en el mes de Enero, ya que es el mes con un nivel menor de temperatura ambiente. Se supone, a efectos de simulación, una radiación global incidente de 1000 W/m² y una temperatura de célula de 10°C. Bajo estas condiciones se obtienen los resultados mostrados en la figura 51.

Al igual que en caso anterior, los valores de corriente y tensión se ven modificados por la temperatura de célula.

- $V_{mpp} = 57,1 \text{ V}$
- $I_{mpp} = 5,71 \text{ A}$
- $I_{sc} = 5,97 \text{ A}$
- $V_{oc} = 67,4 \text{ V}$
- $P_{mpp} = 326 \text{ W}$

Figura 53. Parámetros obtenidos a través del PVsyst para el segundo caso en instalación de 40 kW

3.5.2 Condiciones de funcionamiento STC

3.5.2.1 Ramas en serie

A continuación se calculan el número de paneles máximos y mínimos que se pueden colocar, en serie, a la entrada de cada inversor.

$$\text{Número mínimo de paneles en serie} = \frac{V_{CC_{mpp}} P_{min}}{V_{mpp}} = \frac{405}{53,9} = 7,5 \approx 8$$

$$\text{Número máximo de paneles en serie} = \frac{V_{CC_{mpp}} P_{max}}{V_{mpp}} = \frac{750}{53,9} = 13,9 \approx 13$$

3.5.2.2 Ramas en paralelo

A continuación se calculan el número de paneles máximos y mínimos que se pueden colocar, en paralelo o string, a la entrada del inversor.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

$$\text{Corriente mínima a la entrada del inversor} = \frac{P_{pico\ min}}{V_{CC\ max}} = \frac{21000}{750} = 28\ A$$

$$\text{Corriente máxima a la entrada del inversor} = \frac{P_{pico\ max}}{V_{CC\ min}} = \frac{26000}{405} = 64,19\ A \approx 64\ A$$

Como se conoce que la corriente máxima admisible en la parte de continua del inversor es de 52 A y $64\ A > 52\ A$, se escoge el valor más alto admisible, es decir, 52 A.

Conocidos los valores máximos y mínimos de la corriente de entrada del inversor, se pueden calcular el número máximo y mínimo de paneles fotovoltaicos colocados en paralelo.

$$\text{Número mínimo de paneles en paralelo} = \frac{I_{CC\ min}}{I_{mpp}} = \frac{28}{5,73} = 4,88 \approx 5$$

$$\text{Número máximo de paneles en paralelo} = \frac{I_{CC\ max}}{I_{mpp}} = \frac{52}{5,73} = 9,08 \approx 9$$

3.5.3 Condiciones de funcionamiento no STC

3.5.3.1 Ramas en serie

Al igual que en caso anterior se calculan el número máximo y mínimo de ramas a conectar en serie en el inversor, con la diferencia de que los valores a utilizar serán las V_{mpp} en los casos más desfavorables, Agosto para calcular el número mínimo y Enero para calcular el número máximo de paneles a emplear.

$$\text{Número mínimo de paneles en serie} = \frac{V_{CC\ mpp\ Pmin}}{V_{mpp\ Agosto}} = \frac{405}{46,3} = 8,75 \approx 9$$

$$\text{Número máximo de paneles en serie} = \frac{V_{CC\ mpp\ Pmax}}{V_{mpp\ Enero}} = \frac{750}{57,1} = 13,13 \approx 13$$

3.5.3.2 Ramas en paralelo

El cálculo es idéntico al utilizado para condiciones STC, con la salvedad de utilizar los valores de I_{mpp} en los casos más desfavorables (Agosto y Enero).

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

$$\text{Número mínimo de paneles en paralelo} = \frac{I_{cc_{min}}}{I_{mpp_{Agosto}}} = \frac{28}{5,77} = 4,85 \approx 5$$

$$\text{Número máximo de paneles en paralelo} = \frac{I_{cc_{max}}}{I_{mpp_{Enero}}} = \frac{52}{5,71} = 9,12 \approx 9$$

3.5.4 Configuración elegida

Una vez analizados los valores obtenidos para cada una de las condiciones simuladas, el siguiente paso es elegir la configuración de ramas.

Para ello se tienen que cumplir los siguientes requisitos:

- El número de ramas en serie debe estar comprendido entre 9 y 13.
- El número de ramas en paralelo debe estar comprendido entre 5 y 9.
- La potencia pico del generador fotovoltaico debe estar comprendida entre 21 y 26 kWp.

A la vista de los resultados se ha escogido una configuración de 12 ramas en serie y 7 en paralelo en un inversor, y en el otro 12 ramas en serie y 6 en paralelo haciendo un total de 156 módulos y una potencia pico instalada de 48048 Wp.

Para comprobar que la decisión de escoger esta configuración es correcta se verificarán los siguientes pasos:

- Tensión máxima potencia del generador V_{mpp}

$$V_{mpp_{min}} < V_{mpp} < V_{mpp_{max}}$$

- Corriente máxima potencia del generador I_{mpp}

$$I_{mpp} < I_{cc_{max}}$$

- Tensión a circuito abierto del generador V_{oc}

$$V_{oc} < V_{cc_{max}}$$

- Corriente de cortocircuito del generador I_{sc}

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

$$I_{sc} < I_{ccmax}$$

- Para condiciones STC:

- $V_{mpp} = 656,4 \text{ V}$

$$405 < 656,4 < 750 \text{ V}$$

- $I_{mpp} = 39,48 \text{ A}$

$$39,48 < 52 \text{ A}$$

- $V_{oc} = 771,6 \text{ V}$

$$476,4 < 900 \text{ V}$$

- $I_{sc} = 42,12 \text{ A}$

$$42,12 < 52 \text{ A}$$

- Para condiciones no STC:

- $V_{mppAgosto} = 555,6 \text{ V}$

$$405 < 555,6 < 750 \text{ V}$$

- $V_{mppEnero} = 685,2 \text{ V}$

$$405 < 685,2 < 750 \text{ V}$$

- $I_{mppAgosto} = 40,39 \text{ A}$

$$40,39 < 52 \text{ A}$$

- $I_{mppEnero} = 39,97 \text{ A}$

$$39,97 < 52 \text{ A}$$

- $V_{ocAgosto} = 680,4 \text{ V}$

$$680,4 < 900 \text{ V}$$

- $V_{ocEnero} = 808,8 \text{ V}$

$$808,8 < 900 \text{ V}$$

- $I_{scAgosto} = 42,98 \text{ A}$

$$42,98 < 52 \text{ A}$$

- $I_{scEnero} = 41,79 \text{ A}$

$$41,79 < 52 \text{ A}$$

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Como se puede comprobar a simple vista, todos los parámetros quedan dentro de los rangos admisibles por el inversor, ya sea en condiciones STC o no.

En cuanto a la potencia pico del sistema fotovoltaico, ésta es de 48,048 kWp, o lo que es lo mismo, un 20,12 % superior a la nominal. Este valor queda dentro de los márgenes recomendados por el fabricante que permite un máximo de 26000 Wp.

3.5.5 Distancia entre filas consecutivas

La disposición de los módulos fotovoltaicos en las cubiertas, debe evitar que las diferentes líneas de paneles generen sombras que afecten a otros módulos, principalmente durante las horas de mayor producción.

Para realizar estos cálculos se utilizará lo expuesto en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, IDAE, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y, también, se utilizará el método desarrollado en el borrador de la Guía técnica para instalaciones de energías renovables, instalaciones fotovoltaicas de la Consejería de Industria, Empleo y Comercio del Gobierno de Canarias.

Como se ha comentado en capítulos anteriores, la cubierta del Campo de Fútbol es una cubierta que se considerará plana a efectos de cálculos, mientras que las cubiertas de la Piscina y el Pabellón disponen de dos aguas cada una de ellas aunque a la hora de colocar los paneles fotovoltaicos sobre éstas, se hará de diferente manera. Por un lado, en la cubierta de la Piscina, los paneles irán colocados de manera longitudinal a la cubierta (ver figura 46), mientras que, en el Pabellón, los paneles se colocarán de manera transversal, tal y como se muestra en la figura 45.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.



Figura 54. *Instalación de módulos fotovoltaicos de manera transversal*



Figura 55. *Instalación de módulos fotovoltaicos de manera longitudinal*

3.5.6 Distancia entre filas en la cubierta

Como es habitual, la distancia mínima entre filas d dependerá de la latitud del lugar y del ángulo de incidencia de la radiación solar.

Siguiendo lo establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectada a red del IDAE, se obtiene que d ha de ser como mínimo igual a $h \cdot k$, siendo k un factor adimensional al que, en este caso, se le asigna el valor $1/\tan(61^\circ - \text{latitud})$.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

En la tabla 20, pueden observarse algunos de los valores significativos del factor k, en función de la latitud del lugar.

Latitud	29°	37°	39°	41°	43°	45°
K	1'600	2'246	2'475	2'747	3'078	3'487

Tabla 20. Valores significativos del factor k, en función de la latitud del lugar

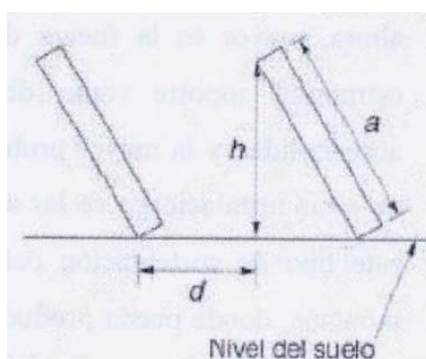


Figura 56. Distancia mínima entre módulos consecutivos

Donde:

- a: altura del módulo colocado en la estructura
- h: altura máxima alcanzada
- k: factor adimensional que depende de la latitud

En el caso del municipio de Las Palmas de Gran Canaria, la latitud es de $28,115^\circ$ y, según se puede observar de la tabla anterior el valor del parámetro k escogido debe ser 1,55.

Por tanto, el valor de h será:

$$h = a * \text{sen}(\alpha)$$

$$= 1,64 * \text{sen}(25^\circ) = 0,693 \text{ m}$$

El valor de la distancia mínima entre filas será:

$$d = h * k$$

$$= 0,693 * 1,55 = 1,074 \text{ m} \approx \mathbf{1,1 \text{ m}}$$

Otro método para determinar la distancia entre módulos es aplicando trigonometría, realizando los cálculos para el caso más desfavorable (sombra correspondiente al solsticio de invierno del 21 de Diciembre). El ángulo óptimo de inclinación es $\alpha=23,5^\circ$. A

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

continuación, se describen los cálculos realizados para obtener la distancia mínima entre los módulos.

En primer lugar se debe determinar el ángulo de la sombra durante el día más desfavorable del año, es decir, el 21 de diciembre, sabiendo que la latitud del lugar de ubicación de la instalación (Las Palmas de Gran Canaria) es de $28,115^\circ$.

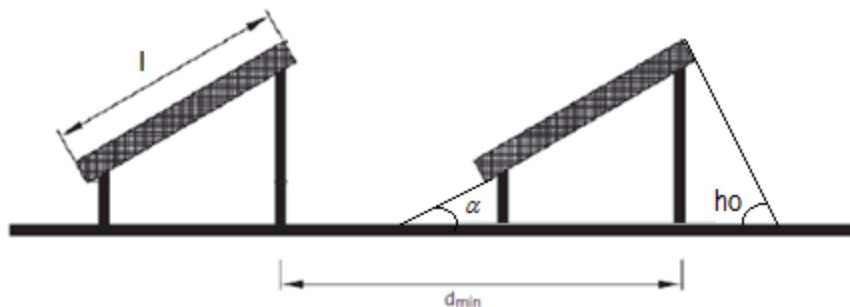


Figura 57. Distancia mínima entre módulos consecutivos

$$h_0 = (90^\circ - \text{latitud}) - 23,5^\circ$$

$$h_0 = (90^\circ - 28,115^\circ) - 23,5^\circ = \mathbf{38,385^\circ}$$

Una vez obtenido el valor de h_0 , se sustituyen los datos en la fórmula, obteniéndose así la distancia mínima entre módulos.

$$d = l * \left(\frac{\text{sen}(\alpha)}{\text{tag}(h_0)} + \cos(\alpha) \right)$$

$$d = 1,64 * \left(\frac{\text{sen}(25)}{\text{tag}(38,385)} + \cos(25) \right) = \mathbf{2,361 \text{ m}}$$

Siempre se debe añadir un porcentaje adicional a la distancia obtenida, con el objetivo de cubrir los márgenes de error de los cálculos realizados. En este caso se incrementará un 25% el valor obtenido.

$$d' = 1,25 * d$$

$$d' = 2,361 + 2,361 * 0,25 = \mathbf{2,95 \text{ m}}$$

$$d_{\text{min}} = d' - a * \cos(\alpha)$$

$$= 2,95 - 1,559 * \cos(25^\circ) = 1,537\text{m} \approx \mathbf{1,60 \text{ m}}$$

Como se puede observar, el segundo caso es un método más restrictivo que el primero. Por tanto, se establece que la distancia mínima entre filas consecutivas es de 1,50 m.

3.5.7 Dimensionado de los conductores

3.5.7.1 Criterios de diseño

3.5.7.1.1 Circuitos de Corriente Continua

Este circuito comenzará en el generador fotovoltaico y continuará por las interconexiones de los módulos hasta la entrada de los inversores. Constituye por tanto todas las conexiones entre paneles (serie/paralelo) antes de la entrada al sistema de conversión a corriente alterna.

A	Conductores aislados con tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLP E o EPR	2x XLP E o EPR					
A2	Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLP E o EPR	2x XLP E o EPR						
B	Conductores aislados en tubos (2) en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLP E o EPR	2x XLP E o EPR		
B2	Cables multiconductores en tubos (2) en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLP E o EPR		2x XLP E o EPR			
C	Cables multiconductores directamente sobre la pared (3)					3x PVC	2x PVC		3x XLP E o EPR	2x XLP E o EPR		
E	Cables multiconductores al aire libre (4). Distancia a la pared no inferior a 0'3D (5)						3x PVC		2x PVC	3x XLP E o EPR	2x XLP E o EPR	
F	Cables unipolares en contacto mutuo (4). Distancia a la pared no inferior a D (5)							3x PVC			3x XLP E o EPR (1)	
G	Cables unipolares separados mínimo D (5)									3x PVC (1)		3x XLP E o EPR
	mm²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

1'5	11	11'5	13	13'5	15	16	-	18	21	24	-
2'5	15	16	17'5	18'5	21	22	-	25	29	33	-
4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
70				149	160	171	188	202	224	244	321
95				180	194	207	230	245	271	296	391
120				208	225	240	267	284	314	348	455
150				236	260	278	310	338	363	404	525
185				268	297	317	354	386	415	464	601
240				315	350	374	419	455	490	552	711
300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 21. Cálculo de la sección de los conductores en función de la intensidad de la línea

- (1) A partir de 25 mm² de sección.
- (2) Incluyendo canales para instalaciones –canaletas- y conductos de sección no circular.
- (3) O en bandeja no perforada.
- (4) O en bandeja perforada.
- (5) D es el diámetro del cable.

Según lo expuesto en el Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE para Instalaciones Fotovoltaicas los conductores deberán ser de cobre, y tendrán una sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. La caída de tensión máxima permitida será de 1,5% para la parte de Corriente Continua.

El cálculo de la sección dependerá de la intensidad de la línea y se realizará el dimensionado según lo expuesto a la tabla 1 de la ITC BT-19 del REBT. La cuál queda definida según lo expuesto en la tabla 21.

3.5.7.2 Circuito de Corriente Alterna

El dimensionado de esta parte de la instalación se realizará conforme lo dispuesto en el apartado 5 de la ITC BT-40 del REBT según la cual, “*los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior no superará al 1,5% para la intensidad nominal.*”

3.5.8 Dimensionado de los conductores

En base a los criterios de diseño (tanto en la parte de continua como en la parte de alterna) para el dimensionado de los conductores de Baja Tensión y en consecuencia, el cálculo de la intensidad y la caída de tensión de los mismos, se tendrá en cuenta las siguientes expresiones:

<u>CLASE DE CORRIENTE</u>	<u>SECCIÓN</u>	<u>CAÍDA DE TENSIÓN</u>
CONTINUA Y ALTERNA MONOFÁSICA	CONOCIDA LA INTENSIDAD	
	$S = \frac{2 * L * I * \cos\varphi}{\gamma * e}$	$e = \frac{2 * L * I * \cos\varphi}{\gamma * S}$
	CONOCIDA LA POTENCIA	
	$S = \frac{2 * L * P}{\gamma * e * V}$	$e = \frac{2 * L * P}{\gamma * S * V}$
TRIFÁSICA	CONOCIDA LA INTENSIDAD	
	$S = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{\gamma * e}$	$e = \frac{\sqrt{3} * L * I * \cos\varphi}{\gamma * S}$
	CONOCIDA LA POTENCIA	
	$S = \frac{L * P}{\gamma * e * V}$	$e = \frac{L * P}{\gamma * S * V}$

Tabla 22. Cálculo de sección y caídas de tensión

En cuanto a los valores de intensidad se obtiene lo siguiente:

$$I = \frac{P}{V} \quad \text{para líneas de CC}$$

$$I = \frac{P}{V * \cos\varphi} \quad \text{para líneas monofásicas}$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} \quad \text{para líneas trifásicas}$$

Donde:

- I = Intensidad (A)
- P = Potencia (W)

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- V = Tensión (V)
- $\cos \varphi$ = Factor de potencia (adimensional)
- L = Longitud (m)
- S = Sección (mm^2)
- γ = Conductividad del material, para el cobre $\gamma = 56$
- D = Diámetro (mm)
- e = Caída de tensión (%)

3.5.8.1 Dimensionado del tramo de Corriente Continua

Para el dimensionado de esta parte de la instalación se va a dividir el circuito de Corriente Continua en diferentes tramos:

- Tramo 1: Conexión de strings con la Caja General de Conexiones, (CGC), de cada grupo subgenerador.
- Tramo 2: Conexión entre diferentes filas de módulos.
- Tramo 3: Corresponde a la línea que conecta cada Caja General de Conexiones, con el inversor.

El cálculo de la sección de los conductores se realizará conforme lo expuesto en la tabla 1 de la ITC BT-19-Instalacion tipo E.

- Tramo 1: Conexión de strings con la Caja General de Conexiones, CGC.

La Caja General de Conexiones, es la encargada de conectar el conjunto de strings necesarios para alcanzar la potencia calculada con el inversor. En la presente instalación, la Caja General de Conexión escogida para conectar los módulos con su correspondiente inversor, es de la marca Ingeteam, concretamente el modelo Ingecon Sun String Control, esta CGC es capaz de interconectar 16 strings protegiendo cada línea mediante un fusible de rango 10 A.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Se calculará la sección para el conductor que une la CGC con el string más desfavorable (ver tabla 23), es decir, el más alejado del grupo subgenerador, fijando la sección calculada para el resto de conexiones de strings con la CGC.

Según el pliego de prescripciones técnicas de la IDAE la sección de los conductores tendrá que ser la suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5%.

String más desfavorable	V_{mpp} (V)	I_{mpp} (A)	Longitud (m)
Mod.73-84 – CGC1	$12 \times 54,7 = 656,4$	5,64	22

Tabla 23. Dimensionado entre el string más desfavorable y la CGC en la instalación

Una vez se obtiene los datos anteriores, se sigue con el cálculo de la sección mínima del cable a utilizar, donde la caída de tensión máxima admisible e , corresponderá a el 1,5 % de 380,4 V.

$$e = \frac{1,5 * 380,4}{100} = 9,85 \text{ V}$$

$$S = \frac{2 * L * I}{e * \gamma} \quad \text{Sección para CC}$$

$$S = \frac{2 * L * I}{e * \gamma} = \frac{2 * 22 * 5,64}{9,85 * 56} = 0,44 \text{ mm}^2$$

Según esto, sería válido emplear un conductor cuya sección sea de 2,5 mm², tal y como expone la tabla 21 del presente apartado sin embargo, para reducir lo máximo posible las pérdidas y la caída de tensión de la línea calculada, se instalarán conductores de 6 mm², siendo esta sección, la máxima admisible en el borne de entrada de la caja general de conexiones. Considerando este caso, la nueva caída de tensión será la siguiente:

$$e = \frac{2 * L * I}{S * \gamma} \quad \text{Caída de tensión para CC}$$

$$e = \frac{2 * L * I}{S * \gamma} = \frac{2 * 22 * 5,64}{6 * 56} = 0,74 \text{ V}; \quad e = 0,11 \%$$

- Tramo 2: Interconexión entre módulos en filas distintas.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Para interconectar los paneles en serie que se encuentran en filas distintas hasta conseguir la tensión de entrada al inversor en cada string, se va a utilizar conductores con de 4 mm² suministrados por el fabricante en cada uno de los módulos, para la conexión entre ellos, se hará uso de estos, excepto en el caso en el que los módulos se encuentren muy separados, donde se usará un conductor con una sección de 6 mm².

- Tramo 3: Línea de interconexión de las CGC con los inversores.

Como su propio nombre indica, es la línea que va a unir cada caja de interconexión del sistema fotovoltaico con el correspondiente inversor. En esta instalación se dispondrá de dos caja de interconexión y de dos inversores.

Tramo	V _{mpp} (V)	I _{mpp} (A)	Longitud (m)
CGC1 – Inv1.	12 x 54,7 = 656,4	7 x 5,64 = 39,48	22,9

Tabla 24. Dimensionado entre la CGC y el inversor de la instalación

$$S = \frac{2 * L * I}{e * \gamma} = \frac{2 * 22,9 * 39,48}{9,85 * 56} = 3,28 \text{ mm}^2$$

Teniendo en cuenta la sección resultante y, siguiendo la Tabla de la ITC-BT-19 y utilizando cables del tipo B, la sección a colocar deberá ser de 6 mm².

Para este valor de sección, la caída de tensión obtenida será la siguiente:

$$e = \frac{2 * L * I}{S * \gamma} = \frac{2 * 22,9 * 39,48}{6 * 56} = 5,38 \text{ V}, \quad e = 0,82 \%$$

- Caída de tensión acumulada

Para poder comprobar si la instalación está correctamente dimensionada, se debe corroborar si se cumple el criterio de caída de tensión máxima admisible del 1,5 %.

Caída de Tensión Acumulada		
e %	e %	e %
string más desfavorable	CGC – Inversor	Total
0,11%	0,82%	0,93%

Tabla 25. Caída de tensión acumulada (CC) en la instalación

3.5.8.2 Dimensionado de Corriente Alterna

El circuito de Baja Tensión en Corriente Alterna (CA) parte desde la salida en CA de los inversores hasta una salida del cuadro de baja tensión del centro de transformación propiedad del edificio de viviendas. De acuerdo con las Normas Particulares de la Empresa Unelco Endesa de la Comunidad Autónoma de Canarias –Orden 13 Octubre 2004 – se definirán los siguientes tramos de la instalación:

- Instalación interior: Parte desde la salida en corriente alterna de los inversores hasta el CGMP (Cuadro General de Mando y Protección).
- Línea general de Alimentación (LGA): Se define desde el contador de medida de energía hasta el CGP (Caja General de Protección) que se encuentra a la salida de la línea del transformador en Baja Tensión como protección de línea de acuerdo con lo especificado en la ITC BT-13.
- Red subterránea de distribución: Se define desde el CGP (Caja General de Protección) del edificio hasta la celda de salida del cuadro de BT del centro de transformación propiedad del edificio de viviendas.

El dimensionado de estas líneas se realizará siguiendo las indicaciones aplicables de las Normas Particulares de Unelco Endesa para la Comunidad Autónoma de Canarias (orden 13 de octubre) y lo especificado en el REBT y las instrucciones técnicas que sean de aplicación.

➤ **Instalación interior**

Puesto que la instalación interior une la salida de los inversores con la CGMP, para su dimensionado se tendrá en cuenta la máxima potencia de salida de los inversores.

Según los datos aportados por el fabricante, el inversor Ingeteam Ingecon Sun 20, tiene una potencia nominal de salida de 20 kW pero sobredimensionamos la línea para un 110% de P_N , es decir, 22000 W.

Se tendrá en cuenta que el inversor es capaz de realizar el proceso de conversión con un factor de potencia superior a 0,98 (el fabricante indica que dicho factor es igual a 1).

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Según la ITC BT-40 los conductores de conexión deberán soportar una corriente no inferior al 125% de la intensidad nominal. Teniendo en cuenta esto, la corriente en este tramo será la siguiente:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} * 1,25 \quad \text{Corriente para líneas trifásicas}$$

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos\varphi} * 1,25 = \frac{22000}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 1} * 1,25 = \mathbf{39,69 \text{ A}}$$

Conocida la corriente de la línea y teniendo en cuenta la tabla 1 de la ITC BT-19, suponiendo una instalación tipo F para este tramo, resultaría una sección de conductores de 6 mm². Con esta sección, y una longitud aproximada de 3 m, la caída de tensión que se obtiene será la siguiente:

$$e = \frac{L \cdot P}{\gamma \cdot V \cdot S} \quad \text{Caída de tensión para líneas trifásicas}$$

$$e = \frac{L \cdot P}{\gamma \cdot V \cdot S} = \frac{3 \cdot 22000}{56 \cdot 400 \cdot 6} = 0,49 \text{ V} = \mathbf{0,12 \%}$$

Instalación interior						
Tramo	Tensión (V)	Intensidad (A)	Pot. Max. Inversor (kW)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	e %
Inv1 - CGPM	400	39,69	22000	3	3x(1x6mm ²)	0,12

Tabla 26. Características de la línea entre el inversor y el CGMP de la instalación

➤ **Línea General de Alimentación**

La Línea de Alimentación, LGA, interconexiona el cuadro general de mando y protección (CGMP) del cuarto de inversores con el CGP.

Para el dimensionado, se tendrá en cuenta lo expuesto en la ITC BT-14 y la ITC BT-40, en lo referente a sección mínima, caída de tensión, o intensidad mínima admisible por

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

los conductores. Para este cálculo se tendrá en cuenta la potencia total de los dos inversores.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} * 1,25 = \frac{44000}{\sqrt{3} * 400 * 1} * 1,25 = 79,39 \text{ A}$$

En base a las intensidades admisibles para conductores expuestas en la tabla 1 de la ITC BT-19 haciendo uso de una instalación tipo B, de acuerdo con las secciones existentes en el mercado se colocará para este tramo de la instalación conductores de 16 mm² y cuya longitud será de 35 m.

$$e = \frac{L * P}{\gamma * V * S} = \frac{35 * 44000}{56 * 400 * 16} = 4,3 \text{ V} = 1,07 \%$$

Derivación individual						
Tramos	Tensión (V)	Intensidad (A)	Pot. Max. Inversor (kW)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	e %
CGMP - CGP	400	79,39	44	35	3x(1x16mm ²)	1,07

Tabla 27. Características de la línea general de alimentación CGMP-CGP

➤ **Caída de tensión acumulada.**

Según el apartado 5 de la ITC BT-40, la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública no podrá ser superior al 1,5 %. De la misma forma el Pliego de Prescripciones Técnicas del IDAE, limita la caída de tensión en todo el circuito de corriente alterna al 2% como máximo. En esta instalación se considera el generador fotovoltaico el inversor, por ser el que regula la tensión y la intensidad a la máxima potencia mientras que el punto de interconexión es el celda de baja tensión en el CGP. En base a esto la caída de tensión acumulada en este tramo será la sumatoria de las caídas de tensión de los diferentes tramos que conforman esta línea:

Caída de tensión acumulada (e %)		
Instalación Interior	Línea General de Alimentación	e % Acumulada
0,12 %	1,07 %	1,35 %

Tabla 28. *Caída de tensión acumulada (CA) para la instalación*

Como se puede observar en la tabla 29, el dimensionado de la línea de interconexión del generador fotovoltaico y el CGP del edificio, cumple con el criterio de caída de tensión, según lo expuesto en la ITC-BT-40, así como en lo dispuesto en el Pliego de Prescripciones Técnicas del IDAE.

➤ **Línea de distribución de baja tensión**

La línea subterránea de distribución de BT interconexiona el cuadro general de protección (CGP) del edificio con el cuadro de salida de baja tensión.

Para el dimensionado, se tendrá en cuenta lo expuesto en la ITC BT-07 y la ITC BT-40, en lo referente a sección mínima, caída de tensión, o intensidad mínima admisible por los conductores. Para este cálculo se tendrá en cuenta la potencia total de los dos inversores.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi} * 1,25 = \frac{44000}{\sqrt{3} * 400 * 1} * 1,25 = \mathbf{79,39 A}$$

En base a las intensidades admisibles para conductores expuestas en la tabla 5 de la ITC BT-07, para una línea de tres conductores unipolares con aislamiento en XLPE, de acuerdo con las secciones existentes en el mercado, por el criterio de intensidad máxima admisible, instalaríamos para este tramo de la instalación conductores de 10 mm² y cuya longitud será de 20 m. Como el tramo de la línea general de alimentación tiene una sección de 16 mm², elegimos un conductor de la misma sección para mantener dicha sección. Con ello también se reducirá la caída de tensión en el circuito.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.



SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
						
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Tabla 29. *Tabla 5 ITC-BT-07: Intensidad máxima admisible, en amperios, para cables con conductores de cobre en instalación enterrada (servicio permanente)*

Tipo de aislamiento:

XLPE - Polietileno reticulado - Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).

EPR - Etileno propileno - Temperatura máxima en el conductor 90°C (servicio permanente).

PVC - Policloruro de vinilo - Temperatura máxima en el conductor 70°C (servicio permanente).

Temperatura del terreno 25°C.

Profundidad de instalación 0,70 m.

Resistividad térmica del terreno 1 K.m/W.

(1) Incluye el conductor neutro, si existe.

(2) Para el caso de dos cables unipolares, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

(3) Para el caso de un cable bipolar, la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna del cable tripolar o tetrapolar de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

$$e = \frac{L * P}{\gamma * V * S} = \frac{20 * 44000}{56 * 400 * 16} = 2,45 V = 0,61 \%$$

Derivación individual						
Tramos	Tensión (V)	Intensidad (A)	Pot. Max. Inversor (kW)	Longitud (m)	Sección (mm ²)	e %
CGP - CT	400	79,39	44	20	3x(1x16 mm ²)	0,61

Tabla 30. Características de la línea de distribución CGP-CT+33

3.5.9 Cálculo de las protecciones eléctricas

En cuanto a lo establecido en la instrucción BT-40 del Real Decreto 842/2002, del 2 de agosto, por el que se aprueba el REBT y el R.D. 1699/2011 en su artículo 14, Protecciones, establece las protecciones mínimas necesarias para el tipo de instalaciones dimensionadas en este proyecto. Algunas de ellas, como las de protección de máxima y mínima tensión o de máxima y mínima frecuencia y las de maniobras automáticas de desconexión-conexión, pueden ser integradas en el propio inversor, por lo cual, no es necesario realizar ningún tipo de cálculo, aunque si es necesario que el fabricante cumpla ciertas prescripciones.

No obstante, el resto de protecciones necesarias en las instalaciones (sobrecargas, cortocircuitos y contactos indirectos), deben ser dimensionadas de acuerdo a las especificaciones técnicas recogidas en dicho R.D.

Para el dimensionado de las protecciones de las instalaciones, es necesario determinar la corriente de cortocircuito simétrica, mediante la cual, se puede obtener el poder de corte y calibre de las protecciones.

3.5.9.1 Intensidad de cortocircuito

La intensidad de cortocircuito, se calculará conforme a lo establecido en el R.D. 842/2002 de, 2 de agosto, por el que se aprueba el REBT.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

La máxima corriente de cortocircuito de la instalación, se va a producir en los bornes del transformador de potencia, dado que la red muestra menor impedancia al paso de la corriente. Por lo tanto, se determinará el valor de dicha intensidad en este punto de la instalación por ser el más desfavorable, dimensionando todas las protecciones aguas abajo para el valor resultante.

Sabiendo que la potencia del transformador que alimenta al edificio de viviendas es de 500MVA y de su tensión de cortocircuito U_{cc} del 4%, se tiene:

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} * U}$$

Donde:

- S = Potencia Aparente KVA
- U = 400 V

Este valor calculado, será el de la máxima corriente de cortocircuito que se podrá dar en la instalación de BT, por lo que, según lo dicho anteriormente, el resto de protecciones se dimensionarán aguas abajo en base a este valor calculado.

3.5.9.2 Calibre de las protecciones

Se define el calibre de una protección como la capacidad del dispositivo para dejar pasar la intensidad nominal en condiciones de funcionamiento normales. Por tanto, se calculará el calibre de una protección cuando se haya determinado la intensidad nominal que circula por dicha línea.

El calibre de la protección se determina de forma distinta, según se trate de una línea trifásica o monofásica, de acuerdo con las siguientes expresiones:

- Para líneas monofásicas y de CC: $I_N = \frac{P}{V * \cos\varphi}$
- Para líneas trifásicas: $I_N = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos\varphi}$

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

➤ Calibre del fusible de salida del CT en BT.

Para el cálculo del calibre de los fusibles que protegen esta parte de la línea, es importante tener en cuenta que se trata de una línea trifásica para una instalación de una potencia aproximada según la salida de los inversores.

Conocida la intensidad nominal de la línea, se debe tener en cuenta la siguiente relación:

$$I_N < I_{Fusible} < I_{admisible\ conductor}$$

➤ Calibre Protección General (CGMP)

La parte de la instalación que queda protegida por el Cuadro General de Protección y Mando es trifásica.

El calibre de la protección, no podrá ser más de un 20% superior a la intensidad nominal.

➤ Calibre de Protección Individual del CGMP

La protección individual del CGMP es la encargada de proteger la línea que une cada inversor con el CGMP (en el caso de tener más de un inversor para la instalación). Esta línea es trifásica.

➤ Calibre de la Protección de Corriente Continua

La protección de corriente continua será la encargada de desconectar cada grupo generador a su entrada al inversor. De esta forma, se permite desconectar individualmente cada agrupación de paneles ya sea por la realización de labores de mantenimiento, o bien, en caso de anomalía esta protección permitirá que los grupos subgeneradores no afectados continúen con su producción.

Teniendo en cuenta la conexión de cada grupo subgenerador así como las características técnicas de los paneles, se tiene que la intensidad nominal para una línea es igual a:

$$I_n = N^{\circ} \text{ strings} * I_{mpp}$$

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Una vez explicadas qué es y cómo se calcula cada una de las protecciones a emplear en una instalación de este tipo, se pasa a realizar los cálculos para cada una de las diferentes instalaciones.

Cálculos de la instalación

➤ Intensidad de cortocircuito

$$I_{cc} = \frac{S}{\sqrt{3} * U * U_{cc}} = \frac{630 \text{ KVA}}{\sqrt{3} * 400 * 0'04} = 22'73 \text{ kA}$$

➤ Calibre del fusible de salida del CT en BT

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} * 400 * \cos\varphi} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 57,74 \text{ A}$$

Conocida la intensidad nominal de la línea, se debe tener en cuenta que:

$$I_N < I_{Fusible} < I_{admissible \text{ conductor}}$$

Según la fórmula anterior, el calibre a utilizar para el fusible (gG) será de 63 A. Se empleará, además, un seccionador de corte omnipolar de igual calibre.

➤ Calibre Protección General IGA (CGMP)

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} * 400 * \cos\varphi} = \frac{40000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = 57,74 \text{ A}$$

Teniendo en cuenta que la protección no podrá ser más de un 20% superior a la intensidad nominal y, teniendo en cuenta la gama comercial existente, se elige un interruptor magnetotérmico y protección diferencial (mediante toroide) de 63 A. Se ha de tener en cuenta que la protección magnetotérmica viene incluida en el propio inversor.

➤ Calibre de la Protección de Corriente Continua

Las cajas de conexión de CC, tendrán un fusible por cada entrada de medición, en nuestro caso seleccionamos fusibles de 10 A. Según fabricante la corriente máxima de

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

rama para un fusible de entrada de 10 A ha de ser de 7 A, por lo tanto se cumple la condición.

El generador fotovoltaico se comporta como una fuente de corriente, por lo tanto la corriente que es capaz de entregar está limitada. La corriente de cortocircuito de los paneles es muy cercana a la corriente de máxima potencia, 6,02 A, por lo que el cortocircuito no es un punto de trabajo peligroso para el generador fotovoltaico.

Además a esto se le añade que el poder de corte de los fusibles es muy alto, del orden de los 30 kA, valor mucho mayor que el alcanzado por el generador fotovoltaico, de corriente 63 A.

$$I_{cn} > I_{cc} \text{ 30KA} > \text{63 A}$$

En el caso de la protección contra sobrecarga, tenemos fusibles de 10 A de intensidad nominal, siendo la corriente de máxima potencia en cada entrada de medición de 5,64 A. De la curva de los fusibles gPV obtuvimos que la I_f es de $1,4 \cdot I_n$ por lo tanto, 14 A, superior a la corriente de máxima potencia e inferior a la máxima corriente admisible por el cable del tramo más desfavorable de CC.

En el tramo de CC desde el la caja de conexiones hasta el inversor:

$$I_n = N^{\circ} \text{ strings} * I_{mpp} = 7 * 5,64 = \text{39,48 A}$$

Teniendo en cuenta la gama comercial de protecciones, se instala una protección magnetotérmica de 50A. Esta protección viene incluida en el propio inversor.

➤ Calibre Protección a cada inversor (CGMP)

$$I_N = \frac{P}{\sqrt{3} * 400 * \cos\varphi} = \frac{20000}{\sqrt{3} * 400 * 1} = \text{28,87 A}$$

Teniendo en cuenta que la protección no podrá ser más de un 20% superior a la intensidad nominal y, teniendo en cuenta la gama comercial existente, se elige un interruptor magnetotérmico y protección diferencial (mediante toroide) de 40 A. Se ha de tener en cuenta que la protección magnetotérmica viene incluida en el propio inversor.

3.5.10 Estructura soporte

Como se ha comentado, la estructura soporte a emplear en las instalaciones serán de la marca Wurth, concretamente el modelo Solar Zebra. Esta estructura ofrece numerosas ventajas, entre las que cabe destacar su sistema de triángulos para montaje con una inclinación adicional a la de la cubierta ajustable de 5° en 5°.

Este sistema aporta máxima seguridad gracias a la fabricación conforme a los requisitos DIN 1055 que garantizan la resistencia de la estructura contra agentes atmosféricos adversos, así como a la corrosión mediante el uso de materiales como el aluminio o el acero inoxidable en toda la composición de la estructura.

Componentes de la estructura	Unidades necesarias
Kit tornillo de doble rosca	315
Triángulo para montaje con inclinación	160
Conectores para carriles en cruz	630
Carril de montaje	312 m
Piezas telescópicas	15
Conectores para carriles	80
Piezas de refuerzo	30(cada final de fila y, al menos, cada 12 m)
Grapa intermedia	290
Grapa final	30

Tabla 31. Componentes y unidades necesarias en la estructura de la instalación

3.5.11 Electrificación del cuarto de inversores

Los cuartos de inversores del presente proyecto necesitarán cumplir una serie de requisitos mínimos en cuanto a la disposición de tomas de corriente y luminarias, quedando garantizada una buena iluminación, aproximadamente 200 lux, según las normas UNE. Además, este cuarto deberá disponer de una luz de emergencia que indique la salida, por lo que también necesitará un suministro para los servicios auxiliares.

A causa de la existencia de estos elementos, existirá un cuadro específico en el cuarto de inversores cuya alimentación provendrá del cuadro general de servicios generales.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

La línea de alimentación cuyo origen es el cuadro general de servicios generales del edificio, será de naturaleza monofásica, por lo cual, en caso de alimentarse a partir de un sistema trifásico, se tomará como alimentación el neutro y una de las fases.

Los consumos estimados son:

- 2 tomas de corriente dobles de 16 A.
- 2 lámparas fluorescentes de 2 x 36 W.
- 1 luz de emergencia de 8 W.

Esto supone una potencia demandada de 7512 W aproximadamente. En base a la potencia se calcula la corriente de la línea:

$$I = \frac{P}{V * \cos\varphi} = \frac{7512}{230 * 0,9} = \mathbf{36,29 A}$$

Atendiendo a la tabla 1 de la ITC-BT-19 para instalaciones tipo B y aislamiento XLPE, se obtiene un conductor de sección de 4 mm². Si se supone que hay una distancia media entre el cuadro de servicios generales del edificio y el cuarto de inversores de 35 m, se calcula la caída de tensión:

$$e = \frac{2 * L * I * \cos\varphi}{S * \gamma} = \frac{2 * 35 * 36,29 * 0,9}{4 * 56} = 11,05 V = \mathbf{4,8 \%}$$

Al tener una caída de tensión superior al 3%, se debe modificar la sección del conductor. Por tanto se escoge un conductor de 10 mm².

$$e = \frac{2 * L * I * \cos\varphi}{S * \gamma} = \frac{2 * 35 * 36,29 * 0,9}{10 * 56} = 4,08 V = \mathbf{1,77 \%}$$

La caída de tensión ahora no supera el 3%, por lo que el conductor elegido es totalmente válido.

Esta línea partirá de un interruptor magnetotérmico de 40 A ubicado en el cuadro general de servicios generales (CGSG) del edificio y llegará al cuadro del cuarto de inversores, donde se conectará a un interruptor diferencial de intensidad nominal de 40 A y

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

sensibilidad 30 mA. A continuación, se dividirá en dos ramales, uno para la fuerza y otro para la iluminación y servicios auxiliares.

Cada una de estas líneas irá protegida aguas abajo del interruptor diferencial común del cuadro, por un interruptor magnetotérmico de 16 A para la línea de fuerza y por un interruptor magnetotérmico de 10 A para la iluminación y servicios auxiliares.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

MEMORIA ECONÓMICA

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

4 Memoria económica

4.1 Presupuesto

4.1.1 Introducción y definiciones

Un presupuesto consiste en la valoración “a priori” de un producto o servicio. Se basa en la previsión del total de los costes involucrados incrementados con el margen de beneficio previsto.

Las mediciones y el presupuesto tienen como finalidad dar una idea lo más aproximada posible del importe de la realización del proyecto, no reflejan ni los gastos de explotación ni los de la amortización de la inversión una vez ejecutada.

En términos generales para determinar el presupuesto de un proyecto debemos:

- Identificar y definir las distintas unidades de obra que intervengan.
- Saber cuál es el precio unitario de cada una de ellas.
- Hacer las mediciones de cada unidad de obra.
- Multiplicar el precio unitario de cada unidad por su medición correspondiente.

Presupuesto de ejecución material: suma del presupuesto de las distintas partidas que componen el documento “mediciones y presupuesto”, sin incluir gastos generales, beneficio industrial, honorarios ni impuestos. Sería el coste de una obra sin impuestos ni honorarios si el promotor contratase directamente a los obreros, adquiriese los materiales, alquilase la maquinaria, etc.

No hay que olvidar en el p.e.m. la inclusión del presupuesto de seguridad y salud (P.R.L.), el presupuesto de control de calidad de edificios e instalaciones y el porcentaje para el Patrimonio Histórico Español (sólo en obras públicas).

Presupuesto de contrata: suma del presupuesto de ejecución material más gastos generales de empresa, beneficio industrial e IGIC

Los gastos generales son los que el contratista tiene por el hecho de ejercer una actividad empresarial y que son distintos de los costes de ejecución. Serían los gastos de

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

oficinas generales (no de obra), personal administrativo (no en obra), gastos fiscales, gastos financieros, tasas de la administración, etc.

Si únicamente se tuvieran en cuenta el presupuesto de ejecución material y los gastos generales el contratista no ganaría nada por la ejecución de la obra por lo que es necesario añadir el beneficio industrial.

En obras oficiales el beneficio industrial más utilizado es del 6%, y los gastos generales el 13%. No debe afectar a las partidas de "seguridad y salud".

Al presupuesto de ejecución material más los gastos generales y beneficio industrial se le ha de aplicar el IGIC (tipo general), como a cualquier otro producto que se vende.

Presupuesto total: es la suma del presupuesto de ejecución por contrata más los gastos de edición del proyectos (impresión, encuadernación, etc..) más los honorarios profesionales del proyectista incluyendo la dirección de obra.

Unidades de obra.

Cada una de las partes en que puede dividirse el proyecto a efecto de cálculo del presupuesto, de forma que primero se determina el coste total de cada una de esas partes (precios descompuestos), a continuación se determina el número de veces que se repite cada una de estas unidades de obra (medición), y finalmente se procede a la valoración sumando el producto de precios descompuestos por las mediciones halladas.

Cada unidad de obra se expresará con la unidad de la magnitud física más característica.

La partición del proyecto en una u otra unidad de obra es función de la disponibilidad del precio descompuesto y de la facilidad de medición. Se prefiere utilizar unidades de obra cuyo precio haya sido previamente calculado.

Cada unidad de obra está formada por diversos materiales que habrán precisado para su puesta en obra aporte de mano de obra y medios auxiliares.

Es preciso definir las correctamente, dejando claro lo que cada unidad conlleva, sin ambigüedades. Debe reflejarse en su descripción o definición los elementos de que

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

consta, su grado de terminación, tipo de equipo con que debe ser ejecutada, si se incluye o no el transporte, si incluyen o no piezas especiales, controles de calidad, etc.

Estos elementos, a su vez, deben reflejarse en la “descomposición” de cada partida (cuadro de descompuestos).

Se suele realizar un cuadro de precios en letra de las partidas, que suele formar parte de la documentación contractual para la ejecución de obra.

El cuadro de descompuestos puede utilizarse para valorar partidas inconclusas, o para valorar nuevas partidas no incluidas en el proyecto.

Estado de mediciones.

Es el conjunto de operaciones realizado sobre cada unidad de obra para obtener su cantidad. La medición es la determinación de las dimensiones de cada unidad de obra.

En ocasiones se recurre a partidas alzadas (difíciles de cuantificar en proyecto).

Tarifa de honorarios por tiempo empleado.

Para calcular los costes de ingeniería es preciso recurrir a la normativa establecida por el COIT (Colegio oficial de Ingenieros de Telecomunicación) en la “Propuesta de Baremos Orientativos para el cálculo de Honorarios”. Aplicando la expresión siguiente, donde H son los honorarios, Hn los honorarios en jornada laboral y He los honorarios fuera de la jornada laboral, se obtienen los honorarios, a los cuales hay que aplicarles un coeficiente de reducción en función del número de horas total de trabajo. El coeficiente de reducción se obtiene a partir de la *tabla 1*.

$$H = (60 \times Hn) + (70 \times He)$$

Desde (horas)	Hasta (horas)	Coeficiente de reducción
0	36	1
36	72	0,9
72	108	0,8
108	144	0,7
144	180	0,65
180	360	0,6

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

360	510	0,55
510	720	0,5
720	1080	0,45
1080		0,4

Tabla 32. Coeficientes de reducción coste honorarios

4.1.2 Instalación Fotovoltaica

4.1.2.1 Mediciones

Estructura soporte						
Código	Unidad	Título	Resumen	Medición	Precio (€)	Total (€)
3.1	Ud.	Tornillo	Kit tornillo de doble rosca, marca Wurth, para fijación de estructura soporte, compuesto por 1 junta de seta EPDM, 1 tuerca hexagonal DIN934 y una tuerca de seguridad DIN985. Tornillo fabricado en acero inoxidable A2 con recubrimiento especial. Rosca métrica M10 en cabeza, 135mm de longitud. Totalmente fijado e instalado en cubierta.	315	0,55	173,25
3.2	Ud.	Triángulo	Triángulo para montaje con inclinación ajustable marca Wurth, modelo Solar Zebra fabricado en aluminio. Totalmente fijado e instalado.	160	22´5	3.600
3.3	Ud.	Carril montaje	Carril de montaje marca Wurth, modelo Solar Zebra de perfil 37x47mm fabricado en aluminio. 3.4Longitud del carril de 6m. Totalmente instalado y nivelado.	312	39	12.168
3.4	Ud.	Telescópica	Pieza telescópica marca Wurth, modelo Solar Zebra para carril de montaje de perfil 37x47mm, fabricado en aluminio. Extensible de	15	10´5	157,5

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

			50 a 600mm incluida grapa de bloqueo. Totalmente instalado y fijado.			
3.5	Ud.	Conector	Conector para carriles marca Wurth, modelo Solar Zebra, para carriles de montaje de perfil 37x47mm, fabricado en aluminio. Totalmente instalado y fijado.	80	2'35	188
3.6	Ud.	Conector	Conector para carril en cruz marca Wurth, modelo Solar Zebra, fabricado en aluminio, tornillo y tuerca en acero inoxidable A2. Totalmente montado y fijado.	630	2'1	1.323
3.7	Ud.	Refuerzo	Pieza de refuerzo para triángulos de montaje con inclinación marca Wurth, modelo Solar Zebra, fabricado en aluminio, tornillos en acero inoxidable A2. Totalmente instalado.	30	2'55	76,5
3.8	Ud.	Grapa	Grapa intermedia marca Wurth, modelo Solar ebra para paneles con marco, fabricado en aluminio, tornillo y tuerca en acero inoxidable A2. Totalmente instalado y fijado.	290	2	580
3.9	Ud.	Grapa	Grapa final marca Wurth, modelo Solar Zebra para paneles con marco, fabricado en aluminio. Tornillo y tuerca en acero inoxidable A2. Totalmente instalado y fijado	30	1'8	54
Total Estructura soporte				18.320,25		

Tabla 33. Presupuesto Estructura soporte

Nº	Unidad	Concepto	Medición
1	Ud.	Módulo fotovoltaico monocristalino de 308 Wp marca Sunpower, modelo SPR-308E-WHT-D.	156
2	Ud.	Estructura soporte Zebra la marca Wurth. Incluye tornillería y demás elementos necesarios para su montaje.	1

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

3	Ud.	Inversor trifásico Ingecon Sun 20, con sistemas de protección según legislación vigente y pantalla de visualización de parámetros. Potencia nominal 20 kW, tensión máxima de entrada 900V, tensión de salida 3x400V, 50Hz. Completamente instalado.	2
4	Ud.	Tarjeta de comunicación inversor RS-485 para inversores Ingecon Sun.	2
5	Ud.	Comunicación remota a través de redes GSM/GPRS.	2
6	Ud.	Caja general de conexiones de CC para instalación fotovoltaica de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun String Control.	2
7	Ud.	IGA: Interruptor magnetotérmico DE LS63 C-4P-63 C 63A, 4 polos, 4 módulos, 10 kA	1
8	Ud.	C60N ICP-M Interruptor automático de control de potencia 4P/63 A/Pdc 10 kA.	1
9	Ud.	PIA DE LS63 C-4P-40 C 40A, 4 polos, 4 módulos, 10kA.	2
10	Ud.	Interruptor automático diferencial. 4P/40 A/Pdc 10 kA 30 mA S.I. Curva C, clase AC	2
11	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/40 A/Pdc 6 kA.	1
12	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/16 A/Pdc 6 kA.	1
13	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/10 A/Pdc 6 kA.	1
14	Ud.	Interruptor automático diferencial iDPN Vigi. 1P+N/40 A/Pdc 6kA 30 mA S.I. Curva C, clase AC.	1
15	Ud.	Contador de energía bidireccional trifásico e indirecto DSZ12DZ-3x65A, DSZ12WDZ-3x5A con display.	1
16	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 6 mm ² de Prysmian [8].	88,4
17	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 10 mm ² de Prysmian.	35
18	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 16 mm ² de Prysmian.	40
19	Ud.	Bridas marca UNEX para fijación de conductores a estructura soporte. Paquete de 1.000 Uds. Medida 3´6x142mm. Totalmente instalado.	2
20	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 50 mm de diámetro.	88,4
21	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 90 mm de diámetro.	35

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

22	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 180 mm de diámetro.	40
23	ml.	Bandeja ciega metálica para canalización eléctrica de dimensiones 100x150 mm de la marca Cablofil.	10
24	Ud.	Nicho para cuadro de medida de dimensiones 900x560mm. Protección IK10 con puerta de aluminio con cerradura normalizada. Incluye envolvente estanca para contadores de 500x500mm y envolvente para transformadores de medida de 540x360mm. Totalmente instalado.	2
25	Ud.	Unidad de seccionador de corriente continua marca Telergón modelo S5000 DC 100 A 1000 Vdc. Incluye envolvente PLS-5454. Totalmente instalado.	2
26	Ud.	Pica vertical de puesta a tierra de acero-cobre 250 μ de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud.	1
27	ml.	Conductor de cobre desnudo de 50 mm ² para puesta a tierra.	80
28	h.	Montaje e instalación de todos los materiales que componen la instalación solar fotovoltaica, hasta su puesta en funcionamiento, mediante el aporte de la mano de obra necesaria.	300
29	Ud.	Equipo gestor energético inteligente Ingecon EMS Manager con interfaz de comunicación RS-485, Ethernet, Bluetooth, USB.	1

Tabla 34. Mediciones globales

4.1.2.2 Cuadro de precios

Nº	Unidad	Concepto	Precio (€)
1	Ud.	Módulo fotovoltaico monocristalino de 308 Wp marca Sunpower, modelo SPR-308E-WHT-D.	298.575
2	Ud.	Estructura soporte Zebra la marca Wurth. Incluye tornillería y demás elementos necesarios para su montaje.	18.320,25
3	Ud.	Inversor trifásico Ingecon Sun 20, con sistemas de protección según legislación vigente y pantalla de visualización de parámetros. Potencia nominal 20 kW, tensión máxima de entrada 900V, tensión de salida 3x400V, 50Hz. Completamente instalado.	4.399,4
4	Ud.	Tarjeta de comunicación inversor RS-485 para inversores Ingecon Sun.	110

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

5	Ud.	Comunicación remota a través de redes GSM/GPRS.	577,5
6	Ud.	Caja general de conexiones de CC para instalación fotovoltaica de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun	104,27
7	Ud.	IGA: Interruptor magnetotérmico DE LS63 C-4P-63 C 63A, 4 polos, 4 módulos, 10 kA	14,25
8	Ud.	C60N ICP-M Interruptor automático de control de potencia 4P/63 A/Pdc 10 kA.	42,56
9	Ud.	PIA DE LS63 C-4P-40 C 40A, 4 polos, 4 módulos, 10kA.	368,79
10	Ud.	Interruptor automático diferencial. 4P/40 A/Pdc 10 kA 30 mA S.I. Curva C, clase AC	331,2
11	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/40 A/Pdc 6 kA.	68,98
12	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/16 A/Pdc 6 kA.	47,83
13	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/10 A/Pdc 6 kA.	47,03
14	Ud.	Interruptor automático diferencial iDPN Vigi. 1P+N/40 A/Pdc 6kA 30 mA S.I. Curva C, clase AC.	174,48
15	Ud.	Contador de energía bidireccional trifásico e indirecto DSZ12DZ-3x65A, DSZ12WDZ-3x5A con display.	259
16	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 6 mm ² de Prysmian.	35,54
17	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 10 mm ² de Prysmian.	29,62
18	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 16 mm ² de Prysmian.	19,23
19	Ud.	Bridas marca UNEX para fijación de conductores a estructura soporte. Paquete de 1.000 Uds. Medida 3'6x142mm. Totalmente instalado.	32,4
20	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 50 mm de diámetro.	2,2
21	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 90 mm de diámetro.	4,69
22	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 180 mm de diámetro.	11,56
23	ml.	Bandeja ciega metálica para canalización eléctrica de dimensiones 100x150 mm de la marca Cablofil.	35,54

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

24	Ud.	Nicho para cuadro de medida de dimensiones 900x560mm. Protección IK10 con puerta de aluminio con cerradura normalizada. Incluye envolvente estanca para contadores de 500x500mm y envolvente para transformadores de medida de 540x360mm. Totalmente instalado.	421,6
25	Ud.	Unidad de seccionador de corriente continua marca Telergón modelo S5000 DC 100 A 1000 Vdc. Incluye envolvente PLS-5454. Totalmente instalado.	135
26	Ud.	Pica vertical de puesta a tierra de acero-cobre 250 μ de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud.	19,23
27	ml.	Conductor de cobre desnudo de 50 mm ² para puesta a tierra.	4,10
28	h.	Montaje e instalación de todos los materiales que componen la instalación solar fotovoltaica, hasta su puesta en funcionamiento, mediante el aporte de la mano de obra necesaria.	55,53
28	Ud.	Equipo gestor energético inteligente Ingecon EMS Manager con interfaz de comunicación RS-485, Ethernet, Bluetooth, USB.	1.200

Tabla 35. Cuadro de precios

4.1.2.3 Presupuesto

Nº	Unidad	Concepto	Medición	Precio (€)	Total (€)
1	Ud.	Módulo fotovoltaico monocristalino de 308 Wp marca Sunpower, modelo SPR-308E-WHT-D.	156	298,575	46.577,7
2	Ud.	Estructura soporte Zebra la marca Wurth. Incluye tornillería y demás elementos necesarios para su montaje.	1	18.320,25	18.320,25
3	Ud.	Inversor trifásico Ingecon Sun 20, con sistemas de protección según legislación vigente y pantalla de visualización de parámetros. Potencia nominal 20 kW, tensión máxima de entrada 900V, tensión de salida 3x400V, 50Hz. Completamente instalado.	2	4.399,4	8.798,8
4	Ud.	Tarjeta de comunicación inversor RS-485 para inversores Ingecon Sun.	2	110	220
5	Ud.	Comunicación remota a través de redes GSM/GPRS.	2	577,5	1.155

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

6	Ud.	Caja general de conexiones de CC para instalación fotovoltaica de la marca Ingeteam, modelo Ingecon Sun String Control.	2	104,27	208,54
7	Ud.	IGA: Interruptor magnetotérmico DE LS63 C-4P-63 C 63A, 4 polos, 4 módulos, 10 Ka.	1	14,25	14,25
8	Ud.	C60N ICP-M Interruptor automático de control de potencia 4P/63 A/Pdc 10 kA.	1	42,56	42,56
9	Ud.	PIA DE LS63 C-4P-40 C 40A, 4 polos, 4 módulos, 10kA.	2	368,79	737,58
10	Ud.	Interruptor automático diferencial. 4P/40 A/Pdc 10 kA 30 mA S.I. Curva C, clase AC.	2	331,2	662,4
11	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/40 A/Pdc 6 kA.	1	68,98	68,98
12	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/16 A/Pdc 6 kA.	1	47,83	47,83
13	Ud.	PIA iC60N Interruptor automático magnetotérmico. 1P+N/10 A/Pdc 6 kA.	1	47,03	47,03
14	Ud.	Interruptor automático diferencial iDPN Vigi. 1P+N/40 A/Pdc 6kA 30 mA S.I. Curva C, clase AC.	1	174,48	174,48
15	Ud.	Contador de energía bidireccional trifásico e indirecto DSZ12DZ-3x65A, DSZ12WDZ-3x5A con display.	1	259	259
16	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 6 mm ² de Prysmian.	88,4	35,54	3.141,74
17	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 10 mm ² de Prysmian.	35	29,62	1.036,7
18	ml.	Afumex 1000 V Irish Tech (AS) de 16 mm ² de Prysmian.	40	19,23	769,2
19	Ud.	Bridas marca UNEX para fijación de conductores a estructura soporte. Paquete de 1.000 Uds. Medida 3´6x142mm. Totalmente instalado.	2	32,4	64,8
20	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 50 mm de diámetro.	88,4	2,2	194,48

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

21	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 90 mm de diámetro.	35	4,69	164,15
22	ml.	Tubo corrugado de polietileno de doble pared flexible para instalaciones eléctricas de 180 mm de diámetro.	40	11,56	462,4
23	ml.	Bandeja ciega metálica para canalización eléctrica de dimensiones 100x150 mm de la marca Cablofil.	10	35,54	355,4
24	Ud.	Nicho para cuadro de medida de dimensiones 900x560mm. Protección IK10 con puerta de aluminio con cerradura normalizada. Incluye envolvente estanca para contadores de 500x500mm y envolvente para transformadores de medida de 540x360mm. Totalmente instalado.	2	421,6	843,2
25	Ud.	Unidad de seccionador de corriente continua marca Telergón modelo S5000 DC 100 A 1000 Vdc. Incluye envolvente PLS-5454. Totalmente instalado.	2	135	270
26	Ud.	Pica vertical de puesta a tierra de acero-cobre 250 μ de 14,2 mm de diámetro y 2 m de longitud.	1	19,23	19,23
27	ml.	Conductor de cobre desnudo de 50 mm ² para puesta a tierra.	80	4,10	328
28	h.	Montaje e instalación de todos los materiales que componen la instalación solar fotovoltaica, hasta su puesta en funcionamiento, mediante el aporte de la mano de obra necesaria.	300	55,53	16.659
29	Ud.	Equipo gestor energético inteligente Ingecon EMS Manager con interfaz de comunicación RS-485, Ethernet, Bluetooth, USB.	1	1.200	1.200
Total Presupuesto Instalación solar fotovoltaica					102.842,7

Tabla 36. Presupuesto

4.1.3 Estudio de seguridad y salud

Nº	Unidad	Concepto	Medición	Precio	Total (€)
1	m	Red de seguridad vertical en perímetro de forjado, de malla de poliamida # 75 mm, con D de cuerda de malla 4 mm y cuerda perimetral D 12 mm, (amortización = 30%) incluso colocación y	100	3,19	319
2	Ud.	Valla metálica modular, tipo Ayuntamiento, de 2,50 de largo y 1,10 m de altura, (amortización = 10 %), incluso colocación y posterior retirada.	2	6,11	12,22
3	Ud.	Línea de vida de 53 m para 4 trabajadores simultáneos, homologada y certificada. Totalmente instalada.	1	2.472	2.472
4	PA	Charla de formación del plan de seguridad de la obra y firma de documentación.	1	309	309
5	Ud.	Casco de seguridad CE, homologado, CE s/normativa vigente.	6	2,97	17,82
6	Ud.	Pantalla de soldador de mano, homologada CE s/normativa vigente.	6	11,47	68,82
7	Ud.	Gafa antipolvo, de acetato, con ventilación indirecta, homologada CE, s/normativa vigente.	6	2,87	17,22
8	Ud.	Protector facial, con pantalla rígida, de 110x270 mm, homologado CE, s/normativa vigente.	6	7,5	45
9	Ud.	Mascarilla con filtro contra polvo, homologada CE s/normativa vigente.	6	24,68	148,08
10	Ud.	Guantes de látex, amarillo, anticorte (par). CE s/normativa vigente.	6	2,11	12,66
11	Ud.	Bota lona y serraje, con puntera y plantilla metálicas incorporada, (par) homologada CE s/normativa vigente.	6	25,88	155,28
12	Ud.	Cinturón portaherramientas CE s/normativa vigente.	6	26,75	160,5
13	Ud.	Mono algodón azulina, doble cremallera, puño elástico CE.	6	16,45	98,70
14	Ud.	Cinturón de seguridad tipo sujeción, homologado CE, s/normativa vigente.	6	60,42	362,52
15	Ud.	Arnes completo con cuerda regulable y mosquetones, homologado CE s/normativa vigente.	6	30,93	185,58
16	Ud.	Juego de trepolines metálicos para cinturón de seguridad CE, s/normativa vigente.	6	87,95	527,7
17	Ud.	Cuerda de 2 m para cinturón de seguridad, con mosquetones regulables, CE, s/normativa vigente.	6	20,82	124,92
18	m	Barandilla de protección colocada en bordes de forjado, realizada con puntales metálicos telescópicos y 2 tabloncillos de madera de pino de 250 x 25 mm, incluso colocación y desmontaje.	100	5,56	556

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

19	Ud.	Señal de cartel de obras, de PVC, sin soporte metálico, (amortización = 100 %), incluso colocación y desmontaje.	2	7,20	14,40
20	h.	Cartel indicativo de riesgo, de PVC, sin soporte metálico, (amortización = 100%), incluso colocación y desmontado.	2	3,23	6,46
21	Ud.	Cono de señalización reflectante de 60 cm de altura, incluso colocación y posterior retirada.	4	11,70	46,8
22	Ud.	Chaleco reflectante CE s/normativa vigente.	6	6,36	38,16
Total Presupuesto Estudio de Seguridad y Salud					5698,84

Tabla 37. Presupuesto del Estudio de Seguridad y Salud

4.1.4 Costes de ingeniería

Aplicando los conceptos sobre honorarios profesionales explicados en la introducción del presente documento se obtiene la siguiente tabla resumen.

Horas de trabajo	Total
300 horas laborales de trabajo	18.000 €
400 horas de trabajo fuera de horario laboral	28.000 €
Total coste honorarios aplicando coeficientes de reducción	26.200 €

Tabla 38. Coste Honorarios

Los honorarios correspondientes a la dirección de obra se calculan en torno al 3,5 % del presupuesto de ejecución por contrata. Se desglosa en la tabla resumen del presupuesto final.

4.1.5 Presupuesto total

Presupuesto	Total
Instalación solar fotovoltaica	102.842,7 €
Estudio de Seguridad y Salud	5.698,84 €
Presupuesto de Ejecución Material (PEM)	108.541,54 €
Gastos generales y fiscales (13 %)	14.110,4 €
Beneficio Industrial (6 %)	6.512,49 €
PEM + GGF + BI	129.164,43 €
I.G.I.C. (7 %)	9.041,41 €
Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC)	138.205,94 €
Honorarios Profesionales + Dirección de obra (3,5%)	4.837,2 €
Gastos de Edición (3% de H)	4.146,18 €
PRESUPUESTO TOTAL: PEC+H+GE	147.189,32 €

Tabla 39. Presupuesto total

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

El Presupuesto total del proyecto titulado “Instalaciones para producción de energía en un hotel rural mediante energías renovables”, asciende a la cantidad de CIENTO CUARENTA Y SIETE MIL CIENTO OCHENTA Y NUEVE EUROS CON TREINTA Y DOS CÉNTIMOS (147.189,32 €).

CONCLUSIONES

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

5 Conclusión

La implantación de sistemas respetuosos con el medio ambiente para generar electricidad, ya sean sistemas solares o eólicos, han sufrido en los últimos años una evolución favorable, gracias a la concienciación social en torno a la utilización de dichos sistemas que disminuyen las emisiones contaminantes a la atmósfera y la posibilidad de recibir una prima económica por invertir en estas energías.

El propósito fundamental de este proyecto es ahorrar en la factura de la luz y mejorar el respeto por el medio ambiente, fomentando el uso de energías limpias y renovables para dar cumplimiento a los compromisos internacionales que para España derivan del protocolo de Kioto. Esto se ha hecho mediante una instalación solar fotovoltaica de autoconsumo instantáneo conforme al nuevo decreto sobre autoconsumo establecido en la normativa vigente.

Sin embargo, la tecnología fotovoltaica actualmente tiene el inconveniente de no ser competitiva en costes frente a otras formas de producción eléctrica, lo cual hace que requiera de beneficios o ayudas por parte del estado para su desarrollo.

La realización de este proyecto, en términos financieros, es totalmente rentable, recuperando la inversión desembolsada en aproximadamente 14 años, pese a que con la nueva normativa el beneficio económico obtenido es sensiblemente menor que con normativas anteriores.

A la hora de diseñar la instalación se han seguido varios criterios básicos que se reflejan en el resultado final de ésta. Los criterios más importantes han sido: potencia nominal de 40 kW, modularidad de la instalación, optimización de los inversores y ramas equilibradas en cuanto al cálculo eléctrico y al cálculo estructural.

Se eligieron paneles fotovoltaicos de células monocristalinas y de una potencia pico de 308 Wp. En cuanto a los inversores, se optó por instalar 2 unidades de 20 kW de potencia nominal. De esta manera se consigue la modularidad que se buscaba, ya que si en algún momento es necesario desconectar una rama debido a cualquier fallo o para realizar labores de mantenimiento, se seguirá produciendo energía.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

La realización del proyecto ha servido para comprobar la gran ventaja de las instalaciones de autoconsumo respaldadas por la red eléctrica y el gran ahorro económico que se produciría si se instalasen en muchos edificios e industrias. Es otra línea interesante a seguir en la implantación de energías alternativas distinta a la venta de energía. También se ha comprobado la gran utilidad del programa de diseño PVsyst. Las posibilidades del programa son muy amplias en cuanto a las diversas posibilidades de diseño de una instalación, además los resultados obtenidos por la simulación son exactos y fiables, con lo que la herramienta PVsyst es un elemento indispensable para cualquier proyectista a la hora de diseñar una instalación solar fotovoltaica. El programa dispone de un amplio catálogo de módulos solares e inversores, así como una amplia base datos con resultados meteorológicos de diferentes lugares, incluyendo la posibilidad de editar e introducir datos de nuevos emplazamientos.

BIBLIOGRAFÍA

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

6 Bibliografía y referencias

- [1] COITIAB. (s.f.). *Índice de las Instrucciones Técnicas Complementarias*. Recuperado el 20 de octubre de 2014, de http://www.coitiab.es/reglamentos/electricidad/reglamentos/itc_bt/itc_bt.htm
- [2] CIEMAT), C. d. (s.f.). *Portal de energías renovables. CIEMAT*. Recuperado el 10 de Noviembre de 2014, de <http://www.energiasrenovables.ciemat.es/>
- [3] Gobierno de España . Ministerio de Industria, E. y. (s.f.). *Portal web- Ministerio de Industria, Energía y Turismo*. Recuperado el 21 de septiembre de 2014, de <http://www.minetur.gob.es/es-ES/Paginas/index.aspx>
- [4] Endesa, S. (2014). *Portal web- Endesa*. Recuperado el 15 de Octubre de 2014, de <http://www.endesaonline.com/>
- [5] Ingeteam. (2014). *Energía fotovoltaica, Ingeteam*. Recuperado el 23 de noviembre de 2014, de http://www.ingeteam.com/es-es/energia/energia-fotovoltaica/s15_24_p/productos.aspx
- [6] Sunpower. (2014). *Portal web- Sunpower*. Recuperado el 25 de noviembre de 2014, de <http://www.sunpowercorp.es/>
- [7] Würth, E. (2014). *Sistema de fijación solar.pdf*. Recuperado el 27 de noviembre de 2014, de http://empresa.wurth.es/gestion/content/Producto/118/montaje_solar_zebra.pdf
- [8] Prysmian Spain S.A. (2014). *Catálogo de baja tensión*. Recuperado el 30 de noviembre de 2014, de <http://www.prysmianclub.es/es/articulo/catalogo-baja-tension>
- [9] IDAE, I. p. (2014). *IDAE, Intituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía*. Recuperado el 15 de octubre de 2014, de <http://www.idae.es/>

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

[10] Martín Chivelet, N., & Fernández Solla, I. (2007). *La envolvente fotovoltaica en la arquitectura*. REVERTE. ISBN 9788429121124

[11] Lozano Ruiz, M. Á. (2007). *Diseño y análisis económico de una central fotovoltaica de 200 kW conectada a red de alta tensión*. Madrid: Proyecto fin de carrera UPM.

[12] Cabrera Solana, D. (2006). *Instalación de una planta de generación solar fotovoltaica de 200 kW conectada a red sobre la cubierta de una nave industrial*. Madrid: Proyecto fin de carrera UPM.

ANEXOS

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

ESTUDIO DE SEGURIDAD Y SALUD

1. Estudio de seguridad y salud

1.1. Antecedentes y datos generales

1.1.1. Objetos del estudio básico de seguridad y salud

Se redacta el presente Estudio Básico de Seguridad y Salud para dar cumplimiento al Real Decreto 1627/1997 de 24 de Octubre, Ministerio de Presidencia (B.O.E. 256/97 de 25 Octubre) sobre disposiciones mínimas de Seguridad y Salud exigidas en las obras de construcción, en el marco de la Ley 31/1995 de 8 de noviembre, de Prevención de Riesgos Laborales.

Este Estudio Básico de Seguridad y Salud tiene por objeto establecer las previsiones respecto a prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, durante la ejecución de la obra, así como de los derivados de los trabajos de reparación, conservación, entretenimiento y mantenimiento. Se contemplan también las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores.

En él se dan unas directrices básicas a la empresa para llevar a cabo sus obligaciones en el campo de la prevención de riesgos laborales, facilitando su desarrollo, bajo el control del Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra y de la Dirección Facultativa. De acuerdo con el artículo 3 del R.D. 1627/1997, si en la obra interviene más de una empresa, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor deberá designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Esta designación deberá ser objeto de un contrato expreso. La designación de los coordinadores no eximirá al promotor de sus responsabilidades.

De acuerdo con el artículo 7 del citado R.D., el objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud es servir de base para que el contratista elabora el correspondiente Plan de Seguridad y Salud el Trabajo, en el que se analizarán, estudiarán, desarrollarán y complementarán las previsiones contenidas en este documento, en función de su propio sistema de ejecución de la obra.

1.1.2. Proyecto

El presente Estudio Básico de Seguridad y Salud se refiere al Proyecto cuyos datos generales son:

Tabla 40. Datos del proyecto.

PROYECTO DE REFERENCIA	
Proyecto de Ejecución	Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas
Autor del proyecto	Varinia D. Jiménez Pérez
Titularidad del encargo	Escuela de Telecomunicación y Electrónica
Emplazamiento	C/ Mimosa, Siete Palmas, Las Palmas de Gran Canaria
Presupuesto de Ejecución Material	147.189,32 €
Plazo de ejecución previsto	2 MESES
Número máximo de operarios	6

1.1.3. Justificación de la realización del estudio de seguridad y salud o del estudio básico de seguridad y salud en obras

El Real Decreto 1627/97 de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de Seguridad y Salud en las obras de construcción, establece en el apartado 1 del Artículo 4 que el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un **Estudio de Seguridad y Salud** en los proyectos de obras en que se den alguno de los supuestos siguientes. Si el proyecto de obra no está incluido en alguno de los supuestos siguientes, según el apartado 2 del Artículo 4, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción de proyecto se elabore un **Estudio Básico de seguridad y Salud**.

Por lo tanto, hay que comprobar que se da alguno de los supuestos siguientes:

a).- Que el presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) incluido en el proyecto es igual o superior a 138.205,94 € euros.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- b).- Que la duración estimada de la obra sea superior a 30 días laborables, empleándose en algún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente.
- c).- Que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, sea superior a 500.
- d).- Las obras de túneles, galerías, conducciones subterráneas y presas.

Por tanto, como el presente proyecto no está incluido en ninguno de los supuestos anteriores, se elabora un **Estudio Básico de Seguridad y Salud**.

1.2. Descripción de la obra

Montaje y conexionado de instalación solar fotovoltaica aislada con una potencia nominal de 40 kW.

1.2.1. Entorno de la obra

Por la actividad desarrollada por la empresa existe tránsito de vehículos en el entorno del complejo. Durante la descarga del material se delimitará la zona de trabajo y se pondrán indicadores de peligro.

No se esperan grandes acopios de material. El material se acopiará en una zona habilitada por la empresa a tal efecto. El material que se acopie en la cubierta se colocará de manera distribuida en la superficie de la misma.

1.2.2. Descripción del solar de la obra.

Se trata de una cubierta plana perteneciente al edificio ubicado en la calle Mimosa en Siete Palmas, perteneciente al Municipio Las Palmas de Gran Canaria.

Se colocarán barandillas de seguridad para trabajar en la cubierta y evitar la caída de los operarios. No existe acceso a la cubierta, con lo que se utilizará un medio auxiliar como acceso.

1.2.3. Fases de ejecución de la obra

Se indica brevemente las fases en que va a consistir la obra:

Trabajos previos:

- Colocación de accesos a la cubierta e instalación de barandilla de seguridad.
- Montaje estructura sobre la que irán los paneles fotovoltaicos.
- Montaje de paneles fotovoltaicos.
- Conexionado entre placas e instalación de cableado.
- Tendido de cable para enganche a la red.

1.2.4. Instalaciones provisional y asistencia sanitaria

De acuerdo con el apartado 15 del Anexo 4 del R.D.1627/97, la obra dispondrá de los servicios higiénicos que se indican en la tabla siguiente:

SERVICIOS HIGIENICOS

- Vestuarios con asientos y taquillas individuales, provistas de llave.
- Lavabos con agua fría, agua caliente, y espejo.
- Duchas con agua fría y caliente.
- Retretes.

De acuerdo con el apartado A 3 del Anexo VI del R.D. 486/97, la obra dispondrá del material de primeros auxilios. El botiquín de la obra dispondrá del material requerido por la Ordenanza reponiéndolo conforme se vaya usando, es decir que siempre habrá disponible como mínimo:

- 1 Frasco conteniendo agua oxigenada
- 1 Frasco conteniendo tintura de yodo (Betadine)
- 1 Caja conteniendo gasa estéril.
- 1 Caja, conteniendo algodón hidrófilo estéril.
- 1 Caja, conteniendo sobres de gasa con vaselina (Linitul)
- 1 Rollo de esparadrapo
- 1 Bolsa conteniendo guantes esterilizados
- 1 Termómetro clínico

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- Antiespasmódicos (Buscapina)
- Analgésicos
- Pomada para quemaduras y desinfectante de heridas
- Pomada contra picadura de insectos (Labocane)
- Tijeras
- Pinzas

Se dispondrá en la obra, en un lugar visible, la lista de teléfonos y direcciones de los diferentes centros sanitarios, ambulancias, taxis, etc. que garanticen un rápido transporte de los accidentados.

Todo el personal de obra deberá pasar un reconocimiento médico previo al comienzo del trabajo y posteriormente repetido en periodos de un año.

Aparte de las medidas anteriormente indicadas, se dispondrá en obra de un vehículo para la evacuación de accidentados, vehículo de la empresa, jefe de obra, encargado o vigilante.

1.2.4.1 Instalaciones de electricidad

No se espera engancharse a la red fija mediante luz de obra, el edificio cuenta con numerosas tomas con sus correspondientes protecciones, con lo que no será necesario la instalación de cuadros eléctricos.

1.2.4.2 Instalaciones de abastecimiento de agua y saneamiento

Existen tomas de agua en el edificio, así como instalaciones de saneamiento.

1.2.4.3 Maquinaria de obra

La maquinaria que se prevé emplear en la ejecución de la obra se indica en la relación (no exhaustiva) de tabla adjunta:

MAQUINARIA PREVISTA

- Grúas-torre
- Montacargas o Plataforma Elevadora
- Maquinaria para movimiento de tierras
- Herramientas manuales
- Hormigoneras
- Camiones
- Cabrestantes mecánicos

1.2.4.4 Medios auxiliares

En la tabla siguiente se relacionan los medios auxiliares que van a ser empleados en la obra y sus características más importantes:

Andamios colgados móviles

- Deben someterse a una prueba de carga previa.
- Correcta colocación de los pestillos de seguridad de los ganchos.
- Los pescantes serán preferiblemente metálicos.
- Los cabrestantes se revisarán trimestralmente.
- Correcta disposición de barandilla de segur., barra intermedia y rodapié.
- Obligatoriedad permanente del uso de cinturón de seguridad.

Andamios tubulares apoyados

- Deberán montarse bajo la supervisión de persona competente.
- Se apoyarán sobre una base sólida y preparada adecuadamente.
- Se dispondrán anclajes adecuados a las fachadas.
- Las cruces de San Andrés se colocarán por ambos lados.
- Correcta disposición de las plataformas de trabajo.
- Uso de cinturón de seguridad de sujeción Clase A, Tipo I durante el montaje y el desmontaje.

Andamios sobre borriquetas

- La distancia entre apoyos no debe sobrepasar los 3,5 m.

Escaleras de mano

- Zapatas antideslizantes. Deben sobrepasar en 1 m la altura a salvar.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- Separación de la pared en la base = de la altura total.

1.2.4.5. Descripción de los riesgos específicos

DAÑOS A TERCEROS

Descripción:		EVALUACIÓN DEL RIESGO		
Riesgos específicos:		consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Entrada personas ajenas a la obra	Entrada accidental a la obra o por desconocimiento			
Caída de objetos	Debidos a desprendimientos, empujes o desplazados por la acción del viento. Mientras son elevados. Si se adoptan las medidas de seguridad, como amarrar los materiales en la cubierta para que no sean llevados por la acción del viento, se recogen los restos del montaje, si se emplean medios auxiliares de elevación en buenas condiciones (cinchas, cestas, etc) el riesgo sería bajo			
Entrada de personal ajeno a la obra por despiste o por desconocimiento.		Grave	Probable	
Riesgo vial		Muy grave	Probable	Medio
Caída de objetos a la calle.		Muy grave	Probable	Peligroso
Caída de objetos mientras éstos son elevados.		Mortal	Probable	Peligroso
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN				

<ul style="list-style-type: none"> • Cerramientos de los acopios realizados a pié de calle. Mediante vallas de dos metros de altura. • Señalización de prohibición de entrada del personal a la obra. • Protecciones perimetrales para evitar la caída de objetos sobre peatones. Como marquesinas o redes en los bordes cubiertas para contener caída de objetos. • Los medios auxiliares estarán en buenas condiciones. • La maquinaria para elevar cargas estarán en buenas condiciones y con los permisos en regla. • No se elevarán cargas sueltas. Siempre en cestas o bien atadas con cinchas o redes. • No se dejará ningún elemento suelto en cubiertas inclinadas que pudiera resbalarse y caer. • Las cargas deberán estar bien sujetas o con pesos encima para que no sean arrastradas por el viento. • Las herramientas estarán en bolsas portaherramientas o sujetas a elementos firmes. En el caso de trabajar sobre cubiertas inclinadas. • Los medios auxiliares estarán en buenas condiciones y con los elementos de amarre que sean necesarios. No dejando nada medio suelto o a medio montar. • Señalización nocturna y diurna de las vallas o acopios realizados en la calzada de la calle. • Colocación de protecciones y balizamiento de elementos salientes de plataformas. Evitando el choque de personas. 	
PROTECCIONES INDIVIDUALES	PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN
<ul style="list-style-type: none"> • Casco de seguridad • Botas de seguridad 	<ul style="list-style-type: none"> • Cerramiento acopios • Protecciones en los salientes de las plataformas

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

RIESGOS METEREOLÓGICOS

Descripción:	
Vientos fuertes	Vientos con velocidades altas que pueden provocar vuelo de material, imposibilidad de manipular material, resbalones provocados por la dificultad en el desplazamiento incluso con riesgo de caída de altura. Pueden provocar caída al vacío de material, herramientas incluso operarios.
Tormentas eléctricas	Caída de rayos a las masas metálicas de la subestructura y de los medios auxiliares.
Tormentas con presencia de abundante agua incluso granizo	Provocando dificultad en los desplazamientos. Pudiendo llegar a provocar resbalones incluso caída de altura
Heladas	Cubiertas heladas, con riesgo de resbalones incluso caídas de altura.
Presencia de humedad combinada con temperaturas bajas	Las masas metálicas y otros materiales húmedos o mojados, combinados con las bajas temperaturas, pueden provocar daños en las manos.
Temperaturas altas Fuertes radiaciones	Pueden provocar deshidratación excesiva, quemaduras incluso provocar un golpe de calor.
Radiaciones altas del sol	En verano, habrá temperaturas fuertes y grado de insolación alto. Con riesgo de golpe de calor y quemaduras


Riesgos específicos:	EVALUACIÓN DEL RIESGO		
	Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Velocidad de viento alta, riesgo choque material contra operarios y caída de altura (empujados por el viento)	Mortal	Probable	Moderado
Caída de material a la calle, empujadas por el viento	Muy grave	Muy probable	Importante
Caída de rayos en caso de tormenta eléctrica	Mortal	Probable	Moderado
Cubiertas heladas; Riesgo de caída al resbalarse.	Mortal	Improbable	Moderado
Tormentas: caída abundante de agua, provocando resbalones con riesgo de caída de altura	Mortal	Probable	Moderado
Presencia de humedad y temperaturas bajas. Riesgo de adherirse las manos a las superficies metálicas mojadas.	Grave	Probable	Tolerable
Golpe de calor	Muy grave	Probable	Moderado
Quemaduras	Muy grave	Improbable	Tolerable

MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN

- Para la colocación de placas no se trabajará con vientos superiores a 50 km/h o 13,89 m/s
- No se dejarán materiales sueltos en la cubierta. Permaneciendo todo amarrado.
- Los restos de montaje, se recogerán en bolsas o cestas. No quedando nada de un día a otro, en especial los días con vientos fuertes.
- Las herramientas se llevarán en bolsas portaherramientas. O permanecerán atadas al cinto.
- Durante las tormentas con aparato eléctrico no se trabajará en la cubierta.
- Las cubiertas inclinadas con una capa de hielo, se evitará en la medida de lo posible trabajar en ellas. Permaneciendo atados en el caso de tener que trabajar.
- Con fuertes trombas de agua o granizo se intentará en la medida de lo posible abandonar la cubierta mientras dure la tormenta.
- Con superficies húmedas y temperaturas bajas, se llevarán guantes impermeables protectores o un guante impermeable.
- Con temperaturas altas se tomarán líquidos no alcohólicos ni carbonatados (coca-cola, kas, etc) para prevenir la deshidratación.
- Para evitar quemaduras, se aplicarán cremas protectoras y se llevarán gorros protectores.

PROTECCIONES INDIVIDUALES	PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN	
<ul style="list-style-type: none"> • Ropa para periodos de lluvia o temperaturas bajas. • Guantes impermeables y de protección mecánica. • Anticaídas. 		

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

CUBIERTAS INCLINADAS			
Descripción:			
Montaje de estructura	Montaje de las estructuras donde se colocaran los paneles fotovoltaicos		
Montaje paneles	Montaje de los paneles fotovoltaicos sobre las estructuras colocadas a tal efecto.		
Conexionado	Montaje del cableado eléctrico y las placas.		
Riesgos específicos:	EVALUACIÓN DEL RIESGO		
	Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Riesgo de caída de altura desde la cubierta	Mortal	Probable	Moderado
Caída de materiales a los pies	Leve	Probable	Tolerable
Caída de objetos sobre las personas	Muy grave	Probable	Moderado
Corte en manos por materiales punzantes o cortantes	Grave	Probable	Tolerable
Exposición a radiaciones	Grave	Probable	Tolerable
Sobreesfuerzos	Grave	Probable	Tolerable
Inclencias meteorológicas (Lluvia, nieve o viento)	Muy grave	Probable	Moderado
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN			
<ul style="list-style-type: none"> • Se colocara plataforma elevadora para acceder a la cubierta. • Colocación barandillas. • Protección de los lucernarios de la cubierta mediante barandillas, tablas o sistema análogo, para impedir a los operarios trabajar en dicha zona. • Repartir el material a colocar en la cubierta de modo que no se sobrecargue una misma zona de la cubierta. El material se almacenara de forma que se eviten sobrecargas y repartidos por zonas de trabajo. Se evitara la caída de dichos materiales con un almacenamiento ordenado. • Empleo del casco de seguridad • Limpieza y orden en la obra. • Izado de material debidamente atado y encintado en el correspondiente palet. Izado de material en bateas. • Los recipientes que transporten los líquidos de sellado se llenaran de tal forma que se garantice que no habrá derrames innecesarios. • Se suspenderán los trabajos en la cubierta cuando la velocidad del viento supere los 50 km/h en prevención del riesgo de caída de objetos y personas. En dicho caso se retiraran las herramientas y materiales que puedan caer al vacío. • Se suspenderán los trabajos en cubiertas con lluvia, nieve o hielo. • En ningún caso debe quedarse solo un trabajador realizando las operaciones encomendadas. • Las características técnicas esenciales de las pasarelas son las siguientes: anchura mínima, 0,5 m; longitud aproximada, 3 m; espesor, 0,03 m; peso, 15 Kg. La pendiente máxima para instalar estos dispositivos es del 40 % y la carga máxima de servicio, 100 Kg por cada 2,25 m. • Se deberá disponer de protector solar adecuado y de agua para evitar deshidrataciones en días calurosos. Se recomienda hacer pequeños descansos cuando aprieta el calor. 			
PROTECCIONES INDIVIDUALES	PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN		
<ul style="list-style-type: none"> • Botas de seguridad. • Guantes protección mecánica. • Gafas antichoque. • Casco de seguridad • Arnés (cuerda, antiácidas...) 	• Plataforma elevadora	Acceso a cubierta	
	• Barandilla	Colocación de cableados de fachada	
		Cubierta	
		Lucernarios de cubierta	
			

MONTAJE SUBESTRUCTURA			
Descripción:			
Preparar superficie			
Montaje mecano	Montaje elementos prefabricados Uniones atornilladas y soldadas. Si se emplea el equipo adecuado, con los epis, el riesgo es bajo		
Pintado	Pintado de protección antioxidante en puntos de soldadura y arañazos.		
Anclaje subestructura a cubierta	Uniones a subestructura cubierta, impermeabilización cubierta.		
MAQUINARIA:		HERRAMIENTAS MEDIOS AUXILIARES	
Grúa para elevación de cargas.	Esmeril		
Grupo electrógeno.	Equipo de soldadura		
Riesgos específicos:		EVALUACIÓN DEL RIESGO	
	Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Radiaciones soldadura	Grave	Improbable	Tolerable
Quemaduras soldadura	Grave	Probable	Tolerable
Caída del equipo de soldadura al vacío	Muy grave	Improbable	Tolerable
Riesgo eléctrico generado por las herramientas	Grave	Improbable	Tolerable
Riesgo de proyección de partículas a los ojos	Grave	Probable	Tolerable
Intoxicación por empleo de productos químicos	Grave	Improbable	Tolerable
Nivel de ruido excesivo por el empleo de herramientas	Grave	Improbable	Tolerable
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN			
<ul style="list-style-type: none"> • Empleo del equipamiento de soldadura. Como guantes, mandiles, protecciones faciales y oculares. • Sujeción de las botellas del equipo de soldadura, y del resto del equipo, a un elemento fijo de la cubierta o a través de algún medio auxiliar. • Las herramientas eléctricas contarán con todas las protecciones, contando con doble protección y marcado CE, los cables no estarán picados. • No se expondrán las herramientas eléctricas a la lluvia o se utilizarán sobre charcos. • Empleo de gafas de protección mecánica para el uso de esmeriles o rotaflex. • Los productos químicos estarán en sus envases perfectamente identificados y empleándose los epis indicados en la ficha técnica del producto. • Empleo de protectores auditivos cuando se generen ruidos excesivos 			
PROTECCIONES INDIVIDUALES		PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN	
<ul style="list-style-type: none"> • Calzado de seguridad. • Anticaídas. • Líneas de vida. • Gafas de soldador. • Manoplas de soldador. • Gafas contra proyecciones. • Protectores auditivos 	•		
	• Chapas metálicas antideslizantes	En los recorridos sobre cubierta inclinada.	

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

MONTAJE DE PLACAS				
Descripción:				
Montaje de placas sobre la subestructura				
MAQUINARIA:			HERRAMIENTAS MEDIOS AUXILIARES	
Grúa para elevación de la carga.			Taladros. Herramientas Manuales. Atornilladores.	
Riesgos específicos:			EVALUACIÓN DEL RIESGO	
	Tipo	Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Caída de placas a los pies	No evitable	Grave	Baja	bajo
Arrastre de placas por el viento durante su manipulación	No evitable	Muy grave	Improbable	-----
Riesgo de daños dorsolumbares por manipulación de cargas	No evitable	Muy graves	Alta	Peligroso
Arrastre de embalajes por el viento	No evitable	Grave	Alta	Peligroso
Riesgo eléctrico generado por las herramientas	Evitable			
Riesgo de proyección de partículas a los ojos	No evitable	Grave	Baja	baja
Intoxicación por empleo de productos químicos	evitable			
Nivel de ruido excesivo por el empleo de herramientas	No evitable	Grave	Bajo	Bajo
Caída de las placas a los pies	No evitable	Grave	Bajo	Bajo
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN				
<ul style="list-style-type: none"> • No se trabajarán con vientos fuertes, superiores a 50 Km/h o con vientos inferiores que impidan una correcta manipulación de las placas. • Se procurará manipular las placas entre dos personas para evitar trastornos musculoesqueléticos. • Los embalajes se recogerán en el día. Dejando siempre un peso encima para evitar que sean arrastrados por el viento. • Las herramientas eléctricas contarán con todas las protecciones, contando con doble protección y marcado CE, los cables no estarán picados. • No se expondrán las herramientas eléctricas a la lluvia o se utilizarán sobre charcos. • Empleo de gafas de protección mecánica para el uso de esmeriles o rotaflex. • Los productos químicos estarán en sus envases perfectamente identificados y empleándose los epis indicados en la ficha técnica del producto. • Empleo de protectores auditivos cuando se generen ruidos excesivos 				
PROTECCIONES INDIVIDUALES		PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN		
<ul style="list-style-type: none"> • Calzado de seguridad. • Anticaídas. • Gafas contra proyecciones. 				
		<ul style="list-style-type: none"> • Chapas metálicas antideslizantes 		
		<ul style="list-style-type: none"> • Barandillas 		
		En los recorridos sobre cubierta inclinada.		
		En bordes cubierta		

1.2.4.6. Descripción de los riesgos generales de la obra

RIESGOS GENERALES DE LA OBRA.			
Descripción:			
MONTAJE DE PLACAS EN CUBIERTA			
Riesgos generales:	EVALUACIÓN DEL RIESGO		
	Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Punzonamiento.	Grave	Muy probable	Importante
Caída de material a los pies	Grave	Poco probable	Tolerable
Riesgo de caída de altura por los bordes de la cubierta	Mortal	Probable	Moderado
Riesgo de caída de altura por rotura de la cubierta.	Mortal	Probable	Moderado
Riesgo de caída de altura o distinto nivel en el acceso a cubierta.	Mortal	Probable	Moderado
Caída de altura desde el montacargas	Mortal	Poco probable	Tolerable
Caída de altura desde medios auxiliares (andamios)	Mortal	Probable	Moderado
Caída de altura desde escaleras	Muy grave	Probable	Moderado
Arrastre de materiales por el viento	Muy grave	Poco probable	Tolerable
Tropezamiento con los materiales.	Leve	Poco probable	Trivial
Caída de materiales por el borde de la cubierta al escurrirse por la cubierta inclinada	Muy grave	Poco probable	Tolerable
Caída de materiales mientras son elevados hasta cubierta.	Muy grave	Probable	Moderado
Caída de materiales al ser desplazado por el viento a la calle.	Grave	Poco probable	Tolerable
Proyecciones de partículas a los ojos	Grave	Probable	Tolerable
Ruidos excesivos.	Grave	Poco probable	Tolerable
Riesgo eléctrico por contacto eléctrico	Grave	Probable	Tolerable
Riesgo por intoxicación con productos químicos	Grave	Poco probable	Tolerable
Corte con puntas de los materiales.	Grave	Poco probable	Tolerable
Quemaduras producidas por la soldadura	Grave	Probable	Tolerable
Radiaciones luminosas de la soldadura	Grave	Poco probable	Tolerable
Quemaduras producidas por el sol	Graves	Probable	Tolerable
Golpe de calor por deshidratación.	Grave	Poco probable	Tolerable
Riesgo caída de rayos	Muy grave	Poco probable	Tolerable
Riesgo de caída de altura por tormentas con granizo y abundante agua.	Muy grave	Poco probable	Tolerable
Riesgo de caída de altura al resbalarse con la cubierta helada	Mortal	Improbable	Moderado
Entrada de terceros a la obra.	Leve	Poco probable	Tolerable
Accidentes viales contra zonas de acopios.	Grave	Poco probable	Tolerable
Choque de peatones contra medios auxiliares	Grave	Poco probable	Tolerable
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN			

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- Cerramientos de los acopios realizados a pié de obra. Mediante vallas de dos metros de altura.
 - Señalización de prohibición de entrada del personal a la obra.
 - Protecciones en el perímetro para evitar la caída de objetos sobre peatones. Como marquesinas o redes en los bordes cubiertas para contener caída de objetos.
 - Los medios auxiliares estarán en buenas condiciones.
 - La maquinaria para elevar cargas estarán en buenas condiciones y con los permisos en regla.
 - No se elevarán cargas sueltas. Siempre en cestas o bien atadas con cinchas o redes.
 - No se dejará ningún elemento suelto en cubiertas inclinadas que pudiera resbalarse y caer.
 - Las cargas deberán estar bien sujetas o con pesos encima para que no sean arrastradas por el viento.
 - Las herramientas estarán en bolsas portaherramientas o sujetas a elementos firmes. En el caso de trabajar sobre cubiertas inclinadas.
 - Los medios auxiliares estarán en buenas condiciones y con los elementos de amarre que sean necesarios. No dejando nada medio suelto o a medio montar.
 - Señalización nocturna y diurna de las vallas o acopios realizados en la calzada.
 - Colocación de protecciones y balizamiento de elementos salientes de andamios y montacargas. Evitando el choque de personas.
 - Para la colocación de placas no se trabajará con vientos superiores a 50 Km/h o 13,89 m/s
 - No se dejarán materiales sueltos en la cubierta. Permaneciendo todo amarrado.
 - Los restos de montaje, se recogerán en bolsas o cestas. No quedando nada de un día a otro, en especial los días con vientos fuertes.
 - Durante las tormentas con aparato eléctrico no se trabajará en la cubierta.
 - Las cubiertas inclinadas con una capa de hielo, se evitará en la medida de lo posible trabajar en ellas. Permaneciendo atados en el caso de tener que trabajar.
 - Con fuertes trombas de agua o granizo se intentará en la medida de lo posible abandonar la cubierta mientras dure la tormenta.
 - Con superficies húmedas y temperaturas bajas, se llevarán guantes impermeables protectores o un guante impermeable.
 - Con temperaturas altas se tomarán líquidos no alcohólicos ni carbonatados (coca-cola, kas, etc) para prevenir la deshidratación.
 - Para evitar quemaduras, se aplicarán cremas protectoras y se llevarán gorros protectores.
 - Empleo del equipamiento de soldadura. Como guantes, mandiles, protecciones faciales y oculares.
 - La botellas contarán con válvulas antirretroceso.
 - Las botellas contarán con manómetro.
 - Las botellas contarán con indicador de cantidad.
 - Sujeción de las botellas del equipo de soldadura, y del resto del equipo, a un elemento fijo de la cubierta o a través de algún medio auxiliar.
 - Las herramientas eléctricas contarán con todas las protecciones, contando con doble protección y marcado CE, los cables no estarán picados.
 - No se expondrán las herramientas eléctricas a la lluvia o se utilizarán sobre charcos.
 - Empleo de gafas de protección mecánica para el uso de esmeriles o rotaflex.
 - Los productos químicos estarán en sus envases perfectamente identificados y empleándose los epis indicados en la ficha técnica del producto.
 - Empleo de protectores auditivos cuando se generen ruidos excesivos
 - Desconectar la instalación de la nave o aplicar procedimientos de trabajos en tensión. Durante conexión instalación fotovoltaica a red.
-
- Proteger las instalaciones existentes sensibles a ser rotas o dañadas durante la obra.
 - Utilización de botas de seguridad.
 - No permanecer junto a la máquina en movimiento.
 - No permanecer junto a la carga cuando está siendo izada y desplazada.
 - No montarse sobre las máquinas o la carga en movimiento.
 - Limpieza de cartones y restos del embalaje.
 - Limpieza de retos de corte, cables ...
 - En épocas de calor se llevará agua abundante, sombreros para protegerse del sol y crema solar.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

PROTECCIONES INDIVIDUALES	PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN	
<ul style="list-style-type: none"> • Utilización de calzado seguridad. • Guantes. • Cascos. • Gafas anti proyecciones. • Pantallas soldaduras. • Manoplas soldador. • Sistema anticaídas. • Protecciones eléctricas si trabajan en tensión. • Anticaídas 		
	• Barandillas	Borde de la cubierta. Plataformas elevadoras. Montacargas.
	• Vallado	Zona de acopios
	• Señalización	Zona acopios Balizamiento vallas Balizamiento nocturno vallas
	• Balizamiento bordes cubiertas.	
	• Pasarelas en cubiertas frágiles.	

MAQUINARIA	
Descripción:	
<ul style="list-style-type: none"> • Grúa para elevación de cargas. • Plataformas elevadoras. 	
RIESGOS GENERALES:	
<p>Caídas del personal al subir o bajar de la maquinaria. Atrapamientos. Sobreesfuerzos. Golpes contra objetos Choques entre vehículos. Electrocución. Proyecciones. Deficiente mantenimiento Vibraciones Ruido Polvo Fatiga térmica</p>	
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN	
<ul style="list-style-type: none"> • Marcado CE u homologación de la máquina. • Maquinista cualificado • Talud natural de tierras • Faros adelante y de marcha atrás • Servofrenos • Freno de mano • Bocina automática de retroceso • Sirena luminosa. • Retrovisor a ambos lados • Mantenimiento periódico de los sistemas hidráulicos y mecánicos. • Prohibición de permanecer o trabajar en el radio de acción de la máquina. • Prohibición de sortear debajo o en proximidades de las máquinas. • Prohibición de trabajar o circular a menos de 5 m de las líneas de alta tensión • Caso de contacto eléctrico, el maquinista permanecerá en la máquina. • Prohibición en el mantenimiento y reparación con el motor en marcha • Señalización de caminos de circulación y limitación de velocidad. • Ayudas a señalistas. • Delimitación de cunetas a 3 m del corte del talud natural. 	
PROTECCIONES INDIVIDUALES	PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

<ul style="list-style-type: none"> • Casco de seguridad • Calzado con puntera reforzada y plantilla antipunturas. • Gafas antipolvo (en su caso) • Mascarilla con filtro mecánico (en su caso). • Guantes de cuero • Traje de agua (en su caso) • Protectores auditivos • Botas de P.V.C. con puntera reforzada (en su caso) • Cinturón elástico antivibratorio (en su caso). 	<ul style="list-style-type: none"> — Cabina con estructura de protección en caso de vuelco y caída de objetos. — Asiento antivibratorio y anatómico — Cabina insonorizada y climatizada.
--	---

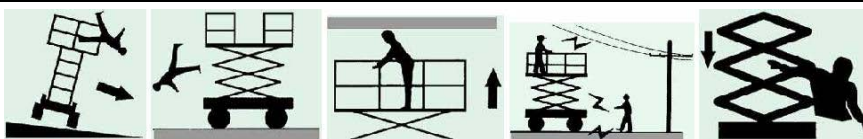
PLATAFORMAS ELEVADORAS MÓVILES DE PERSONAL

Descripción:

La plataforma elevadora móvil de personal es una máquina móvil destinada a desplazar personas hasta una posición de trabajo

Riesgos específicos:	EVALUACIÓN DEL RIESGO		
	Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Caídas a distinto nivel	Mortal	Probable	Moderado
Vuelco del equipo	Muy grave	Probable	Moderado
Caída de materiales sobre personas y/o bienes	Muy grave	Probable	Moderado
Golpes, choques o atrapamientos del operario o de la propia plataforma contra objetos fijos o móviles	Grave	Probable	Tolerable
Contactos eléctricos directos o indirectos	Grave	Probable	Tolerable
Caídas al mismo nivel	Grave	Probable	Tolerable
Atrapamiento entre alguna de las partes móviles de la estructura y entre ésta y el chasis	Grave	Probable	Tolerable

Gráficos:



MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Normas previas a la puesta en marcha de la plataforma

- Inspección visual de soldaduras deterioradas u otros defectos estructurales, escapes de circuitos hidráulicos, daños en cables diversos, estado de conexiones eléctricas, estado de neumáticos, frenos y baterías, etc.
- Comprobar el funcionamiento de los controles de operación para asegurarse que funcionan correctamente.

Normas previas a la elevación de la plataforma

- Comprobar la posible existencia de conducciones eléctricas de A.T. en la vertical del equipo. Hay que mantener una distancia mínima de seguridad, aislarlos o proceder al corte de la corriente mientras duren los trabajos en sus proximidades.
- Comprobar el estado y nivelación de la superficie de apoyo del equipo.
- Comprobar que el peso total situado sobre la plataforma no supera la carga máxima de utilización.
- Si se utilizan estabilizadores, se debe comprobar que se han desplegado de acuerdo con las normas dictadas por el fabricante y que no se puede actuar sobre ellos mientras la plataforma de trabajo no esté en posición de transporte o en los límites de posición.
- Comprobar estado de las protecciones de la plataforma y de la puerta de acceso.
- Comprobar que los cinturones de seguridad de los ocupantes de la plataforma están anclados adecuadamente.
- Delimitar la zona de trabajo para evitar que personas ajenas a los trabajos permanezcan o circulen por las proximidades.

Normas de movimiento del equipo con la plataforma elevada

- Comprobar que no hay ningún obstáculo en la dirección de movimiento y que la superficie de apoyo es resistente y sin desniveles.
- Mantener la distancia de seguridad con obstáculos, escombros, desniveles, agujeros, rampas, etc., que comprometan la seguridad. Lo mismo se debe hacer con obstáculos situados por encima de la plataforma de trabajo.
- No se debe elevar o conducir la plataforma con viento o condiciones meteorológicas adversas.
- No manejar la PEMP de forma temeraria o distraída.
- No sobrecargar la plataforma de trabajo.
- No utilizar la plataforma como grúa.
- No sujetar la plataforma o el operario de la misma a estructuras fijas.
- Está prohibido añadir elementos que pudieran aumentar la carga debida al viento sobre la PEMP, por ejemplo paneles de anuncios, ya que podrían quedar modificadas la carga máxima de utilización, carga estructural, carga debida al viento o fuerza manual, según el caso.
- Cuando se esté trabajando sobre la plataforma el o los operarios deberán mantener siempre los dos pies sobre la misma. Además deberán utilizar los cinturones de seguridad o arnés debidamente anclados.
- No se deben utilizar elementos auxiliares situados sobre la plataforma para ganar altura.
- Cualquier anomalía detectada por el operario que afecte a su seguridad o la del equipo debe ser comunicada inmediatamente y subsanada antes de continuar los trabajos.
- Está prohibido alterar, modificar o desconectar los sistemas de seguridad del equipo.
- No subir o bajar de la plataforma si está elevada utilizando los dispositivos de elevación o cualquier otro sistema de acceso.
- No utilizar plataformas en el interior de recintos cerrados, salvo que estén bien ventilados.
- No se deben rellenar los depósitos de combustible (PEMP con motor de combustión) con el motor en marcha.
- Las baterías deben cargarse en zonas abiertas, bien ventiladas y lejos de posibles llamas, chispas, fuegos y con prohibición de fumar.
- No se deben hacer modificaciones de cualquier tipo en todo el conjunto de las PEMP.

Normas después del uso de la plataforma

- Al finalizar el trabajo, se debe aparcar la máquina convenientemente.
- Cerrar todos los contactos y verificar la inmovilización, falcando las ruedas si es necesario.
- Limpiar la plataforma de grasa, aceites, etc., depositados sobre la misma durante el trabajo. Tener precaución con el agua para que no afecten a cables o partes eléctricas del equipo.
- Dejar un indicador de fuera de servicio y retirar las llaves de contacto depositándolas en el lugar habilitado para ello.

PROTECCIONES INDIVIDUALES	PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN	
• Botas de seguridad.	•	
• Guantes protección mecánica.	•	
• Gafas antichoque.	•	
• Casco de seguridad	•	

GRUAS ACOPLADAS A CAMIONES			
Descripción:			
Grúas acopladas a camiones			
Riesgos específicos:	EVALUACIÓN DEL RIESGO		
	Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Atropellos del personal de otros trabajos	Mortal	Improbable	Tolerable
Deslizamientos y derrapes por embarramiento del suelo	Grave	Probable	Tolerable
Abandono de la máquina sin apagar el contacto	Muy grave	Probable	Moderado
Vuelcos y caídas por terraplenes	Mortal	Probable	Moderado
Colisiones con otros vehículos	Muy grave	Probable	Moderado
Contactos con conducciones aéreas	Muy grave	Probable	Moderado
Desplomes de taludes ó terraplenes	Muy grave	Probable	Moderado
Quemaduras y lesiones. (durante el mantenimiento)	Grave	Probable	Tolerable
Desprendimientos de las cargas manipuladas	Mortal	Probable	Moderado
Caídas desde el vehículo	Leve	Probable	Tolerable
Producción de ruidos y vibraciones y polvo etc	Grave	Probable	Tolerable
Dermatitis, debido al contacto de la piel con el cemento.	Grave	Probable	Tolerable
Neumoconiosis, debido a la aspiración de polvo de cemento	Grave	Improbable	Tolerable
Atrapamientos por puesta en marcha fortuita.	Muy grave	Probable	Moderado
Contactos eléctricos.	Grave	Probable	Tolerable

MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN

- Respetar las normas de circulación interna de la obra.
- Para subir y bajar de la máquina utilizar los peldaños de acceso,
- No abandonar el vehículo saltando del mismo si no hay peligro.
- No efectúe trabajos de mantenimiento con la máquina en movimiento o con el motor en marcha.
- No permitir acceder a la máquina a personal no autorizado.
- Adopte las precauciones normales cuando mantenga la máquina y use las prendas de protección personal recomendadas.
- Para manipular repostar etc. desconectar el motor.
- Controlar el libro de mantenimiento de la grúa y revisiones.
- El gancho o doble gancho estará dotado de pestillo de seguridad.
- Entregar al conductor las normas generales de seguridad para maquinistas.
- Comprobar el perfecto apoyo de los gatos.
- Controlar las maniobras de la grúa por un especialista.
- Comprobar el no sobrepasar la carga máxima admitida en función de la longitud y pendiente o inclinación del brazo de la grúa.
- Mantener siempre a la vista la carga. De no ser posible efectuar las maniobras con un señalista experto.
- Se prohíbe expresamente arrastrar las cargas con estas máquinas.
- Se respetará la distancia de seguridad de 5 metros.
- Mantener la grúa alejada de los terrenos inseguros.
- No pasar el brazo de la grúa por encima del personal.
- No dar marcha atrás sin el auxilio de un ayudante.
- No realizar trabajos sin una buena visibilidad.
- No realizar arrastres de cargas o esfuerzos sesgados.
- Izar una sola carga cada vez.
- Asegurar la estabilidad de la máquina antes de trabajar.
- No abandonar la grúa con una carga suspendida.
- Respetar las cargas e inclinaciones de pluma máximas.
- Asegure los aparatos de izado y ganchos con pestillos.
- Atender fielmente las medidas de seguridad de la obra.

HERRAMIENTA	
Descripción:	
<ul style="list-style-type: none"> • Taladros. • Atornilladores • Grupos de soldadura. • Esmeriles • Radiales de mano. 	
RIESGOS GENERALES:	
<ul style="list-style-type: none"> • Proyecciones • Cortes • Polvo • Incendio • Ruido • Contacto eléctrico <ul style="list-style-type: none"> - Directo - Indirecto • Sobreesfuerzos 	
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN	
<p style="text-align: center;">Persona cualificada.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Protección eléctrica a base de doble aislamiento. • En ausencia de lo anterior, conexión eléctrica a tierra en combinación de interruptores diferenciales de 30 mA • Estado adecuado de cable y clavija de conexión • Utilización del complemento adecuado y sustitución del desgastado. • Reparación eléctrica de los mismos por personal especializado. • No retirar las protecciones normalizadas de disco, pistola, etc., y utilización el de revoluciones adecuadas o útil indicado. • Para evitar quemaduras, se aplicarán cremas protectoras y se llevarán gorros protectores. • Empleo del equipamiento de soldadura. Como guantes, mandiles, protecciones faciales y oculares. • La botellas contarán con válvulas antirretroceso. • Las botellas contarán con manómetro. • Las botellas contarán con indicador de cantidad. • Sujeción de las botellas del equipo de soldadura, y del resto del equipo, a un elemento fijo de la cubierta o a través de algún medio auxiliar. 	
PROTECCIONES INDIVIDUALES	PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN
<ul style="list-style-type: none"> • Casco de seguridad • Calzado con puntera reforzada y plantilla antipunturas. • Gafas antipolvo (en su caso) • Mascarilla con filtro mecánico (en su caso). • Guantes de cuero • Traje de agua (en su caso) • Protectores auditivos • Botas de P.V.C. con puntera reforzada (en su caso) • Cinturón elástico antivibratorio (en su caso). 	

CAMIONES DE TRANSPORTES EN GENERAL			
Descripción:			
Riesgos específicos:	EVALUACIÓN DEL RIESGO		
	Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Atropellos del personal de otros trabajos	Mortal	Improbable	Tolerable
Deslizamientos y derrapes por embarramiento del suelo	Grave	Probable	Tolerable
Abandono de la máquina sin apagar el contacto	Muy grave	Probable	Moderado
Vuelcos y caídas por terraplenes	Mortal	Probable	Moderado
Colisiones con otros vehículos	Muy grave	Probable	Moderado
Contactos con conducciones aéreas o enterradas	Muy grave	Probable	Moderado
Desplomes de taludes ó terraplenes	Muy grave	Probable	Moderado
Quemaduras y lesiones. (durante el mantenimiento)	Grave	Probable	Tolerable
Proyección de materiales durante el trabajo	Grave	Probable	Tolerable
Caídas desde el vehículo	Leve	Probable	Tolerable
Producción de ruidos y vibraciones y polvo etc	Grave	Probable	Tolerable
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN			
<ul style="list-style-type: none"> • Respetar las normas de circulación interna de la obra. • Para subir y bajar de la máquina utilizar los peldaños de acceso. • No abandonar el vehículo saltando del mismo si no hay peligro. • No efectúe trabajos de mantenimiento con la máquina en movimiento o con el motor en marcha. • No permitir acceder a la máquina a personal no autorizado. • Adopte las precauciones normales cuando mantenga la máquina y use las prendas de protección personal recomendadas. • Para manipular repostar etc. desconectar el motor. • No liberar los frenos de la máquina en posición de parada sin instalar los tacos de inmovilización. • Durante las operaciones de repostado y mantenimiento adopte las medidas de precaución recomendadas en la Norma. • Efectuar cargas y descargas en los lugares designados al efecto. • Buen estado de los vehículos. • Uso de calzos en las ruedas además del freno de mano. • Acceso y abandono de las cajas de transporte de mercancías mediante el uso de escalerillas de mano. • Dirigir las maniobras de carga y descarga por una persona adecuada. • Instalación de las cargas en las cajas de manera uniforme. • En caso de disponer de grúa auxiliar el camión, el gancho de ésta estará provisto de pestillo de seguridad. • Los operarios encargados de las operaciones de carga y descarga de materiales estarán provistos del siguiente equipo: <ul style="list-style-type: none"> • Guantes o manoplas de cuero adecuadas al trabajo. • Botas de seguridad. • Se les instruirá para la adopción de las siguientes medidas: <ul style="list-style-type: none"> • No trepar ni saltar de las cajas de los camiones. • Para guiar cargas en suspensión usar los cabos guías. • No permanecer debajo de las cargas. 			

MANIPULACION MANUAL DE CARGAS

Descripción:

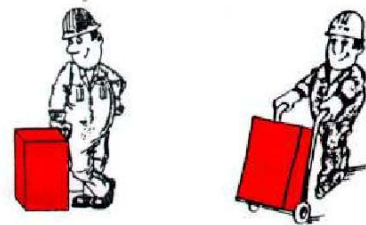
Manipulación manual de diferentes elementos (herramientas, útiles, pieza metálicas,...).

Riesgos específicos:	EVALUACIÓN DEL RIESGO		
	Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Contusiones, cortes, heridas, fracturas	Grave	Probable	Tolerable
Lesiones músculo-esqueléticas	Muy grave	Probable	Moderado

MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN

Antes de coger la carga

- Estudiar la carga (por donde coger, tiene aristas vivas,...)
- Estudiar el trayecto (¿hay obstáculos a mitad de camino?,...) Estudiar los medios auxiliares a utilizar (¿grúa?)

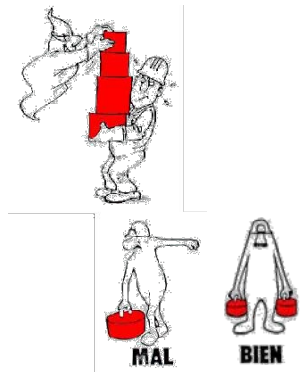


Al coger la carga

- Asegurar un buen equilibrio separando los pies ligeramente
- Colocarse lo más cerca posible de la carga
- Mantener la espalda siempre recta, flexionar las rodillas y levantar la carga utilizando la fuerza de las piernas

Evitar Transporte de la carga

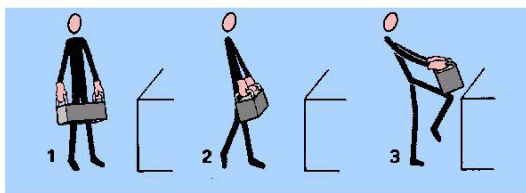
- Equilibrar las cargas, en caso de llevar más de una Llevar lo más posible pegada al cuerpo la carga.
- La carga no debe impedir ver lo que hay delante Caminar de forma natural coger cargas con un excesivo peso de forma continuada (25 kg.)



Depositar la carga

- Depositarla con suavidad, manteniendo la espalda recta. **Otros consejos** Evita las torsiones del tronco al coger o depositar cualquier carga.
- Pedir ayuda a los compañeros para manipular cargas de excesivo peso o tamaño
- Aprovechar el peso de la carga y la fuerza del cuerpo para coger cargas y depositarlas. Tener cuidado al depositarlas para no atraparse las manos.

Los elementos que este atornillados, sujetos... pueden desprenderse violentamente la dejar de ejercer presión el elemento que los sostiene, no colocarse debajo.



PROTECCIONES INDIVIDUALES	PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN	
<ul style="list-style-type: none"> • Botas de seguridad. • Guantes protección mecánica. 	•	
	•	



Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

MEDIOS AUXILIARES DE ELEVACIÓN				
Riesgos generales:		EVALUACIÓN DEL RIESGO		
		Consecuencias	Probabilidad	Riesgo
Rotura medio auxiliar y caída de la carga		Mortals	Probable	Intolerable
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN				
<ul style="list-style-type: none"> • Marcado CE de los medios auxiliares. • Etiqueta, chapa u otro modo de marcado de la carga máxima. • Buen estado de las eslingas, sin cortes, desilachamientos o excesivo desgaste. • Buen estado cadenas; eslabones sin dobleces, no abiertos. • Las cadenas se engancharán de los extremos, nunca doblando la cadena. • Todos los ganchos contarán con pestillos de seguridad. • Las sirgas metálicas estarán en buen estado; sin dobleces, sin cocas, el desilachamiento no será excesivo, la oxidación no será excesiva, los ojos de la sirga estarán protegidos. • Otros medios auxiliares de elevación estarán homologados o con marcado CE. 				
PROTECCIONES INDIVIDUALES		PROTECCIONES COLECTIVAS / UBICACIÓN		

ORDEN Y LIMPIEZA	
Descripción:	
ACOPIOS DE MATERIALES	Traída de materiales a un punto de la obra desde el cual se distribuirá por la obra. Garantizando un orden en la obra.
ACOPIOS PROVISIONALES	Los punto de acopio provisionales se harán mientras dure el tajo en ese punto. Despejando el lugar una vez que finalice la obra en ese punto.
LIMPIEZA DE LOS TAJOS	El embalaje será recogido de forma inmediata una vez que sean desechados. Siendo recogidos en un punto para su salida inmediata de la obra. Pudiendo tener un punto, como un contenedor, para irlos guardando de forma provisional en la obra.
LIMPIEZA INSTALACIONES DE BIENESTAR	Las instalaciones de bienestar se irán limpiando de forma periódica. Tantas veces como haga falta para mantenerlas en unas condiciones dignas.
LIMPIEZA DE LOS TAJOS	Una vez finalizado el trabajo en un tajo. Se procederá a la limpieza de esa zona.
LOS RESTOS ORGÁNICOS DE LOS ALMUERZOS O COMIDAS	Serán retirados a unas bolsas o contenedores para sacarlos de la obra en el día.

ESCALERAS Y ESCALERAS DE TIJERA	
RIESGOS GENERALES:	
Caídas a distinto nivel o al vacío por:	
<ul style="list-style-type: none"> • Uso de material en mal estado (roturas, fallos, cimbreos). • Fallo de la base de la escalera. • Caídas en operaciones de ascenso y descenso de la escalera • Apertura accidental o excesiva provocando la caída. 	
MEDIDAS PREVENTIVAS DE APLICACIÓN	

Transporte de escaleras

A brazo:

- Procurar no dañarlas. Depositarlas, no tirarlas.
- No utilizarlas para transportar materiales. Para una sola persona:
- Sólo transportará escaleras simples o de tijeras con un peso máximo que en ningún caso superará los 55 kg.
- No se debe transportar horizontalmente. Hacerlo con la parte delantera hacia abajo.
- No hacerla pivotar ni transportarla sobre la espalda, entre montantes, etc.

Por dos personas:

- En el caso de escaleras transformables se necesitan dos personas y se deberán tomar las siguientes precauciones:
- Transportar plegadas las escaleras de tijera.
- Las extensibles se transportarán con los paracaídas bloqueando los peldaños en los planos móviles y las cuerdas atadas a dos peldaños vis a vis en los distintos niveles.
- No arrastrar las cuerdas de las escaleras por el suelo.

En vehículos:

- Protegerlas reposando sobre apoyos de goma.
- Fijarla sólidamente sobre el porta-objetos del vehículo evitando que cuelgue o sobresalga lateralmente.
- La escalera no deberá sobrepasar la parte anterior del vehículo más de 2 m en caso de automóviles.
- Cuando se carguen en vehículos de longitud superior a 5 m podrán sobresalir por la parte posterior hasta 3 metros. En vehículos de longitud inferior la carga no deberá sobresalir ni por la parte anterior ni posterior más de 1/3 de su longitud total.
- Cuando las escaleras sobresalgan por la parte posterior del vehículo, durante la noche una luz roja o dispositivo reflectante que refleje en ese color la luz que reciba y, durante el día, cubierta con un trozo de tela de color vivo (Art. 59 Código Circulación).

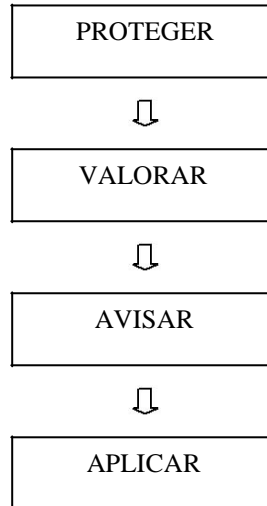
Colocación de escaleras para trabajo

- No situar la escalera detrás de una puerta que previamente no se ha cerrado. No podrá ser abierta accidentalmente.
- Limpiar de objetos las proximidades del punto de apoyo de la escalera.
- No situarla en lugar de paso para evitar todo riesgo de colisión con peatones o vehículos y en cualquier caso balizarla o situar una persona que avise de la circunstancia.
- Situar la escalera sobre el suelo de forma que los pies se apoyen sobre un obstáculo resistente para que no se deslice.
- Las superficies deben ser planas, horizontales, resistentes y no deslizantes. La ausencia de cualquiera de estas condiciones pueden provocar graves accidentes.
- No se debe situar una escalera sobre elementos inestables o móviles (cajas, bidones, planchas, etc).
- La inclinación de la escalera deber ser tal que la distancia del pie a la vertical pasando por el vértice esté comprendida entre el cuarto y el tercio de su longitud, correspondiendo una inclinación comprendida entre 75,5º y 70,5º.
- El ángulo de abertura de una escalera de tijera debe ser de 30º como máximo, con la cuerda que une los dos planos extendida o el limitador de abertura bloqueado.

Utilización de escaleras

- No deben utilizar escaleras personas que sufran algún tipo de vértigo o similares.
- El ascenso y descenso de la escalera se debe hacer siempre de cara a la misma teniendo libres las manos y utilizándolas para subir o bajar los escalones. Cualquier objeto a transportar se debe llevar colgando al cuerpo o cintura.
- Si los pies están a más de 2 m del suelo, utilizar cinturón de seguridad anclado a un punto sólido y resistente.
- Fijar el extremo superior de la escalera
- Para trabajos de cierta duración se pueden utilizar dispositivos tales como reposapiés que se acoplan a la escalera
- En cualquier caso sólo la debe utilizar una persona para trabajar.
- No trabajar a menos de 5 m de una línea de A.T. y en caso imprescindible utilizar escaleras de fibra de vidrio aisladas.
- No deben ser recubiertas por productos que impliquen la ocultación o disimulo de los elementos de la escalera.
- Se pueden recubrir, por ejemplo, de aceites de vegetales protectores o barnices transparentes.
- Comprobar el estado de corrosión de las partes metálicas.

1.3. Actuación en caso de emergencia



PROTEGER:

Proteger al herido eliminando la causa del accidente.

No exponerse al riesgo por atender al herido.

VALORAR:

Valorar el estado del herido: si está consciente, si respira, si tiene pulso o no.

AVISAR:

-) Dar aviso al 112.
- a) Indicando:
- b) Identificación del que llama.
- c) Indicar ubicación y acceso a la obra.

- Causa del accidente y número de heridos.
- Posición del herido.
- Estado del herido: si está consciente, si respira, si tiene pulso.

1.4. Normativa y reglamentos:

1.4.1. Normativa oficial

- Real Decreto Legislativo 1/1995, de 24 de marzo, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley del Estatuto de los Trabajadores.
- Ley de Prevención de Riesgos Laborales (Ley 31/1995, de 8 de Noviembre).
- Reglamento de los Servicios de Prevención (Real Decreto 39/1997 de 17 de Enero).
- Real Decreto 486/1997, de 14 de abril, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en los lugares de trabajo.
- Real Decreto 1215/1997, de 18 de julio, Real Decreto 487/1997 de los Equipos de trabajo.
- Real Decreto 773/1997, de 30 de mayo, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la utilización por los trabajadores de equipos de protección individual.
- Real Decreto 485/1997, de 14 de abril, por el que se establecen disposiciones mínimas en materia de señalización de seguridad y salud en el trabajo.
- Real Decreto 665/1997, de 12 de mayo, sobre la protección de los trabajadores contra los riesgos relacionados con la exposición a agentes cancerígenos durante el trabajo.
- Real Decreto 487/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas a la manipulación manual de cargas que entrañe riesgos, en particular dorsolumbares, para los trabajadores.
- Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas en materia de seguridad y salud en las obras de construcción.
- Real Decreto 488/1997, de 14 de abril, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud relativas al trabajo con equipos que incluyen pantallas de visualización.
- Real Decreto 216/1999, de 5 de febrero, sobre disposiciones mínimas de seguridad y salud en el trabajo en el ámbito de las empresas de trabajo temporal.
- Real Decreto 614/2001, de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente a los riesgos eléctricos.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (Orden de 9 de Marzo de 1971). La parte que a la fecha esté vigente.
- Real Decreto Legislativo 1/1994, de 20 de Junio, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley General de la Seguridad Social
- Real Decreto 1995/1978, de 12 de Mayo, por el que se aprueba el cuadro de enfermedades profesionales en el sistema de la Seguridad Social.
- Reales Decretos por los que se aprueban los Reglamentos sobre notificación de sustancias nuevas y clasificación, envasado y etiquetado de sustancias peligrosas

(R.D. 363/1995, de 10 de marzo, y R.D. 1078 de 2 de julio de 1993).

- Real Decreto 374/2001, de 6 de abril, sobre la protección de la salud y seguridad de los trabajadores contra los riesgos relacionados con los agentes químicos durante el trabajo.
- Real Decreto 1495/1986, de 26 de Mayo, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad en las máquinas.
- Real Decreto 1407/1992, de 20 de noviembre, que regula las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual.
- Real Decreto Legislativo 5/2000, de 4 de agosto, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley sobre infracciones y sanciones en el orden social.
- Orden de 16 de Diciembre de 1987 por lo que se establecen nuevos modelos para la notificación de accidentes de trabajo y se dan instrucciones para su cumplimentación y tramitación.
- Orden de 14 de Abril de 1989, sobre gestión de los Policlorobifenilos y Policloroterfenilos.
- Real Decreto sobre protección de los trabajadores frente a los riesgos derivados de la exposición al ruido durante el trabajo (R.D. 1316/1989, de 27 de Octubre).
- Reglamentos técnicos que resulten aplicables. Entre otros se destacan los siguientes:
- Reglamento de Líneas Eléctricas Aéreas de Alta Tensión (Decreto de 28 de Noviembre de 1968).
- Real Decreto 842/2002 de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Reglamento de Aparatos a Presión (Real Decreto 1244/1979 de 4 de Abril).
- Real Decreto 769/1999, de 7 de mayo, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo 97/23/CEE, relativa a los equipos de presión y se modifica el Real Decreto 1244/1979, de 4 de abril, que aprobó el Reglamento de aparatos a presión.
- Real Decreto 222/2001, de 2 de marzo, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva 1999/36/CEE, del Consejo, de 29 de abril, relativa a equipos de presión transportables.
- Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos (Real Decreto 668/1980).
- Reglamento sobre las Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación (Real Decreto 3275/1982, de 12 de Noviembre) y sus correspondientes Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Reglamento sobre Trabajos con Riesgo de Amianto (Orden 24732/84 de 31 de Octubre de 1984).

- Reglamento de Aparatos de Elevación y Mantenimiento de los mismos (Real Decreto 2291/1985 de 8 de Noviembre) y sus Instrucciones Técnicas Complementarias.
- Real Decreto 2370/1996, de 18 de noviembre, por el que se aprueba la instrucción técnica complementaria MIE-AEM 4 del Reglamento de aparatos de Elevación y Mantenimiento referente a "grúas móviles autopropulsadas usadas.
- Reglamento de Instalaciones de Protección contra Incendios (Real Decreto 1942/1993 de 5 de noviembre).
- Real Decreto 786/2001, de 6 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Seguridad contra incendios en los establecimientos industriales.

Cualquier otra disposición sobre la materia actualmente en vigor o que se promulgue durante la vigencia de este Plan.

1.5. Prescripciones o mandatos en la obra

Con independencia del obligado cumplimiento de cuantas disposiciones sean de aplicación en relación con los trabajos concretos a realizar, así como de aquellas que en Materia de Seguridad e Higiene se encuentren en vigor y de las normas y procedimientos propios del Centro en el que se realiza el trabajo, se enumeran a continuación los aspectos a los que la experiencia aconseja prestar una mayor atención en la ejecución de los trabajos y cuyo conocimiento y aplicación son de obligado cumplimiento para el CONTRATISTA y su personal.

1.5.1. En general

- Se tomarán precauciones para evitar actuar involuntariamente sobre cualquier aparato (válvula, interruptor de maneta, etc.), en especial en los trabajos de tendidos de cables, transporte de materiales a mano, tránsito próximo a paneles de mando, etc.
- Todo el personal que trabaje en la central deberá cumplir las normas de seguridad establecidas. En particular se utilizarán los preceptivos equipos de protección individual.
- Ante cualquier duda se debe consultar al jefe o persona competente antes de actuar.
- No retirar o alterar barreras de protección y/o señales de seguridad colocadas en la central.

En situaciones de riesgo especial o en aquéllas en las que vayan a ser usados equipos o sustancias peligrosas se tomarán todas las medidas necesarias y se informará previamente al Coordinador en materia de Seguridad y Salud.

1.5.2 Descargo y etiquetado de los equipos

Por la naturaleza de las operaciones a realizar en las instalaciones, en las que, en numerosas ocasiones, han de efectuarse trabajos estando en servicio, se hace necesario un sistema de señalización capaz de evitar cualquier maniobra o manipulación que implique algún riesgo al personal, a la propia instalación o al medio ambiente.

Este sistema de señalización está constituido por las Tarjetas de PELIGRO y las tarjetas de PRUEBAS, cuyas normas de utilización deberán ser estrictamente cumplidas por el personal de las Empresas CONTRATISTAS.

Las tarjetas de PELIGRO, de color rojo, tienen como misión prohibir terminantemente cualquier maniobra en aquellos aparatos en que estén colocadas. Las tarjetas de PRUEBAS de color azul, sólo permiten realizar maniobras a personal autorizado.

El Descargo de instalaciones y sistemas eléctricos, se realizará el acuerdo con lo establecido en los procedimientos existentes al respecto.

La existencia de equipos o sistemas en Descargo no exime al CONTRATISTA de la obligación de comprobar, verificar y adoptar, si procede, las correspondientes medidas de Seguridad.

En caso de encontrar en el suelo una tarjeta de PELIGRO O PRUEBAS, la persona que la halle lo comunicará inmediatamente al Coordinador en materia de Seguridad y Salud identificándose y explicando dónde la encontró.

1.5.3. Edificios provisionales para los trabajadores

- Cuando sean de poco peso estarán anclados al suelo para protegerlos del viento.
- En caso de utilizar energía eléctrica estarán dotados de un interruptor diferencial de alta sensibilidad, emplazado en su interior.

- Si el edificio fuese metálico estará puesto a tierra.
- Caso de emplearse calefacción ésta será eléctrica y blindada.
- Todos los equipos eléctricos utilizados en los edificios serán de doble aislamiento o en caso contrario estarán puestos a tierra.
- Serán apropiados para soportar los rigores climáticos manteniendo el adecuado confort en su interior.
- Los vestuarios estarán dotados de perchas para colgar la ropa, bancos para sentarse y suelo de madera; dispondrán de puerta con cerradura y en su interior existirá un recipiente con tapa para recogida de residuos. Su volumen, superficie y equipamiento se adecuarán a lo establecido en las Disposiciones Oficiales vigentes.
- Estarán dotados de extintores de incendios en proporción a la carga de fuego.

1.5.4. Orden y limpieza

- Los materiales y equipos se situarán en las áreas indicadas, evitándose en todo momento ocupar zonas de paso y acceso. No podrán obstaculizarse pasillos y salidas de emergencia que impedirían una rápida evacuación.
- La zona de trabajo se mantendrá limpia, ordenada y libre de obstrucciones innecesarias.
- Todo el material y equipo sobrante será debidamente acondicionado; si puede recuperarse se llevará al almacén, en caso contrario se trasladará, tras su correcta segregación, a los depósitos respectivos (chatarra, basura, etc.), según corresponda.
- Todo recipiente susceptible de rotura accidental se mantendrá en lugar seguro. Los líquidos se guardarán siempre en su recipiente original u otros apropiados, debidamente identificados y señalizados. No se emplearán nunca botellas u otros contenedores habitualmente destinados a bebidas para contener otros líquidos.
- En caso de derrame de sustancias que hagan el suelo resbaladizo o inflamable, se limpiarán inmediatamente o se señalizará y delimitará la zona.
- Los trapos impregnados de aceite u otros líquidos combustibles, se guardarán en recipientes de uso exclusivo para este fin.
- Todo clavo saliente de una tabla (embalajes, etc.), se arrancará o doblará totalmente sobre la misma.
- Se prohíben las bebidas alcohólicas en el lugar de trabajo.

1.5.5. Protecciones personales

- Todo el personal hará uso inexcusablemente de los equipos de protección individual

- cuyo empleo sea obligatorio, y además aquellos otros que sean necesarios para protegerse de los riesgos de su trabajo específico.
- El casco de seguridad se empleará en toda la obra.
 - Las gafas se emplearán en trabajos con riesgo de proyección para la vista, tales como: virutas de esmerilado, corte, cincelado, manejo o aplicación de líquidos agresivos, picado de soldadura, de paramentos, ambiente pulverígeno, uso de gases a presión, etc.
 - El arnés anticaídas se empleará siempre que exista riesgo de caída a distinto nivel. Cuando el trabajador tenga que desplazarse con riesgo de caída a distinto nivel, se empleará obligatoriamente el arnés de seguridad sujeto a un punto fijo mediante dispositivo anticaídas o bien el sistema de línea de vida.
 - El sistema anticaídas será diferente al equipamiento para trabajos verticales. Teniendo puntos de anclaje diferenciados.
 - Las protecciones auditivas serán de uso obligatorio cuando el uso de herramientas supere el nivel permitido de los 90 dB.
 - En casos concretos y previo estudio pormenorizado, se podrán emplear redes para protección de caída del personal, estando en este caso a lo dispuesto en la norma UNE 81-650 y NTP-1 24.
 - Para trabajos en tensión en BT, el personal estará específicamente adiestrado y cualificado por su empresa, utilizará la herramienta aislada y la protección personal adecuada que indique el procedimiento de trabajo correspondiente, que obligatoriamente deberá existir y ser conocido por el operario.

1.5.6. Botellas de gases

- Se evitará exponerlas a focos de calor, incluidos los rayos solares.
- Se manipularán con cuidado evitando golpes y siempre con la protección de la válvula colocada.
- Si no se emplean estarán debidamente sujetas y con la caperuza de protección de la válvula colocada.
- Cuando se empleen tendrán asegurada su estabilidad.
- Para su transporte se emplearán jaulas o dispositivos adecuados.
- Su almacenamiento será conforme con la ITC, MIE-APQ~005.
- Las botellas de oxígeno y sus accesorios se mantendrán limpios de grasa o aceite.
- No se deben jamás calentar para acelerar la salida del gas.
- Las botellas de acetileno se transportarán en posición vertical, en caso contrario

se mantendrán verticales 8 horas antes de su empleo.

- Está prohibido meter botellas en el interior de recintos confinados, tales como calderas, hornos, depósitos cerrados, tanques, etc.

1.5.7. Equipos de soldadura a gar y oxicorte

- Deberán disponer de válvulas antirretorno junto al soplete, siendo también recomendables en las botellas.
- Cualquier posible fuga deberá buscarse mediante agua jabonosa o detectores adecuados, nunca una llama.
- Se cuidará que en su utilización no caigan chispas o materiales sobre las mangueras.
- Se colocarán mantas ignífugas para protección de chispas o material fundente en evitación de posibles incendios.
- Se cerrarán las botellas siempre que no se use el equipo.
- Si se trabaja en espacios confinados, se sacará todo el equipo (soplete y mangueras) siempre que no se esté empleando.
- Previamente al inicio de trabajos de soldadura, se comprobará que en la zona de influencia no existen materiales inflamables o combustibles y se dispondrá de extintores adecuados en la proximidad a los trabajos.

1.5.8. Equipos de soldadura eléctrica

- Los cables de soldar estarán debidamente aislados cuidándose de protegerlos de roce contra aristas o aplastamientos; no obstaculizarán zonas de paso o accesos. Caso de deteriorarse su aislamiento, éste se reparará mediante empleo de cinta aislante autovulcanizable.
- El cable de masa se conducirá aislado desde el equipo hasta la zona de trabajo, asegurándose el buen contacto con la pieza a soldar mediante un útil adecuado (mordaza, pinza de presión, etc.).
- Para prevenir los efectos nocivos de los rayos ultravioleta, en la piel y en los ojos, de personas en proximidad de los trabajos de soldadura, se colocarán mamparas protectoras.
- La pinza portaelectrodos estará en buen estado de aislamiento eléctrico; caso de deterioro del mismo, se sustituirá la pinza o la pieza estropeada.
- Cuando se trabaje en lugares muy conductores o espacios que requieran una

posición forzada de contacto del trabajador con la “masa”, el equipo de soldar no superará los 24 V en vacío.

- El equipo de soldadura estará puesto a tierra y protegido como mínimo con relé diferencial de media sensibilidad.
- La manguera de alimentación de energía estará en buen estado de aislamiento y protegida de agresiones mecánicas; estará sujeta al equipo mediante abrazadera o prensa.
- Las conexiones eléctricas, tanto de alimentación como de soldadura, estarán protegidas contra contactos directos.
- El soldador y ayudante usarán la preceptiva protección personal.
- Cuando se trabaje en lugares reducidos o sobre material pintado o revestido, se prestará especial atención a la ventilación.
- Los equipos de soldar se desconectarán localmente al finalizar la jornada de trabajo.
- Previamente al inicio de trabajos de soldadura, se comprobará que en la zona de influencia no existen materiales inflamables o combustibles.

1.5.9. Escaleras y andamios

- No se emplearán escaleras metálicas para trabajos eléctricos o en proximidad de instalaciones eléctricas no protegidas.
- Las escaleras de madera estarán protegidas por barniz transparente, nunca pintadas y no presentarán holguras ni peldaños o largueros rotos o astillados.
- Las escaleras portátiles propiedad de, una vez se haya realizado el trabajo o al final de la jornada se devolverán al lugar de donde se retiraron.
- Se evitará trepar por estructuras o materiales para alcanzar un punto elevado.
- Siempre que el trabajo a realizar y la zona lo permita se utilizaran andamios constituidos por elementos prefabricados siéndoles de aplicación en este caso la norma UNE 76-502-90.
- Los andamios apoyados sobre el suelo que superen los 2 mts. de altura, los apoyados sobre bases irregulares o de consistencia comprometida, y los volados o colgados estarán diseñados y supervisada su construcción por un técnico competente en la materia, quien elaborará un croquis de su construcción y una descripción del uso a que se destina. Se podrá requerir esta documentación cuando lo considere oportuno.
- Las plataformas de trabajo que ofrezcan riesgo de caída desde 2 o más metros de

altura estarán protegidas por barandillas y rodapiés en todo su contorno.

- Los pies o apoyos de los andamios o plataformas no se colocarán sobre losas o tapas de zanjas, a no ser que se hayan colocado previamente elementos para el reparto de cargas que eviten su rotura.
- Los andamios incompletos se señalarán adecuadamente para evitar su uso mientras dure esta situación.
- Cualquier CONTRATISTA que requiera utilizar un andamio montado por otro CONTRATISTA, debe asesorarse por una persona cualificada en montaje de andamios, examinándolo antes de usarlo y durante el transcurso del trabajo, para comprobar que es seguro para el trabajo.

1.5.10. Equipos eléctricos

- Cumplirán en todo momento las condiciones que exige el vigente Reglamento Electrotécnico para B.T. e I.T.C.s.
- El CONTRATISTA empleará siempre energía eléctrica para sus equipos suministrada a través de sus cuadros de obra, que se señalarán con el nombre de la empresa correspondiente.
- Los cuadros de obra se conectarán en la fuente de energía que se indiquen y se cuidará mucho la puesta a tierra del cuadro en cuanto a sección del cable y conexión sólida al circuito específico de tierra.
- La herramienta portátil alimentada por energía eléctrica será siempre de doble aislamiento o reforzado. El circuito al que esté conectada estará protegido por relé diferencial de alta sensibilidad.
- El alumbrado portátil será a una tensión no mayor de 24 V en lugares muy conductores, lugares húmedos o con riesgo especial.
- El alumbrado provisional fijo, cuando se alimente a tensión mayor de 24 V será de doble aislamiento o sus partes metálicas estarán puestas a tierra y el circuito estará protegido por relé diferencial de alta sensibilidad.
- Los equipos eléctricos no portátiles que no sean de doble aislamiento estarán siempre puestos a tierra, preferentemente a través del cable de alimentación o bien con toma de tierra independiente, cuidando en este caso la sección del cable y la conexión sólida al circuito específico de tierra. El circuito de alimentación estará protegido por relé diferencial de media o alta sensibilidad, según valor de la puesta a tierra.
- Los equipos eléctricos tendrán todas las conexiones eléctricas y partes

energizadas debidamente protegidas, el cable de alimentación estará sujeto mecánicamente a la carcasa del equipo y en el caso de herramienta portátil, protegido mediante el adecuado refuerzo.

- Los cables estarán en buen estado de aislamiento, protegiéndose de roces, cortes o aplastamientos, poniendo especial atención en evitar que queden tendidos sobre los suelos de rejilla en zonas de paso.
- La conexión entre equipos eléctricos, alargaderas, cuadros, bases toma corrientes, etc., se realizará siempre mediante clavijas normalizadas.

1.5.11. Elevación y transporte de materiales

- Para la utilización de grúas, polipastos y otros equipos de elevación de la instalación es obligatoria la autorización pertinente. Con independencia de la propiedad de estos medios de elevación el personal de la empresa CONTRATISTA que los maneje dispondrá de la cualificación necesaria que deberá acreditar si se le solicita.
- Se podrá solicitar al CONTRATISTA el certificado de conformidad de las máquinas de acuerdo con el Real Decreto 1215/97 sobre equipos de trabajo.
- Para las maniobras de izado, es obligatorio el empleo del código de señales en vigor.
- El enganchador deberá tener en cuenta:
 - No cogerá las cargas por debajo con las manos.
 - Durante el izado no empuñará los estrobos o cadenas.
 - No introducirá los pies debajo de la carga al arriar o izar.
 - Los estrobos, cables, cuerdas, etc., serán cuidadosamente revisados antes de utilizarlos, desechando los defectuosos.
- Toda pieza a izar debe ir provista de retenidas de cable o cuerdas, adecuadas para facilitar su control y manejo desde FUERA de la vertical de la carga.
- No se iniciarán maniobras de elevación sin conocer el valor de la carga a manejar; en determinadas cargas, se tendrá en cuenta su tamaño, centro de gravedad, etc., a efectos de posibles desequilibrados. Esta operación será siempre dirigida por personal experto.
- Se prohíbe tirar con grúa de objetos encajados.
- Se prohíbe viajar sobre cargas suspendidas, y también agarrado o sujeto al gancho de la grúa.
- En vehículos y aparatos destinados al movimiento y transporte de cargas (carretillas elevadoras, dumper, grúas, etc.) está prohibido el transporte de

personas.

- No se arrojarán objetos desde puntos elevados a otros inferiores.
- No se dejarán nunca cargas suspendidas. Si se suspende un material para trabajar en él, se asegurará mediante calces y soportes adecuados que impidan su descenso.
- Las estructuras no deben emplearse como puntos de anclaje de medios de elevación sin autorización para los trabajos. Nunca se emplearán para este fin barandillas, tuberías o equipos.
- Sólo equipos de izado, revisados y marcados en éstos como tal, serán utilizados, debiendo existir registros, con informes periódicos de las revisiones a dichos equipos que serán siempre realizados por personal experto.
- Los cables de acero de las eslingas o estrobos no presentarán oxidación, cocas ni hilos rotos en más de un 10%, debiendo protegerse en este caso la zona deshilachada para evitar pinchazos.
- Los equipos de izado serán adecuadamente almacenados cuando no se usen. No se dejarán desordenados en la zona de trabajo.

1.5.12. Trabajos en recintos cerrados o confinados

- Cuando se prevea la realización de trabajos en recintos cerrados o confinados, antes de iniciarlos, el CONTRATISTA deberá entregar un plan de actuaciones con las medidas preventivas que vaya a tomar en función del tipo de trabajo y del lugar donde se vayan a realizar.
- Previamente al inicio de trabajos en tanques, recintos cerrados, tuberías, etc., se debe comprobar que la atmósfera contiene suficiente oxígeno y que no existen gases tóxicos o combustibles.
- Cuando los trabajos a realizar desprendan humos o vapores, se asegurará una eficaz extracción de los gases, prestando especial atención a zonas difíciles de ventilar y recovecos.
- En evitación de que pueda quedar alguien atrapado en el interior, se señalará su presencia en la boca de entrada, y para socorrerle, en los casos que se considere, se mantendrá una persona en el exterior.
- Cuando el acceso al interior del recinto se realice mediante escala vertical, las personas que penetren llevarán puesto un arnés de seguridad con el fin de facilitar su rescate si fuese necesario; para este mismo fin, se dispondrá en el exterior un útil de elevación apropiado.
- Antes de cerrar una boca de entrada, se comprobará que no hay nadie en el

interior.

1.5.13. Suelos, huecos, techos y rejillas

- Si es necesario retirar una sección de suelo, tapa o rejilla, se solicitará la correspondiente.
- Barreras y señalización de tipo apropiado, serán colocadas, para evitar la caída de personas, por cualquier hueco que se abra.
- Una vez finalizado el trabajo deben ser repuestos los suelos, tapas o rejillas y retiradas las barreras y señalización.
- Sobre superficies con huecos, que no estén convenientemente protegidos, no se colocarán plásticos o similares materiales que los oculten.
- Cuando se trabaje sobre techos, cubiertas o tejados, deben colocarse protecciones colectivas (barandilla y rodapié, redes, etc.). Cuando techos, cubiertas o tejados sean de material frágil, se emplearán tableros para repartir la carga, dispositivos de anclaje y sistemas anticaídas o cualquier otra medida que garantice la ausencia de riesgo por caídas.
- Para trabajos sobre "falsos techos" se solicitará autorización.

1.5.14. Productos químicos

- El CONTRATISTA debe informar, de toda sustancia química que él o sus subcontratistas tenga intención de introducir en planta, entregando la ficha de datos de seguridad del producto. Los recipientes que contengan productos químicos deberán ser adecuados e ir convenientemente etiquetados.
- Aceites y disolventes sobrantes u otros productos de desecho, no podrán ser vertidos en los drenajes de planta, utilizándose para tal vertido, los recipientes que se determine.
- Antes de trabajar con un producto químico o equipo que lo contenga, se leerán sus instrucciones de uso para conocer los riesgos y se tendrán en cuenta las precauciones usando la protección personal necesaria, debiendo el CONTRATISTA informar de estos extremos a sus trabajadores.

1.5.15. Primeros auxilios

- El CONTRATISTA dispondrá en el lugar de trabajo de botiquín y personal entrenado para prestar los primeros auxilios ante cualquier contingencia que pudiera ocurrir.

- El CONTRATISTA tendrá contratado un servicio de atención médica y traslado de accidentados, cuyo teléfono y emplazamiento debe ser de general conocimiento entre su personal, disponiéndose estos datos de forma visible en el tablón de anuncios de su oficina y/o en su vestuario.

1.6. Documentación interempresarial

1.6.1. Documentación a aportar por las contratadas y sus subcontratas

- Listado actualizado de personas que vayan a trabajar en nuestras instalaciones con nombres, dos apellidos y DNI. (cuando la prestación del servicio sea superior a un mes, deberán enviarse mensualmente). Incluirá también el nombre, apellidos y teléfono de la persona designada para la coordinación de actividades empresariales en materia de prevención.
- Copia de las liquidaciones de los seguros sociales (TC-1 y TC-2)
- Copia de la póliza de responsabilidad civil
- Certificado de estar al corriente del pago de las cuotas de seguridad social.
- Plan de Seguridad y salud laboral. En el caso de ser una subcontrata que no realice trabajos propios, carta de adhesión al plan de seguridad de la empresa contratante.
- Relación de equipos / máquinas que se vayan a introducir en la obra.
- Certificado de aptitud en el control de vigilancia de la salud de los trabajadores
- Certificados de la cualificación profesional y de la formación en Prevención de Riesgos Laborales requerida en función de la tarea a desempeñar
- Notificación inmediata en caso de accidente (tanto leve como grave), remitiendo copia del parte de investigación de accidentes/ incidentes correspondiente
- Comunicación inmediata de nuevos riesgos (focos de peligro) que puedan aparecer

1.6.2. Documentación a mantener por la empresa contratada

- La empresa contratada es responsable de difundir y hacer cumplir lo establecido en este documento por el personal subcontratado.

1.6.3. Documentación entregada/explicada por la empresa contratante

- La empresa contratada es responsable de difundir y hacer cumplir lo establecido en este documento por el personal subcontratado
- Copia del Aviso Previo en caso de ser promotores
- Acta de aprobación del Plan de Seguridad y Salud por el Coordinación de Seguridad y Salud

1.6.4. Comunicado de entrada de nuevas empresas, personas o máquinas

Las empresas que participen en las obras de las instalaciones deberán comunicar la entrada de nuevo personal o maquinaria. Entregando la documentación pertinente.

- Identificación del trabajador: Nombre, dos apellidos y DNI. (cuando la prestación del servicio sea superior a un mes, deberán enviarse mensualmente). Incluirá también el nombre, apellidos y teléfono de la persona designada para la coordinación de actividades empresariales en materia de prevención.
- Copia de las liquidaciones de los seguros sociales (TC-1 y TC-2)
- Relación de equipos / máquinas que se vayan a introducir en la obra.
- Certificado de aptitud en el control de vigilancia de la salud de los trabajadores
- Certificados de la cualificación profesional y de la formación en Prevención de Riesgos Laborales requerida en función de la tarea a desempeñar
- Comunicación inmediata de nuevos riesgos (focos de peligro) que puedan aparecer.

1.7. Comunicación de accidentes e incidentes, investigación de accidentes

Los incidentes o accidentes que se produzcan durante la ejecución de las nuevas instalaciones deberán ser comunicadas en el menor plazo de tiempo posible. La empresa que haya tenido el incidente o que su trabajador haya sufrido el accidente deberá realizar una investigación para buscar las causas y para eliminar el riesgo o adoptar otras medidas preventivas.

1.8. Relación indicativa de actividades a realizar por el personal autorizado o cualificado según el r.e. 614/2001

	Operación y maniobras para dejar sin tensión	Maniobras, mediciones, ensayos y verificaciones	Trabajos en tensión	Trabajos en proximidad
Baja Tensión	Trabajador autorizado	Trabajador autorizado	Trabajador cualificado (Trabajador autorizado para la reposición de fusibles)	Trabajador autorizado para la preparación de los trabajos
Alta Tensión	Trabajador cualificado	Trabajador cualificado (Trabajador autorizado supervisado por trabajador cualificado)	Trabajador cualificado y autorizado por escrito por el empresario, con vigilancia del jefe de trabajo (Trabajador cualificado para la actuación a distancia sobre fusibles)	Trabajador cualificado para la preparación de los trabajos Realización por trabajador autorizado (o con vigilancia de un trabajador autorizado)

PLIEGO DE CONDICIONES

Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica

Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red

PCT-A-REV - febrero 2009

IDEA [9]
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID
www.idae.es

Antecedentes

Esta documentación, realizada en colaboración entre el departamento de energía solar de IDAE y CENSOLAR, es una revisión del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red, editado en octubre de 2002, y que fue realizado por el Departamento de Energía Solar del IDAE, con la colaboración del Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid y del Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT [2].

Su finalidad es establecer las condiciones técnicas que deben tomarse en consideración en la Convocatoria de Ayudas para la promoción de instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, en el ámbito del Plan de Fomento de las Energías Renovables correspondiente al periodo 2005-2010.

Índice

1 Objeto

2 Generalidades

3 Definiciones

3.1 Radiación solar	6
3.2 Generadores fotovoltaicos	6
3.3 Acumuladores de plomo-ácido	7
3.4 Reguladores de carga	8
3.5 Inversores	8
3.6 Cargas de consumo	9

4 Diseño

4.1 Orientación, inclinación y sombras	9
4.2 Dimensionado del sistema	9
4.3 Sistema de monitorización	10

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades	11
5.2 Generadores fotovoltaicos	11
5.3 Estructura de soporte	12
5.4 Acumuladores de plomo-ácido	13
5.5 Reguladores de carga	14
5.6 Inversores	15
5.7 Cargas de consumo	16
5.8 Cableado	18
5.9 Protecciones y puesta a tierra	18

6 Recepción y pruebas

7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

7.1 Generalidades	19
7.2 Programa de mantenimiento	20
7.3 Garantías	21

Anexo I: Dimensionado del sistema fotovoltaico

Anexo II: Documentación que se debe incluir en las Memorias

1 Objeto

- 1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. Pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.
- 1.2 Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.
- 1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.
- 1.4 En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.
- 1.5 Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

2 Generalidades

- 2.1 Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:
 - Electrificación de viviendas y edificios
 - Alumbrado público
 - Aplicaciones agropecuarias
 - Bombeo y tratamiento de agua
 - Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables
- 2.2 También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 2.1, siempre que tengan características técnicas similares.
- 2.3 En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:
 - 2.3.1 Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).
 - 2.3.2 Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.
 - 2.3.3 Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

3 Definiciones

3.1 Radiación solar

3.1.1 Radiación solar

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m^2 o kWh/m^2 .

3.1.4 Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

3.2 Generadores fotovoltaicos

3.2.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

3.2.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

3.2.3 Módulo fotovoltaico

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

3.2.4 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

3.2.5 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

3.2.6 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- Irradiancia (G_{STC}): 1000 W/m^2
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: $25 \text{ }^\circ\text{C}$

3.2.7 *Potencia máxima del generador (potencia pico)*

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

3.2.8 *TONC*

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^\circ\text{C}$ y la velocidad del viento de 1 m/s .

3.3 Acumuladores de plomo-ácido

3.3.1 *Acumulador*

Asociación eléctrica de baterías.

3.3.2 *Batería*

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

3.3.3 *Autodescarga*

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de $20 \text{ }^\circ\text{C}$.

3.3.4 *Capacidad nominal: C_{20} (Ah)*

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de $20 \text{ }^\circ\text{C}$, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a $1,8 \text{ V/vaso}$. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: $C_{100}/C_{20} \approx 1,25$, $C_{40}/C_{20} \approx 1,14$, $C_{20}/C_{10} \approx 1,17$.

3.3.5 *Capacidad útil*

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, PD_{\max} .

3.3.6 *Estado de carga*

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

3.3.7 *Profundidad de descarga (PD)*

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

3.3.8 *Régimen de carga (o descarga)*

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

3.3.9 *Vaso*

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

3.4 Reguladores de carga

3.4.1 *Regulador de carga*

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

3.4.2 *Voltaje de desconexión de las cargas de consumo*

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

3.4.3 *Voltaje final de carga*

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

3.5 Inversores

3.5.1 *Inversor*

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

3.5.2 V_{RMS}

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

3.5.3 *Potencia nominal (VA)*

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

3.5.4 *Capacidad de sobrecarga*

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

3.5.5 Rendimiento del inversor

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

3.5.6 Factor de potencia

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

3.5.7 Distorsión armónica total: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$\text{THD (\%)} = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1}$$

donde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico n -ésimo.

3.6 Cargas de consumo

- Lámpara fluorescente de corriente continua
Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

4 Diseño

4.1 Orientación, inclinación y sombras

- 4.1.1 Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la tabla I.

Tabla I

<i>Pérdidas de radiación del generador</i>	<i>Valor máximo permitido (%)</i>
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

- 4.1.2 El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

generador distintas a las óptimas se hará de acuerdo al apartado 3.2 del anexo I.

- 4.1.3 En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

4.2 Dimensionado del sistema

- 4.2.1 Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.
- 4.2.2 Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el primer apartado del anexo I.
- 4.2.3 Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp, min}$) para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado en el anexo I, apartado 3.4.
- 4.2.4 El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al $P_{mp, min}$ calculado en 4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.
- 4.2.5 Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido (conforme a la expresión del apartado 3.5 del anexo I). En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.
- 4.2.6 Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

4.3 Sistema de monitorización

- 4.3.1 El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:
- Tensión y corriente CC del generador.
 - Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
 - Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
 - Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
 - Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
 - Temperatura ambiente en la sombra.
- 4.3.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

5 Componentes y materiales

5.1 Generalidades

- 5.1.1 Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.
- 5.1.2 Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.
- 5.1.3 Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a $50 V_{RMS}$ o $120 V_{CC}$. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.
- 5.1.4 Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.
- 5.1.5 Los materiales situados en 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 IP65, y los de interior, IP20.
- 5.1.6 Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).
- 5.1.7 Se incluirá en la Memoria toda la información requerida en el anexo II.
- 5.1.8 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 5.1.7, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.
- 5.1.9 Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar donde se sitúa la instalación.

5.2 Generadores fotovoltaicos

- 5.2.1 Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.
- 5.2.2 El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

- 5.2.3 Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.
 - 5.2.3.1 Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales, y tendrán un grado de protección IP65.
 - 5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.
 - 5.2.3.3 Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales, referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 5 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
 - 5.2.3.4 Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación, como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células, o burbujas en el encapsulante.
- 5.2.4 Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.
- 5.2.5 Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.
- 5.2.6 En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

5.3 Estructura de soporte

- 5.3.1 Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.
- 5.3.2 La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.
- 5.3.3 La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Edificación (CTE).

- 5.3.4 El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- 5.3.5 La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la misma.
- 5.3.6 La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- 5.3.7 Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.
- 5.3.8 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.
- 5.3.9 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV- 102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- 5.3.10 Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las Normas UNE 37-501 y UNE 37- 508, con un espesor mínimo de 80 micras, para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

5.4 Acumuladores de plomo-ácido

- 5.4.1 Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.
- 5.4.2 Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.
- 5.4.3 La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.
- 5.4.4 Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

- 5.4.5 La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.
- 5.4.6 La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.
- 5.4.7 La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.
- 5.4.8 El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:
- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
 - Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V)
- Polaridad de los terminales
- Capacidad nominal (Ah)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie

5.5 Reguladores de carga

- 5.5.1 Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.
- 5.5.2 Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:
- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida (ver 5.4.3). La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
 - La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
 - La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ a $-5\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1\%$ del valor especificado.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.
- 5.5.3 Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.
- 5.5.4 Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.
- 5.5.5 El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:
- Corriente en la línea de generador: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
 - Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.
- 5.5.6 El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.
- 5.5.7 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.
- 5.5.8 Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.
- 5.5.9 Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.
- 5.5.10 Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.
- 5.5.11 El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:
- Tensión nominal (V)

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- Corriente máxima (A)
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad de terminales y conexiones

5.6 Inversores

- 5.6.1 Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.
- 5.6.2 Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.
- 5.6.3 Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 5.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.
- 5.6.4 El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.
- 5.6.5 La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:
- $$V_{\text{NOM}} \pm 5 \%, \text{ siendo } V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}} \text{ o } 230 V_{\text{RMS}} 50 \text{ Hz} \pm 2 \%$$
- 5.6.6 El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.
- 5.6.7 El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.
- 5.6.8 Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:
- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
 - Desconexión del acumulador.
 - Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
 - Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.
- 5.6.9 El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.
- 5.6.10 Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

un sistema de “stand-by” para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

5.6.11 El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla II.

Tabla II

<i>Tipo de inversor</i>		<i>Rendimiento al 20 % de la potencia nominal</i>	<i>Rendimiento a potencia nominal</i>
Onda senoidal (*)	$P_{\text{NOM}} \leq 500 \text{ VA}$	> 85 %	> 75 %
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 90 %	> 85 %
Onda no senoidal		> 90 %	> 85 %

(*) Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

5.6.12 Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA)
- Tensión nominal de entrada (V)
- Tensión (V_{RMS}) y frecuencia (Hz) nominales de salida
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie
- Polaridad y terminales

5.7 Cargas de consumo

5.7.1 Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

5.7.2 Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

5.7.3 Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

5.7.4 En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
 - La salida del balastro es cortocircuitada.
 - Opera sin tubo.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclado: 60 segundos encendido / 150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

5.7.5 Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

5.7.6 Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

5.7.7 Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

5.7.8 Para sistemas de bombeo de agua:

5.7.8.1 Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.

5.7.8.2 Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.

5.7.8.3 Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.

5.7.8.4 Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo. En ausencia de otros procedimientos se puede seguir el que se especifica en el anexo I.

5.8 Cableado

5.8.1 Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

5.8.2 Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- 5.8.3 Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.
- 5.8.4 Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.
- 5.8.5 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

5.9 Protecciones y puesta a tierra

- 5.9.1 Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.
- 5.9.2 El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.
- 5.9.3 La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

6 Recepción y pruebas

- 6.1 El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.
- 6.2 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:
 - 6.2.1 Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.
 - 6.2.2 Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.
- 6.3 Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:
 - 6.3.1 Entrega de la documentación requerida en este PCT.
 - 6.3.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

- 6.3.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- 6.4 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.
- 6.5 Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.
- 6.6 No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

7 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

7.1 Generalidades

- 7.1.1 Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.
- 7.1.2 El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.
- 7.1.3 El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

7.2 Programa de mantenimiento

- 7.2.1 El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.
- 7.2.2 Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:
- Mantenimiento preventivo
 - Mantenimiento correctivo
- 7.2.3 Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.
- 7.2.4 Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:
- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.

- El análisis y presupuestación de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

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

7.2.6 El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

7.2.7 En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

7.2.8 Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

7.3 Garantías

7.3.1 **Ámbito general de la garantía:**

7.3.1.1 Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

7.3.1.2 La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

7.3.2 Plazos:

7.3.2.1 El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

7.3.2.2 Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

7.3.3 Condiciones económicas:

7.3.3.1 La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

7.3.3.2 Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

7.3.3.3 Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

7.3.3.4 Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

7.3.4 Anulación de la garantía:

7.3.4.1 La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto en las condiciones del último punto del apartado 7.3.3.4.

7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación:

7.3.5.1 Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

7.3.5.2 El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

7.3.5.3 Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

- 7.3.5.4 El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

ANEXO I

DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

I. Estimación del consumo diario de energía

1 Generalidades

- 1.1 La estimación correcta de la energía consumida por el sistema fotovoltaico sólo es sencilla en aquellas aplicaciones en las que se conocen exactamente las características de la carga (por ejemplo, sistemas de telecomunicación). Sin embargo, en otras aplicaciones, como puede ser la electrificación de viviendas, la tarea no resulta fácil pues intervienen multitud de factores que afectan al consumo final de electricidad: tamaño y composición de las familias (edad, formación, etc.), hábitos de los usuarios, capacidad para administrar la energía disponible, etc.
- 1.2 El objeto de este apartado es estimar la energía media diaria consumida por el sistema, E_D (Wh/día).
- 1.3 El cálculo de la energía consumida incluirá las pérdidas diarias de energía causadas por el autoconsumo de los equipos (regulador, inversor, etc.).
- 1.4 El consumo de energía de las cargas incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido al usuario para distintas aplicaciones (iluminación, TV, frigorífico, bombeo de agua, etc.).
- 1.5 Para propósitos de dimensionado del acumulador, se calculará el consumo medio diario en Ah/día, L_D , como:

$$L_D (\text{Ah/día}) = \frac{E_D (\text{Wh/día})}{V_{\text{NOM}} (\text{V})}$$

donde V_{NOM} (V) es la tensión nominal del acumulador.

- 1.6 Los parámetros requeridos en la Memoria de Solicitud para una aplicación destinada al bombeo de agua serán calculados por el instalador usando los métodos y herramientas que estime oportunos. En su defecto, el apartado 2 describe un procedimiento aproximado de cálculo que permite considerar las características dinámicas del pozo.

2 Bombeo de agua

2.1 Definiciones

- 2.1.1 *Altura de fricción: H_f (m).*

Contribución equivalente en altura de las pérdidas por fricción en las tuberías para un caudal determinado.

- 2.1.2 *Altura del depósito: H_D (m).*

Altura entre el depósito de agua y el suelo.

- 2.1.3 *Altura total equivalente: H_{TE} (m).*

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

Altura fija (constante ficticia) a la que se habría tenido que bombear el volumen diario de agua requerido.

Volumen diario de agua requerido: Q_d ($m^3/día$).

Cantidad de agua que debe ser bombeada diariamente por el sistema fotovoltaico.

2.1.4 Caudal medio o aparente: Q_{AP} (m^3/h).

Valor medio del volumen diario de agua requerido ($Q_{AP} = Q_d / 24$).

2.1.5 Eficiencia de la motobomba: η_{MB} .

Cociente entre la energía hidráulica y la energía eléctrica consumida por la motobomba.

2.1.6 Energía eléctrica consumida por la motobomba: E_{MB} (Wh/día).

2.1.7 Energía hidráulica: E_H (Wh/día).

Energía necesaria para bombear el volumen diario de agua requerido.

2.1.8 Prueba de bombeo.

Experimento que permite determinar el descenso de nivel de agua de un pozo al extraer un determinado caudal de prueba. Mediante este ensayo de bombeo se caracteriza el pozo con la medida de tres parámetros:

– Nivel estático del agua: H_{ST} (m).

Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel del agua antes de la prueba de bombeo.

– Nivel dinámico del agua: H_{DT} (m).

Distancia vertical entre el nivel del suelo y el nivel final del agua después de la prueba de bombeo.

– Caudal de prueba: Q_T (m^3/h).

Caudal de agua extraído durante la prueba de bombeo.

2.2 Cálculo de la energía eléctrica requerida por la motobomba

2.2.1 Se estimará la energía eléctrica consumida por la motobomba como:

$$E_{MB}(Wh/día) = \frac{E_{MB}(Wh/día)}{\eta_{MB}} = \frac{2,725 Q_d(m^3/día)}{\eta_{MB}}$$

2.2.2 Para sistemas de bombeo de corriente alterna, la eficiencia de la motobomba es un parámetro que suele estar incluido en el rendimiento del conjunto inversor-motobomba. Habitualmente, el fabricante proporciona herramientas gráficas para el cálculo del rendimiento global del sistema, incluyendo el propio generador fotovoltaico. Por defecto, puede utilizarse un rendimiento típico $\eta_{MB} = 0,4$ para bombas superiores a 500 W.

2.2.3 La altura equivalente de bombeo, H_{TE} , es un parámetro ficticio que incluye las características físicas del pozo y del depósito, las pérdidas por fricción en las tuberías (contribución equivalente en altura) y la variación del nivel dinámico del agua durante el bombeo. Para su cálculo puede utilizarse la fórmula siguiente:

$$H_{TE} = H_D + H_{ST} + \left(\frac{H_{DT} - H_{ST}}{Q_T} \right) Q_{AP} + H_f$$

La suma de los dos primeros términos es la altura desde la salida de la bomba en el depósito hasta el nivel estático del agua (figura 3). El tercer término es una corrección para tener en cuenta el descenso de agua durante el bombeo y el cuarto es la contribución equivalente en altura de las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico (válvulas, codos, grifos, etc.). Estas pérdidas, de acuerdo con el PCT, serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil (es decir, $H_f < 0,1H_{TE}$).

II. Dimensionado del sistema

1 Generalidades

- 1.1 El objeto de este apartado es evaluar el dimensionado del generador fotovoltaico llevado a cabo por el instalador, con independencia de los métodos que el instalador utilice para esta tarea.
- 1.2 Para ello se le pedirá que indique la eficiencia energética esperada para la instalación.

2 Definiciones

2.1 *Ángulo de inclinación β .*

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.

2.2 *Ángulo de azimut α .*

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 $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

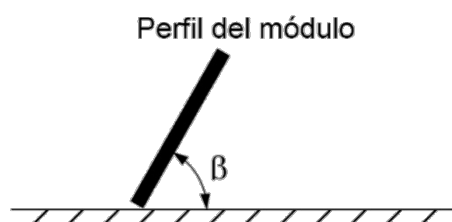


Fig. 1

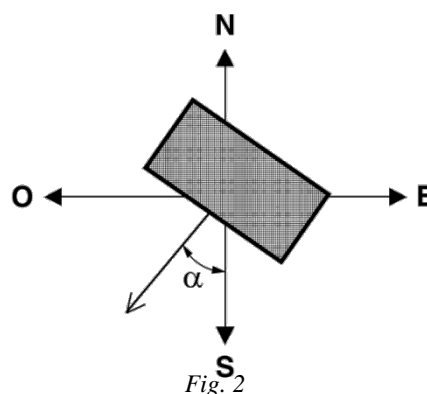


Fig. 2

2.3 $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/(m² Adía)

2.4 $G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima ($\alpha_{opt}, \beta_{opt}$), en kWh/(m² Adía). Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período.

2.5 $G_{dm}(\alpha, \beta)$.

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m² Adía) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

2.6 *Factor de irradiación (FI)*.

Porcentaje de radiación incidente para un generador de orientación e inclinación (α, β) respecto a la correspondiente para una orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ, \beta_{opt}$). Las pérdidas de radiación respecto a la orientación e inclinación óptimas vienen dadas por $(1 - FI)$.

2.7 *Factor de sombreado (FS)*.

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por $(1 - FS)$.

2.8 *Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR*.

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño, de acuerdo con la ecuación:

$$PR = \frac{E_D}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}} \frac{G_{CEM}}{G_{CEM}}$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

P_{mp} : Potencia pico del generador (kWp)

E_D : Consumo expresado en kWh/día.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética, η_{rb} , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor, η_{inv} .
- Otros.

Valores típicos son, en sistemas con inversor, $PR \approx 0,7$ y, con inversor y batería, $PR \approx 0,6$. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor $PR = 0,7$ y con inversor y batería $PR = 0,6$. Si se utilizase otro valor de PR , deberá justificarse el valor elegido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación.

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

En caso de acoplo directo de cargas al generador (por ejemplo, una bomba), se hará un cálculo justificativo de las pérdidas por desacoplo del punto de máxima potencia.

3 Procedimiento

3.1 Período de diseño

Se establecerá un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación. Se indicará cuál es el período para el que se realiza el diseño y los motivos de la elección. Algunos ejemplos son:

- En escenarios de consumo constante a lo largo del año, el criterio de “mes peor” corresponde con el de menor radiación.
- En instalaciones de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad de agua, el “mes peor” corresponde a veces con el verano.
- Para maximizar la producción anual, el período de diseño es todo el año.

3.2 Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación

Se determinará la orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}) para el período de diseño elegido. En la tabla III se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima.

Tabla III

Período de diseño	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$N + 10$	1,7
Julio	$N - 20$	1
Anual	$N - 10$	1,15

N = Latitud del lugar en grados

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}). Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizará la expresión aproximada:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta \leq 15^\circ$$

[Nota: α , β se expresan en grados]

3.3 Irradiación sobre el generador

Deberán presentarse los siguientes datos:

$G_{dm}(0)$

Obtenida a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

$G_{dm}(\alpha, \beta)$

Calculado a partir de la expresión:

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

donde:

$$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$$

Este parámetro puede obtenerse de la tabla III para el período de diseño elegido.

3.4 Dimensionado del generador

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp, min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

E_D : Consumo expresado en kWh/día.

Para el cálculo, se utilizarán los valores de PR especificados en el punto 2.8 de este anexo.

3.5 Diseño del sistema

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor $P_{mp, min}$ para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).
- La autonomía mínima del sistema será de tres días.
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La autonomía del sistema se calculará mediante la expresión:

$$A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max}}{L_D} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}$$

Donde:

A = Autonomía del sistema en días

C_{20} = Capacidad del acumulador en Ah (*)

PD_{\max} = Profundidad de descarga máxima

η_{inv} = Rendimiento energético del inversor

η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador

L_D = Consumo diario medio de la carga en Ah

III. Ejemplo de cálculo

1 Estudio de la carga

Se pretende electrificar una vivienda rural de una familia formada por 4 personas, situada en el término municipal de San Agustín de Guadalix (latitud = 41°). El servicio de energía eléctrica ofrecido a los usuarios está recogido en la tabla IV. El servicio proporcionado incluye la electrificación de la vivienda y un sistema de bombeo de agua (para uso personal y una pequeña granja).

Las pérdidas de autoconsumo de los equipos incluyen las del regulador ($24 \text{ h} \times 1 \text{ W} = 24 \text{ Wh}$) y las del inversor, para el que se ha estimado que funcionará 11 horas en vacío con un consumo medio de 2 W ($11 \text{ h} \times 2 \text{ W} = 22 \text{ Wh}$).

Tabla IV. Consumo diario de energía eléctrica.

Servicio	Energía diaria (Wh/día)
Iluminación	160
TV y radio	140
Frigorífico	350
Bombeo de agua	204
Autoconsumo de los equipos	46
E_D (Wh/día)	900

La bomba de agua extrae diariamente 1500 litros de un pozo (figura 3), cuya altura equivalente de bombeo se ha estimado en 20 metros, con una motobomba que tiene un rendimiento energético del 40 %. La prueba de bombeo realizada al pozo permitió obtener los siguientes parámetros:

$$H_{ST} = 15 \text{ metros}$$

$$H_{DT} = 30 \text{ metros}$$

$$Q_T = 10 \text{ m}^3/\text{h}$$

(*) La utilización de C_{20} en lugar de la C_{100} lleva a sobredimensionar el acumulador un 25 %, pero se compensa con la

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

pérdida de capacidad con el tiempo.

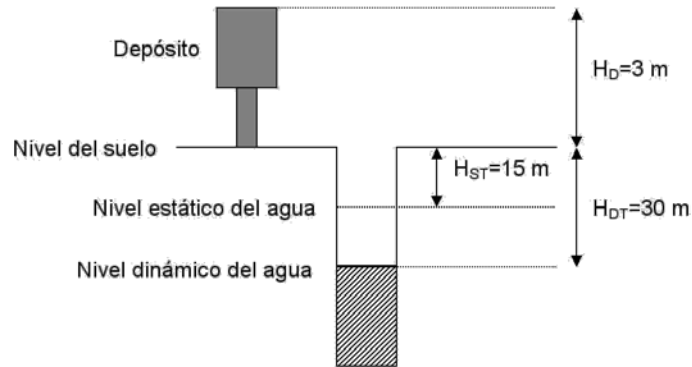


Fig. 3. Esquema del sistema de bombeo.

Por tanto, la energía eléctrica necesaria para el bombeo tiene como valor:

$$E_{MB} = E_H / \eta_{MB} = (2,725 \times 1,5 \times 20) / 0,4 = 204 \text{ Wh/día}$$

La altura equivalente de bombeo se ha calculado como:

$$H_{TE} = 3 + 15 + [(30 - 15) / 10] \times (1,5 / 24) + 2 = 3 + 15 + 0,094 + 2 \approx 20 \text{ metros}$$

Como se puede comprobar, el factor que corrige la variación dinámica del nivel del pozo es insignificante frente a la altura entre el nivel estático del agua y el depósito, debido a que el caudal bombeado es pequeño.

2 Diseño del sistema

Tabla V. Cálculo de la potencia mínima del generador.

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad		S. Agustín de Guadalix	
Latitud N		41°	
E_D	kWh/día	0,9	Consumo constante a lo largo del año
Período diseño		Diciembre	Mes de peor radiación y consumo constante ($k = 1,7$)
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$		$(0^\circ, 51^\circ)$	
(α, β)		$(20^\circ, 45^\circ)$	Orientación e inclinación del tejado
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/(m ² ·Adía)	1,67	Fuente: Instituto Nacional de Meteorología
FI		0,98	$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2]$
FS		0,92	Sombra chimenea de un 8 % en diciembre
$PR_{diciembre}$		0,60	Eficiencia energética global del sistema
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/(m ² ·día)	2,56	$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(\alpha, \beta)_{diciembre} \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$P_{mp,min}$	kWp	0,586	$P_{mp,min} = \frac{E_D}{G_{dm}(\alpha, \beta)} \cdot PR$

Para diseñar el generador se dispone de un módulo fotovoltaico cuyos parámetros en CEM tienen los siguientes valores:

- Potencia máxima = 110 Wp
- Corriente de cortocircuito = 6,76 A
- Corriente en el punto de máxima potencia = 6,32 A
- Tensión de circuito abierto = 21,6 V
- Tensión en el punto de máxima potencia = 17,4 V

Se elige un generador de 660 Wp (formado por dos módulos en serie y tres ramas en paralelo) y un acumulador con una capacidad nominal de 340 Ah en 20 horas. La tensión nominal del sistema es de 24 V. Ambos valores se han elegido para asegurar una probabilidad de pérdida de carga inferior a 10^{-2} (*).

Las tensiones del regulador se ajustan de forma que la profundidad de descarga máxima sea

Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas.

del 70 %.

La eficiencia energética del inversor se estima en el 85 %, y la del regulador + acumulador en el 81 %.

(*) Véase, por ejemplo, Eduardo Lorenzo, “Electricidad Solar. Ingeniería de los Sistemas Fotovoltaicos”. Progensa, 1994.

Tabla VI

<i>Parámetro</i>	<i>Unidades</i>	<i>Valor</i>	<i>Comentario</i>
P_{mp}	Wp	660	$P_{mp} < 1,2 P_{mp, min}$ (requisito obligatorio para el caso general)
C_{20}	Ah	340	Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}		0,7	Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}		0,85	Rendimiento energético del inversor
η_{rb}		0,81	Rendimiento energético regulador-acumulador
V_{NOM}	V	24	Tensión nominal del acumulador
L_D	Ah	37,5	Consumo diario de la carga ($L_D = E_D / V_{NOM}$)
A	Días	4,37	Autonomía: $A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb}$
C_{20} / I_{sc}	h	16,77	$C_{20} / I_{sc} < 25$ (requisito obligatorio para el caso general) I_{sc} (generador, CEM) = 20,28 A

ANEXO II

DOCUMENTACIÓN QUE SE DEBE INCLUIR EN LAS MEMORIAS

3. Dimensionado del generador

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
Localidad			
Latitud N			
E_D	kWh/día		Consumo de la carga
Período diseño			Razón:
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$			
(α, β)			
$G_{dm}(0)$	kWh/(m ² Adía)		Fuente:
FI			$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2]$
FS			Causa:
PR			
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	kWh/(m ² Adía)		$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$r_{mp, min}$	kWp		$P_{mp, min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$

4. Dimensionado final del sistema

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
P_{mp}	Wp		Potencia pico del generador
C_{20}	Ah		Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}			Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}			Rendimiento energético del inversor
η_{rb}			Rendimiento energético del regulador-acumulador
V_{NOM}	V		Tensión nominal del acumulador
L_D	Ah		Consumo diario de la carga ($L_D = E_D / V_{NOM}$)
A	Días		Autonomía: $A = \frac{C_{20} \cdot PD_{max} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{rb}}{L_D}$
C_{20} / I_{sc}	h		$C_{20} / I_{sc} < 25$ para el caso general

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
C/ Madera, 8
E - 28004 - MADRID www.idae.es

ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA

ÍNDICE

1	Introducción	4
2	Subvenciones y ayudas	5
2.1	Ayudas a nivel europeo.....	5
2.2	Ayudas a nivel estatal	6
2.3	Ayudas a nivel autonómico.....	6
3	Características de la instalación.....	6
4	Análisis económico	6
4.1	Los gastos de explotación	6
4.2	Ahorros	7
4.3	Datos de partida para cálculos económicos.....	7
4.4	Tabla de resultados	7
5	Conclusiones	9

Índice de tablas

Tabla 1. Cálculos económicos I	8
Tabla 2. Cálculos económicos II	9
Tabla 3. Resultados estudio económico	9

1 Introducción

El presente documento, estudia la viabilidad económica del proyecto. Para estudiar la repercusión económica de cada una de las soluciones técnicas y de la inversión en conjunto se utilizará varios criterios básicos de análisis financiero de inversiones: el VAN, el TIR, el PAY BACK y el CASH FLOW ACUMULADO [11].

Brevemente, se hace una descripción de los indicadores económicos nombrados anteriormente y que van a determinar la rentabilidad del proyecto.

El VAN (Valor Añadido Neto) establece la diferencia entre el desembolso inicial del proyecto inversor y el valor actualizado a una tasa "k" de los flujos netos de caja que el mismo proyecto provoca siendo aceptable si su valor es positivo. Se calcula sumando todos los cash-flows (flujos de caja) anuales actualizados originados por la inversión.

Para actualizar los cash-flows es preciso fijar una tasa de descuento k, que representa la tasa mínima a la que está dispuesta a invertir la empresa sus capitales, y que suele fijarse como suma del coste del capital más una cierta cuota de riesgo. Su formulación es:

$$VAN = -A + \sum_{j=1}^n FNC_j \cdot (1 + k)^{-j}$$

Siendo:

A = desembolso inicial (al contado o a plazos)

k = coste de capital

n = duración estimada del proyecto

FNC = Flujos netos de caja

El FNC se calcula según la siguiente expresión:

FNC_j = (FBC_j - impuestos)

Siendo:

FBC = la diferencia entre cobros y pagos

t = impuestos.

El TIR (Tasa Interna de Retorno) calcula la tasa de descuento o actualización que hace nulo el valor capital del proyecto considerado. Interesa todo proyecto cuya TIR se mantenga por encima del valor del coste del capital k . Su formulación es:

$$-A + \sum_{j=1}^n \frac{FNC_j}{(1+k)^j} = 0$$

Si **TIR** > tasa de descuento r , entonces el proyecto **es aceptable**.

Si **TIR** < tasa de descuento r , entonces el proyecto **no es aceptable**.

Este método presenta más dificultades y es menos fiable que el VAN, por eso suele usarse como complementario del mismo.

El **PAY BACK** se define como el período que tarda en recuperarse la inversión inicial a través de los flujos de caja generados por el proyecto. La inversión se recupera en el año en el cual los flujos de caja acumulados superan a la inversión inicial. No se considera un método adecuado si se toma como criterio único. Pero, de la misma forma que el método anterior, puede ser utilizado complementariamente con el VAN.

El **CASH FLOW** o flujo de caja es la suma del beneficio neto más las amortizaciones, ya que éstas no suponen una salida de recursos de la empresa.

2 Subvenciones y ayudas

Con el fin de aligerar el fuerte desembolso inicial que supone una instalación fotovoltaica, se analiza la situación tanto a nivel europeo como estatal y autonómico de las subvenciones y ayudas actuales.

2.1 Ayudas a nivel europeo

La Unión Europea, mediante diversos programas, apoya las energías renovables en general. Pero no son ayudas a la explotación, sino a proyectos de investigación y desarrollo y proyectos demostrativos que deben tener elementos innovadores.

Por lo tanto, las ayudas a nivel europeo no se contemplan en el presente estudio de viabilidad económica.

2.2 Ayudas a nivel estatal

En el ámbito nacional es donde se encontraban la mayor parte de las ayudas para los tipos de instalaciones fotovoltaicas objeto de este proyecto. Tras el real decreto ley 1/2012, se suspendieron los procedimientos de pre-asignación de retribución y supresión de los incentivos económicos para todas las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes renovables y residuos. Por lo tanto, se suspende el régimen especial y no contemplamos ayudas a nivel estatal.

2.3 Ayudas a nivel autonómico

La Consejería de Industria, Comercio y Empleo, como Departamento de la Administración de la Comunidad Autónoma de Canarias, es el encargado de las propuestas y ejecución de las directrices generales del Gobierno de Canarias en materia energética.

En el momento de realización del proyecto se encuentran “paralizadas” las convocatorias para la concesión de subvenciones en materia de electrificación de energías renovables. (BOC no192, de 28.09.2010).

3 Características de la instalación

Los datos relevantes para el desarrollo del estudio son los siguientes:

- Potencia pico instalada: 48,048 kW
- Inversores: 2 x 20 kW
- Energía anual producida: 71195 kWh/año
- Inversión: 147189,32 € (Calculado en el Capítulo de Mediciones y Presupuesto).

4 Análisis económico

4.1 Los gastos de explotación

Gastos de mantenimiento:

Los gastos de mantenimiento ascenderán a 150,35 euros/año.

Gastos financieros:

No se contemplan ya que la inversión será de capital privado aportado por el peticionario.

4.2 Ahorros

La cantidad ahorrada anualmente será aquella que dejaremos de pagar al consumir la energía generada con los placas solares fotovoltaicas. Dicha cantidad la calcularemos multiplicando la energía generada por la instalación fotovoltaica por el precio del kWh que se haya fijado en ese momento.

4.3 Datos de partida para cálculos económicos

Este apartado evaluará el comportamiento económico de la instalación. Las premisas de cálculo para el caso base son, además de las expuestas en el apartado anterior, las siguientes:

- Duración de la amortización = 25 años (a fondo perdido)
- Vida útil de la instalación = 25 años
- Incremento anual medio de la tarifa regulada = 1,75% hasta el 2016 y 1,5% a partir de entonces.
- Tarifa regulada del kWh= 0,14407 €
- Coste del capital (k) = 3 %
- Presupuesto general de la instalación = 147.189,32 €
- Depósito aval puesta en servicio= 960,96 € (20€/kW)
- Costes anuales de mantenimiento= 150,35 €

4.4 Tabla de resultados

Se ha realizado una hoja de cálculo en Excel con el fin de simplificar las operaciones, quedando:

Año	Energía producida (kWh/año)	€/kWh	Ahorro Anual (€)	Amortización contable (€)	Gastos de totales: aval PES y costes anuales de mantenimiento (€)	Coste total
-----	-----------------------------	-------	------------------	---------------------------	---	-------------

2015			0,00		960,96	960,96
2016	71.195,00	0,14007	9.972,21	5887,57	150,35	150,35
2017	71.195,00	0,14252	10.146,73	5887,57	150,35	150,35
2018	71.195,00	0,14466	10.298,93	5887,57	150,35	150,35
2019	71.195,00	0,14683	10.453,41	5887,57	150,35	150,35
2020	71.195,00	0,14903	10.610,21	5887,57	150,35	150,35
2021	71.195,00	0,15127	10.769,37	5887,57	150,35	150,35
2022	71.195,00	0,15353	10.930,91	5887,57	150,35	150,35
2023	71.195,00	0,15584	11.094,87	5887,57	150,35	150,35
2024	71.195,00	0,15818	11.261,29	5887,57	150,35	150,35
2025	71.195,00	0,16055	11.430,21	5887,57	150,35	150,35
2026	71.195,00	0,16296	11.601,66	5887,57	150,35	150,35
2027	71.195,00	0,16540	11.775,69	5887,57	150,35	150,35
2028	71.195,00	0,16788	11.952,33	5887,57	150,35	150,35
2029	71.195,00	0,17040	12.131,61	5887,57	150,35	150,35
2030	71.195,00	0,17296	12.313,58	5887,57	150,35	150,35
2031	71.195,00	0,17555	12.498,29	587,57	150,35	150,35
2032	71.195,00	0,17818	12.685,76	5887,57	150,35	150,35
2033	71.195,00	0,18086	12.876,05	5887,57	150,35	150,35
2034	71.195,00	0,18357	13.069,19	5887,57	150,35	150,35
2035	71.195,00	0,18632	13.265,23	5887,57	150,35	150,35
2036	71.195,00	0,18912	13.464,21	5887,57	150,35	150,35
2037	71.195,00	0,19195	13.666,17	5887,57	150,35	150,35
2038	71.195,00	0,19483	13.871,16	5887,57	150,35	150,35
2039	71.195,00	0,19776	14.079,23	5887,57	150,35	150,35
2040	71.195,00	0,20072	14.290,42	5887,57	150,35	150,35

Tabla 41. Cálculos económicos I

Año	Cash Flow (€)	Cash Flow Acumulado(€)	$(1+k)^{-j}$	$CF((1+k)^{-j})$	CÁLCULO DEL PAYBACK
0	- 148.150,28	- 148.150,28	1		
1	9.821,86	- 138.328,42	0,97087	9.535,79	9.821,86
2	9.996,38	- 128.332,04	0,94259	9.422,54	19.818,24
3	10.148,58	- 118.183,46	0,91514	9.287,39	29.966,82
4	10.303,06	- 107.880,40	0,88848	9.154,14	40.269,88
5	10.459,86	- 97.420,54	0,86260	9.022,77	50.729,74
6	10.619,02	- 86.801,53	0,83748	8.893,26	61.348,75
7	10.780,56	- 76.020,97	0,81309	8.765,58	72.129,31
8	10.944,52	- 65.076,45	0,78940	8.639,70	83.073,83
9	11.110,94	- 53.965,51	0,76641	8.515,61	94.184,77

10	11.279,86	- 42.685,65	0,74409	8.393,28	105.464,63	
11	11.451,31	- 31.234,33	0,72242	8.272,67	116.915,95	
12	11.625,34	- 19.608,99	0,70137	8.153,78	128.541,29	
13	11.801,98	- 7.807,02	0,68095	8.036,57	140.343,26	998,43 €mes
14	11.981,26	4.174,24	0,66111	7.921,02	152.324,52	6,8567 ≈ 7 meses
15	12.163,23	16.337,48	0,64186	7.807,12	164.487,76	
16	12.347,94	28.685,42	0,62316	7.694,83	176.835,70	
17	12.535,41	41.220,83	0,60501	7.584,13	189.371,11	
18	12.725,70	53.946,53	0,58739	7.475,01	202.096,81	
19	12.918,84	66.865,37	0,57028	7.367,43	215.015,65	
20	13.114,88	79.980,24	0,55367	7.261,39	228.130,52	
21	13.313,86	93.294,10	0,53754	7.156,85	241.444,38	
22	13.515,82	106.809,92	0,52189	7.053,80	254.960,20	
23	13.720,81	120.530,73	0,50669	6.952,22	268.681,01	
24	13.928,88	134.459,61	0,49193	6.852,09	282.609,89	
25	14.140,07	148.599,68	0,47760	6.753,37	296.749,96	
FCN TOTAL	148.599,68			201.972,35		
VAN	53.822,07 €					
TIR	6%					
PAYBACK	13 años y 7 meses					

Tabla 42. Cálculos económicos II

5 Conclusiones

FCN TOTAL	148.599,68 €
VAN	53.822,07 €
TIR	6%
PAYBACK	13 años y 7 meses

Tabla 43. Resultados estudio económico

Como se puede apreciar la inversión tiene unos rendimientos económicos más que aceptables: tiene un plazo de recuperación de la inversión (**PAYBACK**) relativamente corto (13 años y 7 meses) y casi a la mitad de la vida útil de la instalación, tiene una **TIR**

superior al tipo de interés ($6\% > 3\%$) y un **VAN positivo**(53.822,079). Por todo esto se puede decir que la **inversión es rentable**.

Además, es imprescindible tener en cuenta no solo la rentabilidad del proyecto, sino también la reducción de la contaminación que este proyecto propone, en vistas a mejorar la calidad de vida de los ciudadanos y del planeta en general.

PLANOS

Índice planos

Plano 1: Situación y emplazamiento

Plano 2: Planta Sótano

Plano 3: Distribución viviendas Bloque 1_P1-P10

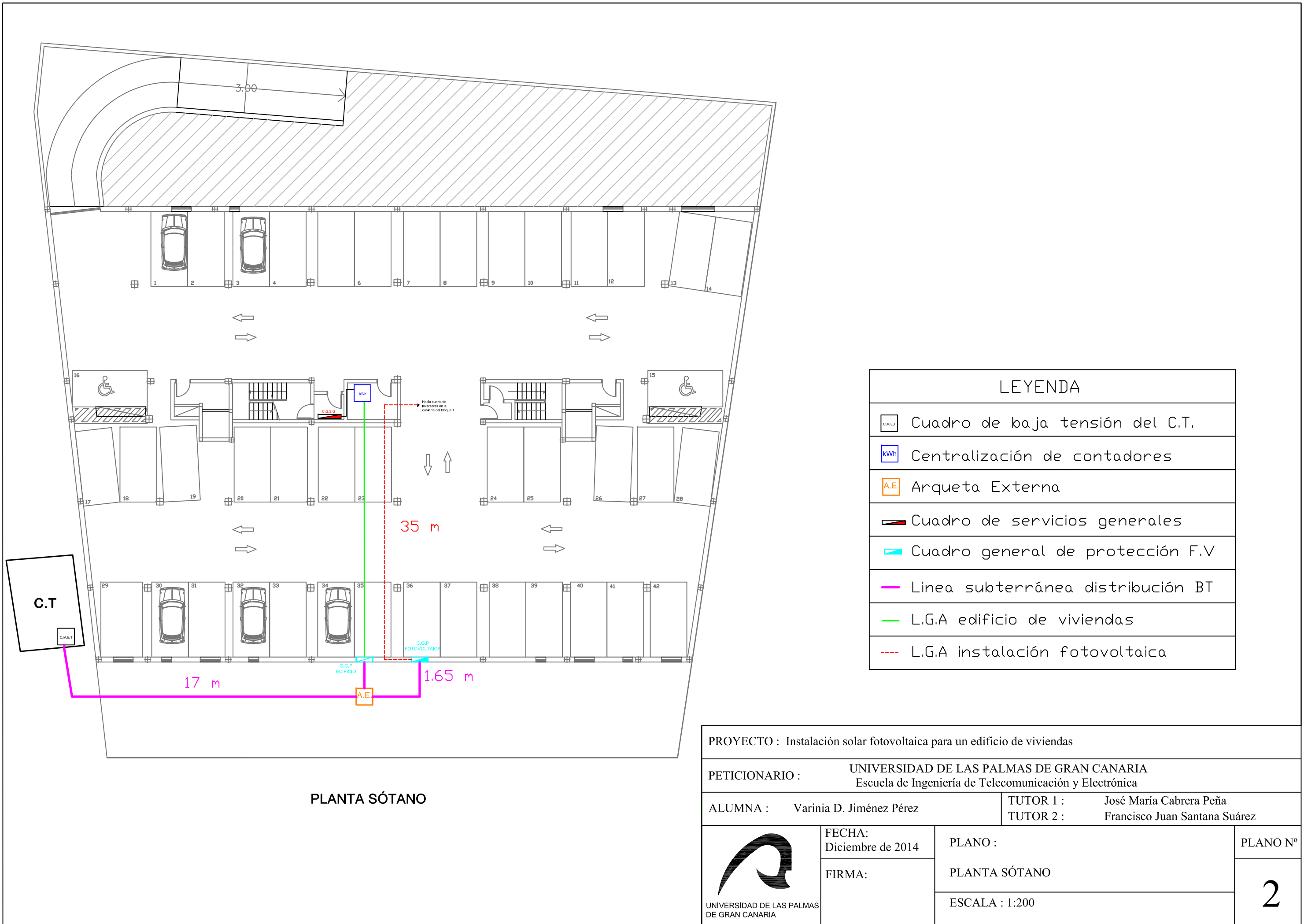
Plano 4: Distribución viviendas Bloque 2_P1-P10

Plano 5: Alzado del edificio y canalizaciones

Plano 6: Generador fotovoltaico y conexionado entre strings

Plano 7: Cuarto de inversores

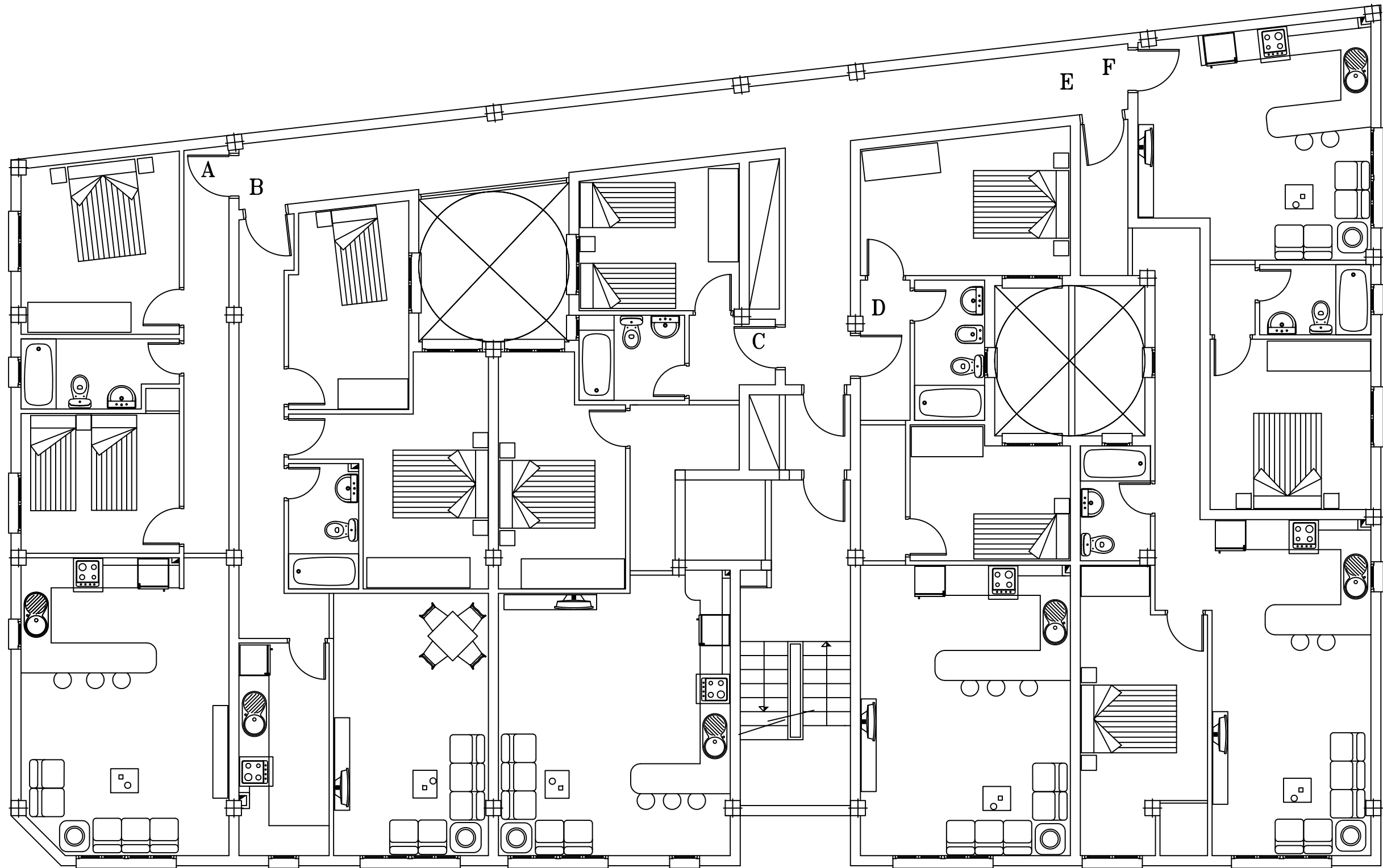
Plano 8: Esquema unifilar instalación




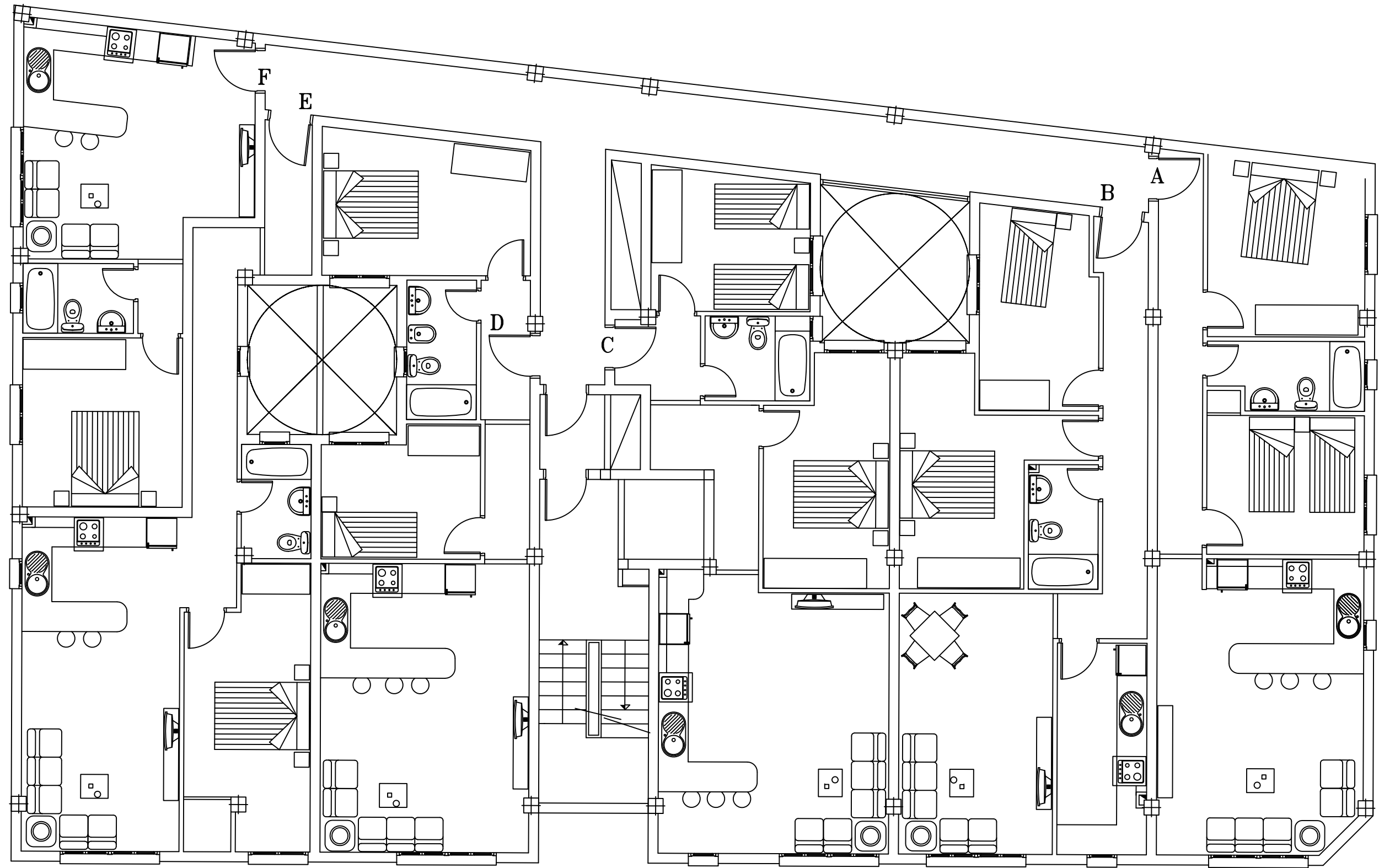
LEYENDA	
	Cuadro de baja tensión del C.T.
	Centralización de contadores
	Arqueta Externa
	Cuadro de servicios generales
	Cuadro general de protección F.V
	Línea subterránea distribución BT
	L.G.A edificio de viviendas
	L.G.A instalación fotovoltaica


PLANTA SÓTANO

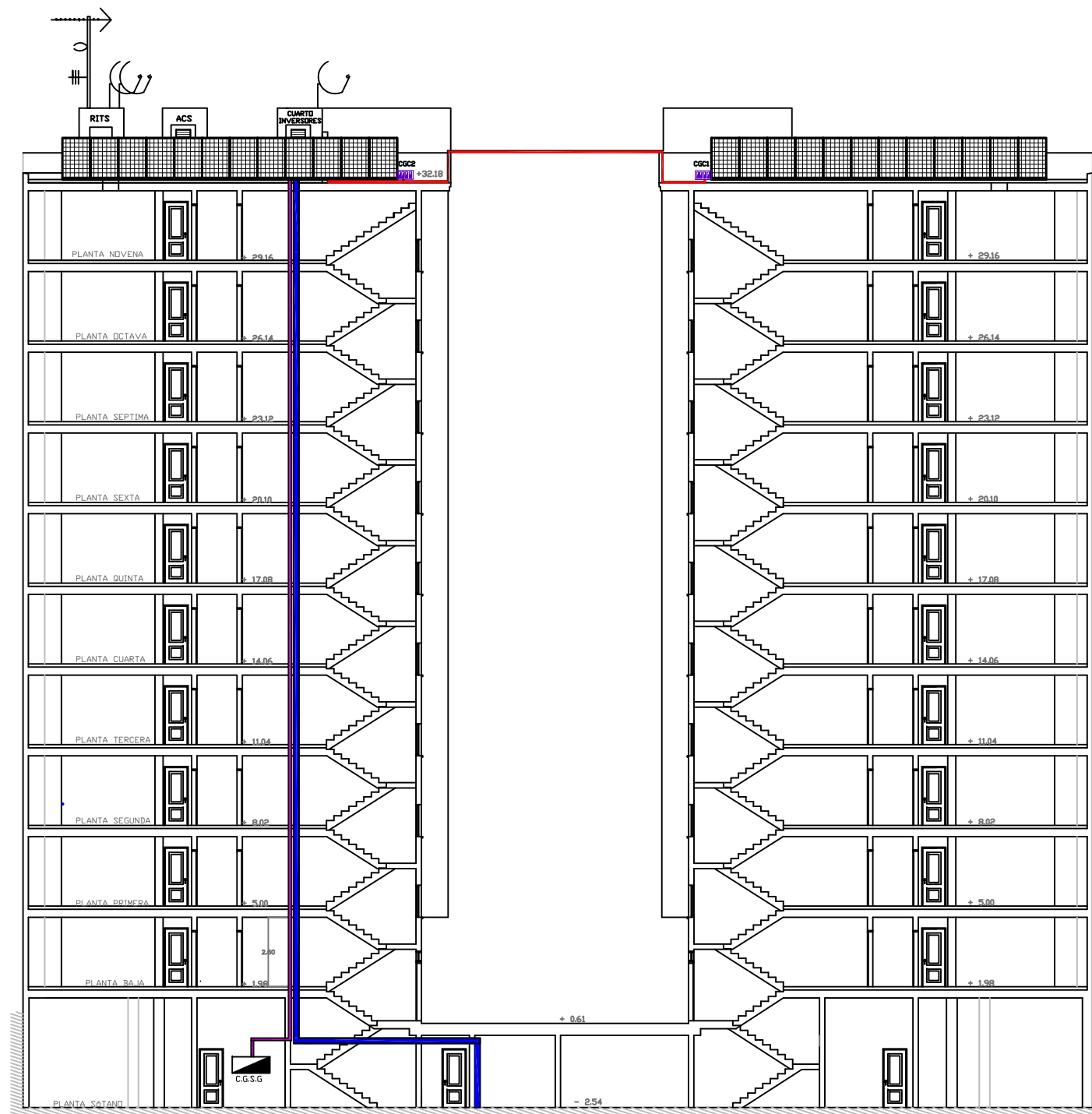
PROYECTO : Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas			
PETICIONARIO : UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y Electrónica			
ALUMNA : Varinia D. Jiménez Pérez		TUTOR 1 : José María Cabrera Peña TUTOR 2 : Francisco Juan Santana Suárez	
 UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	FECHA: Diciembre de 2014	PLANO :	PLANO N° 2
	FIRMA:	PLANTA SÓTANO	
		ESCALA : 1:200	



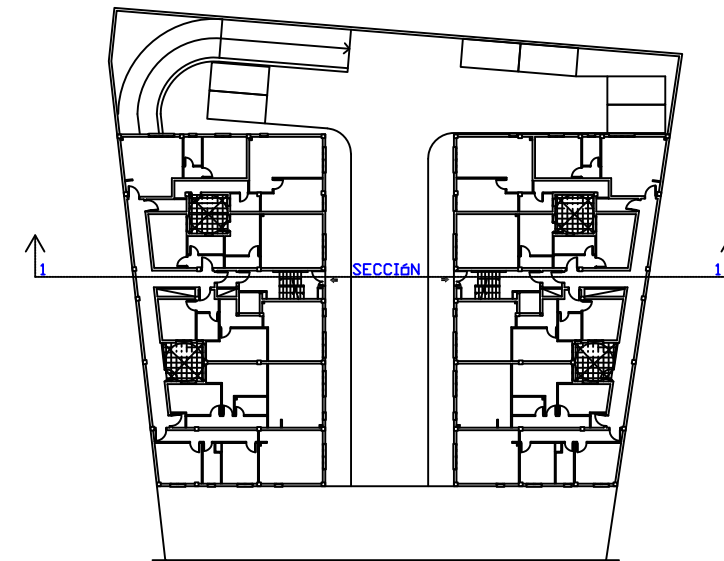
PROYECTO : Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas			
PETICIONARIO : UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y Electrónica			
ALUMNA : Varinia D. Jiménez Pérez		TUTOR 1 : José María Cabrera Peña TUTOR 2 : Francisco Juan Santana Suárez	
 UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	FECHA: Diciembre de 2014	PLANO :	PLANO Nº 3
	FIRMA:	DISTRIBUCIÓN VIVIENDAS BLOQUE 1. P1-P10	
	ESCALA : 1:200		



PROYECTO : Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas			
PETICIONARIO : UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y Electrónica			
ALUMNA : Varinia D. Jiménez Pérez		TUTOR 1 : José María Cabrera Peña TUTOR 2 : Francisco Juan Santana Suárez	
 UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	FECHA: Diciembre de 2014	PLANO : DISTRIBUCIÓN VIVIENDAS BLOQUE 2. P1-P10	PLANO N° 4
	FIRMA:		



SECCIÓN 1-1



LEYENDA	
	Línea desde CGC1 hasta cuarto de inversores
	Línea desde CGC2 hasta cuarto de inversores
	Cuadro General de Servicios generales del edificio
	Caja General de conexión de strings Ingeteam
	Línea alumbrado y fuerza cuarto inversores
	Canalización LGA Fotovoltaica hasta CGP Fotovoltaica

PROYECTO : Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas

PETICIONARIO : UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y Electrónica

ALUMNA : Varinia D. Jiménez Pérez

TUTOR 1 : José María Cabrera Peña
TUTOR 2 : Francisco Juan Santana Suárez



FECHA:
Diciembre de 2014

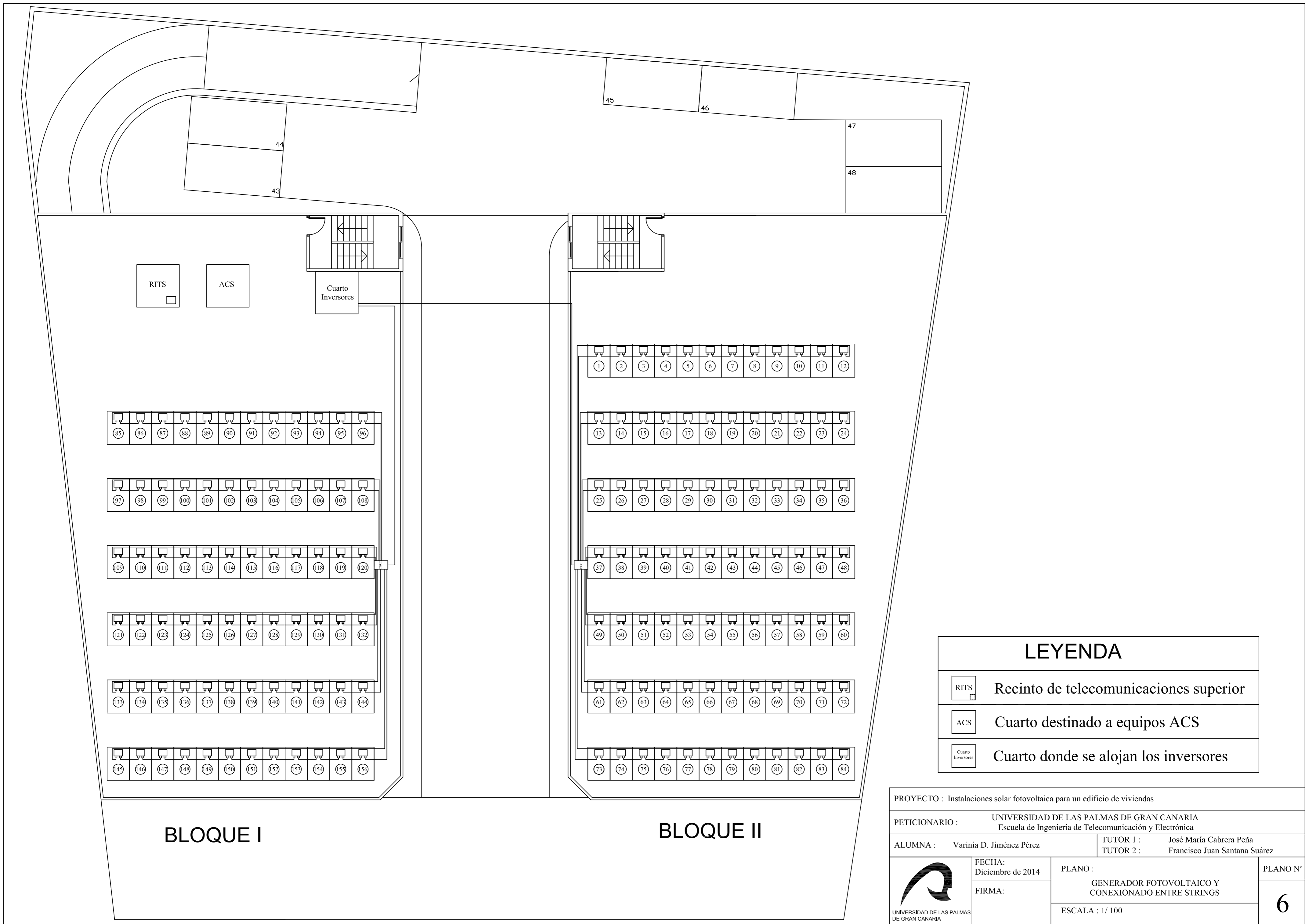
FIRMA:

PLANO :
ALZADO DEL EDIFICIO Y CANALIZACIONES

ESCALA : 1:200

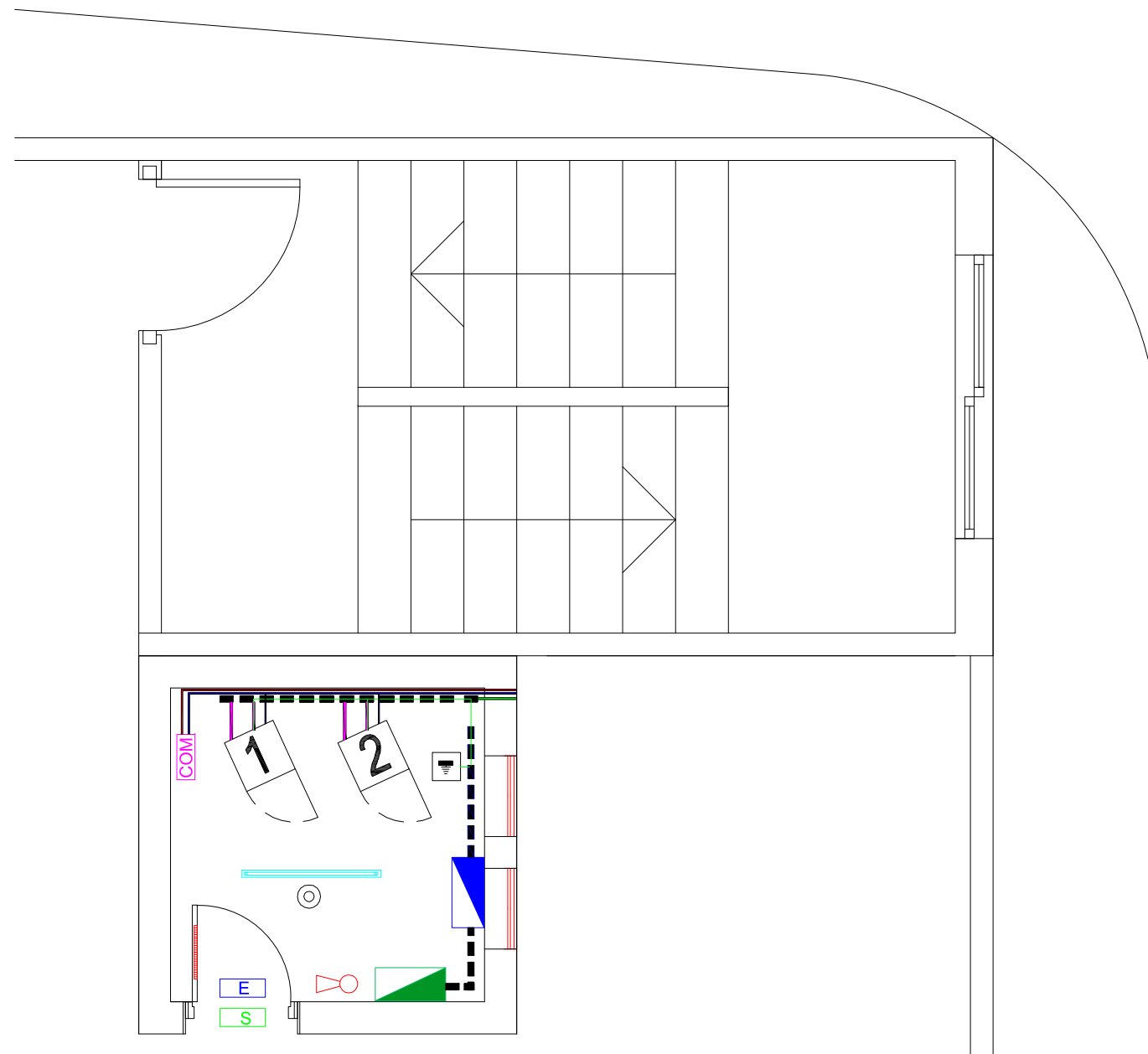
PLANO Nº

5



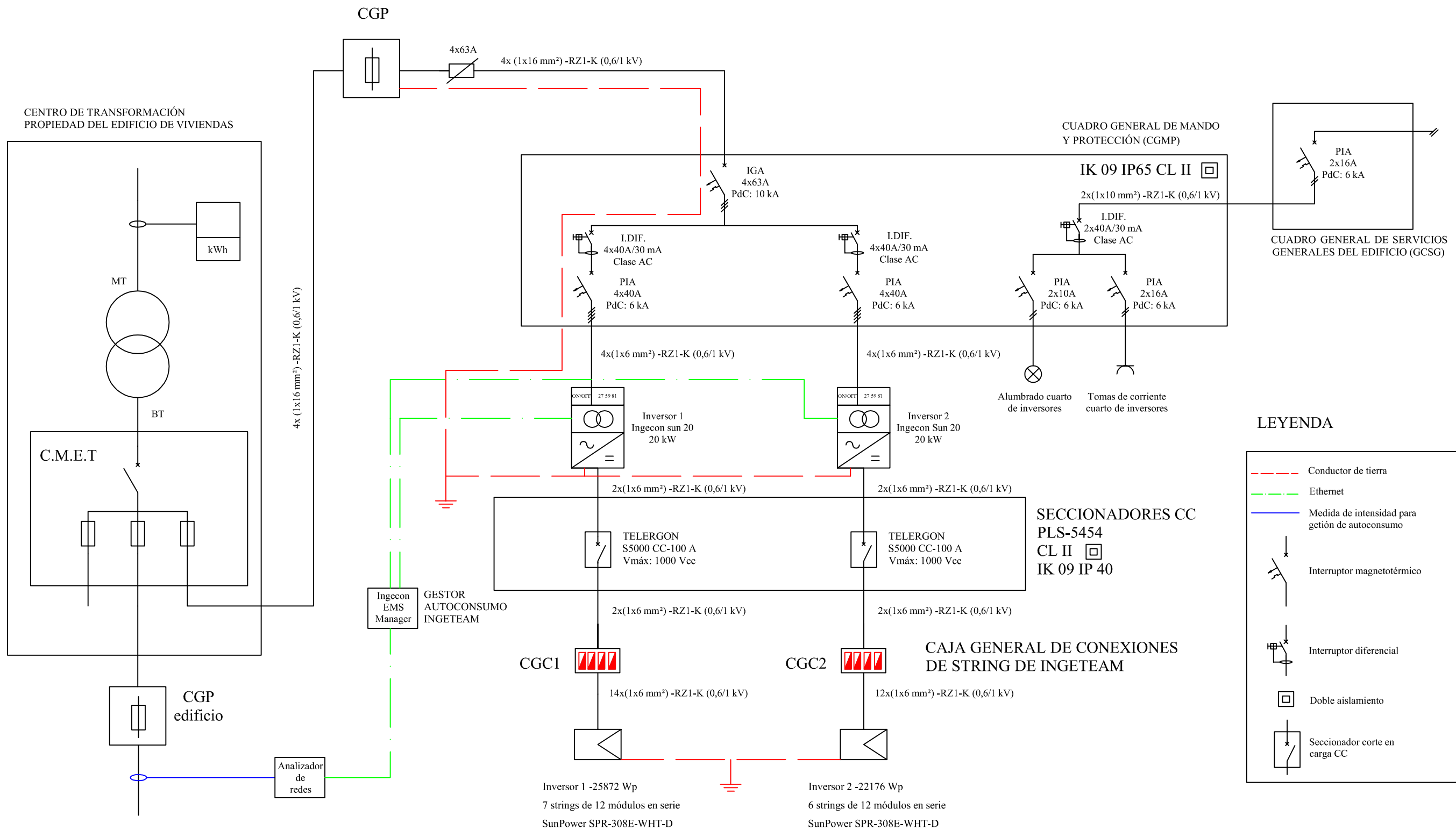
LEYENDA	
	Recinto de telecomunicaciones superior
	Cuarto destinado a equipos ACS
	Cuarto donde se alojan los inversores

PROYECTO : Instalaciones solar fotovoltaica para un edificio de viviendas			
PETICIONARIO : UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y Electrónica			
ALUMNA :	Varinia D. Jiménez Pérez	TUTOR 1 :	José María Cabrera Peña
		TUTOR 2 :	Francisco Juan Santana Suárez
	FECHA:	PLANO :	PLANO Nº
	Diciembre de 2014		
FIRMA:		ESCALA : 1/ 100	6



LEYENDA	
	CUADRO GENERAL DE MANDO Y PROTECCIÓN (G.G.M.P)
	CAJA SECCIONADORES CC
	LÍNEA EVACUACIÓN DE POTENCIA
	EXTINTOR DE CO ₂ 5 kg
	LUMINARIA
	LUMINARIA DE EMERGENCIA
	DETECTOR DE HUMO
	SEÑALIZACIÓN DE EVACUACIÓN
	CAJA DE CONEXIONADO DE TIERRA DE ESTRUCTURA-INVERSORES
	CAJA COMUNICACIONES GESTOR AUTOCONSUMO EMS MANAGER
	CABLE COMUNICACIONES ETHERNET CON ANALIZADOR DE RED DEL CGP
	CABLE COMUNICACIONES ETHERNET INVERSORES Y GESTOR EMS MANAGER
	LÍNEA DE TIERRA (1X25 mm ²) Cu (H07V-K750 V)
	ENTRADAS (Ø 32 mm) Y SALIDAS (Ø25 mm) A INVERSORES

PROYECTO : Instalación solar fotovoltaica para un edificio de viviendas			
PETICIONARIO : UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y Electrónica			
ALUMNA : Varinia D. Jiménez Pérez		TUTOR 1 : José María Cabrera Peña TUTOR 2 : Francisco Juan Santana Suárez	
 UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA	FECHA: Diciembre de 2014	PLANO :	PLANO Nº
	FIRMA:	CUARTO DE INVERSORES	7
		ESCALA : 1:50	



LEYENDA

	Conductor de tierra
	Ethernet
	Medida de intensidad para gestión de autoconsumo
	Interruptor magnetotérmico
	Interruptor diferencial
	Doble aislamiento
	Seccionador corte en carga CC

PROYECTO : Instalaciones solar fotovoltaica para un edificio de viviendas			
PETICIONARIO : UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA Escuela de Ingeniería de Telecomunicación y Electrónica			
ALUMNA : Varinia D. Jiménez Pérez		TUTOR 1 : José María Cabrera Peña TUTOR 2 : Francisco Juan Santana Suárez	
	FECHA: Diciembre de 2014	PLANO : ESQUEMA UNIFILAR INSTALACIÓN	PLANO N° 8
	FIRMA:		
UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA			