

## **AGRADECIMIENTOS**

**Quiero mostrar mi más sincero agradecimiento  
a Fernando Negre, por aguantarme y ayudarme  
durante todo estos meses**

**También Alejandro Rolán por ayudarme en  
la medida de lo posible**

**Y por último y no menos importante a mis amigos  
(especialmente a Julio) y a esas personas que  
me han ayudado a recopilar información  
Para mi proyecto (Diego Pelegrín de Enercom,  
Alejandro de Bosch y a Marcelo Cervera)**



## ÍNDICE DE TABLAS:

Tabla I - Factura anual de gas.....	14
Tabla II - REE en función del combustible .....	20
Tabla III - Características del módulo .....	24
Tabla IV - Características alimentación de gas .....	25
Tabla V - Características intercambiador .....	26
Tabla VI - Características intercambiador .....	26
Tabla VII - Características intercambiador .....	27
Tabla VIII - Características cableado.....	32
Tabla IX - Características módulo fotovoltaico.....	43
Tabla X - Características inversor .....	44
Tabla XI - Características cableado DC .....	45
Tabla XII - Características cableado AC .....	46
Tabla XIII - Inversión de la instalación de microgeneración .....	51
Tabla XIV - VAN a 15 años de la instalación de microgeneración .....	52
Tabla XV - TIR de la instalación de microgeneración.....	53
Tabla XVI - Inversión instalación fotovoltaica .....	54
Tabla XVII - VAN a 15 años de la instalación fotovoltaica .....	55
Tabla XVIII - TIR de la instalación fotovoltaica .....	56
Tabla XIX - Intercambiadores catálogo alfa-laval .....	65
Tabla XX - Características circuito hidráulico calefacción .....	66
Tabla XXI - Características circuito hidráulico ACS primario polifuncional .....	66
Tabla XXII - Características circuito hidráulico ACS secundario polifuncional .....	67
Tabla XXIII - Características circuito hidráulico ACS primarios fútbol y pabellón .....	67
Tabla XXIV - Características circuito hidráulico ACS secundario fútbol .....	67
Tabla XXV - Características circuito hidráulico ACS secundario pabellón .....	67
Tabla XXVI - Características cableado .....	68
Tabla XXVII - Icc máxima .....	70
Tabla XXVIII - Icc mínima .....	70
Tabla XXIX - Valores de la resistividad del terreno.....	72
Tabla XXX - Tipos de electrodos .....	72
Tabla XXXI - Sección de los conductores de protección.....	73
Tabla XXXII - Horas de funcionamiento del módulo de cogeneración.....	73
Tabla XXXIII - Variables de la instalación de cogeneración .....	74
Tabla XXXIV - Aportación de energía térmica .....	74
Tabla XXXV - Consumos previos .....	75
Tabla XXXVI - Consumos previstos .....	75
Tabla XXXVII - Precios de la electricidad .....	75
Tabla XXXVIII - Beneficio anual.....	76
Tabla XXXIX - Radiación solar en función del ángulo .....	81
Tabla XL - Rendimiento de la célula por variación de temperatura.....	83
Tabla XLI - Pérdidas de potencia .....	84
Tabla XLII - Rendimiento global.....	86
Tabla XLIII - Producción energía eléctrica .....	87
Tabla XLIV - Características cableado.....	89
Tabla XLV - Características cableado.....	90
Tabla XLVI - Características cableado.....	90
Tabla XLVII - Icc máxima .....	93
Tabla XLVIII - Icc mínima.....	93

Tabla XLIX - Tensiones en función de la sensibilidad .....	95
Tabla L - Determinación coste del equipo.....	95
Tabla LI - Disponibilidad del equipo .....	95
Tabla LII - Poder de corte .....	95
Tabla LIII – Valores de la resistividad del terreno .....	97
Tabla LIV - Tipos de electrodo .....	97
Tabla LV - Sección conductor de protección .....	98
Tabla LVI - Precio venta electricidad .....	98
Tabla LVII - Beneficio anual .....	99
Tabla LVIII - Características mínimas bandejas .....	113

## **ÍNDICE DE ILUSTRACIONES:**

Ilustración I - Esquema motor cogeneración .....	17
Ilustración II - Esquema turbina de gas .....	18
Ilustración III - Esquema conexión a red .....	31
Ilustración IV - Elementos instalación fotovoltaica .....	36
Ilustración V - VAN vs TIR instalación de cogeneración .....	53
Ilustración VI - VAN vs TIR instalación fotovoltaica.....	56
Ilustración VII - Distribución de los paneles .....	88

## **ÍNDICE MEMORIA:**

<b>1. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>11</b>
1.1 Justificación del proyecto.....	11
1.2 Objetivo del proyecto.....	11
<b>2. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN.....</b>	<b>13</b>
2.1 Funcionamiento.....	13
2.2 Demanda térmica.....	14
<b>3. TECNOLOGÍA DE LA MICROCOGENERACIÓN.....</b>	<b>15</b>
3.1 Motores alternativos de combustión interna.....	16
3.2 Microturbina.....	18
3.3 Instalación de microcogeneración.....	18
3.4 Evaluación de alternativas.....	22
3.5 Módulo de cogeneración seleccionado.....	23
<b>4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>35</b>
4.1 Tipos de funcionamiento.....	37
4.2 Elementos de una instalación fotovoltaica.....	37
4.3 Descripción de la instalación.....	41
<b>5. ESTUDIO ECONÓMICO.....</b>	<b>51</b>
5.1 Instalación de microcogeneración.....	51
5.2 Instalación fotovoltaica.....	54
<b>6. CONCLUSIÓN.....</b>	<b>57</b>
<b>7. BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>58</b>





## **1. INTRODUCCIÓN**

### **1.1 Justificación del proyecto**

El ahorro de energía y el aumento de la eficiencia energética suponen un desafío importante que se debe afrontar durante los próximos años.

La administración pública ha de considerar que el ahorro de energía en sus instalaciones beneficia no solamente a la propia administración, al reducir los costes anuales de energía, sino a todos los ciudadanos, ya que el dinero ahorrado se reinvierte en proyectos para la ciudadanía.

Para lograr estos objetivos, se debe apostar por la energías renovables, si bien es cierto que la supresión de las ayudas las hace menos atractivas, su tecnología en constante evolución, así como su cada vez más prolongada vida útil las convierte en inversiones rentables a plazo medio, si bien no es lo ideal para una instalación privada, al contar con apoyo público además de las diferentes subvenciones que existen para las diferentes tecnologías, hacen más atractiva este tipo de inversión.

Por lo tanto, se ha de realizar un estudio donde se detallen los elementos escogidos para su instalación, así como un presupuesto que justifique los gastos a realizar, y un estudio económico que, al fin y al cabo, es la parte más importante de un proyecto, ya que refleja la viabilidad de este.

### **1.2 Objetivo del proyecto**

El objeto de este proyecto es la descripción de las características técnicas y económicas del diseño de una instalación solar fotovoltaica, situada en la zona deportiva de l'Alcora, con una potencia nominal generada de 60 kW conectada a la red de MT y la descripción de las características técnicas y económicas del diseño de una instalación de micorco generación para satisfacer la demanda térmica de ésta zona deportiva.



# TRABAJO FINAL DE GRADO

## MEMORIA

Jordi Domènech Gambaro

---

El presente proyecto comprende el cálculo y diseño de las siguientes instalaciones:

- ❖ Selección y distribución de los paneles solares fotovoltaicos, así como las respectivas estructuras de soporte e inversores.
- ❖ Selección y conexión del módulo de microgeneración con la instalación existente.
- ❖ Cálculo y selección de los diferentes elementos que componen la instalación hidráulica.
- ❖ Cálculo y selección de los conductores eléctricos, así como su disposición.
- ❖ Cálculo y selección de las protecciones contra cortocircuitos, sobrecargas y contactos.

## **2. DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES**

Tal como se puede observar en el plano 1, el complejo deportivo de l'Alcora cuenta con 3 zonas diferenciadas. Un pabellón antiguo usado para el baloncesto, un campo de futbol 11 con sus correspondientes vestuarios así como un bar y un pabellón polifuncional.

El polifuncional cuenta con ACS y calefacción, mientras que las otras 2 zonas solo cuentan con ACS. Todo esto esta proporcionado por 2 calderas de gas en el polifuncional, una de gas en el campo de futbol y otra de gas en el pabellón, además de contar cada zona con un grupo de paneles solares para apoyo del ACS.

Todo el complejo está alimentado por un transformador situado en el polifuncional.

El horario de apertura al público es de 5 de la tarde hasta las 11 de la noche entre semana, mientras que el fin de semana está abierto desde las 9 hasta las 21.

### **2.1 Funcionamiento**

La producción de agua caliente se realiza de forma independiente para cada zona aunque las instalaciones existentes son similares a la mostrada en el plano 2.

La caldera calienta agua a unos 80°C que va a un colector, donde se distribuye hacia la calefacción o hacia el intercambiador de ACS, que calienta el agua de su secundario que está conectado con el depósito de acumulación. Éste a su vez recibe agua caliente del depósito de acumulación solar.

Todo esto está regulado por sensores que envían información al centro de control que activa y desactiva las bombas.

En la parte eléctrica, todo el complejo recibe la electricidad del transformador situado en el polifuncional, donde hay un cuadro del que parten las líneas para cada zona.

## 2.2 Demanda térmica

La demanda térmica la obtenemos a partir de las facturas de gas:

Mes	Q <sub>demandada</sub> (kWh)	Consumo (kWh)	Factura
Enero	17.560,89	19.512,10	1.209,75 €
Febrero	35.251,20	39.168,00	2.428,42 €
Marzo			
Abril	26.885,88	29.873,20	1.852,14 €
Mayo			
Junio	22.363,11	24.847,90	1.540,57 €
Julio			
Agosto	21.349,89	23.722,10	1.470,77 €
Septiembre			
Octubre	26.259,75	29.177,50	1.809,01 €
Noviembre			
Diciembre	15.422,31	17.135,90	1.062,43 €
<b>TOTAL</b>	<b>165.093,03</b>	<b>183.436,70</b>	<b>11.373,08 €</b>

Tabla I - Factura anual de gas

### **3. TECNOLOGÍA DE MICROCOGENERACIÓN**

La cogeneración es un sistema de producción de calor y electricidad de alta eficiencia. La eficiencia de la cogeneración reside en el aprovechamiento del calor residual de un proceso de generación de electricidad para producir energía térmica útil (vapor, agua caliente, aceite térmico, agua fría para refrigeración, etc). Por este motivo los sistemas de cogeneración están ligados a un centro consumidor de esta energía térmica.

La cogeneración de alta eficiencia aporta los siguientes beneficios:

- Disminución de los consumos de energía primaria
- Disminución de las importaciones de combustible ( ahorros en la balanza de pagos del país)
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (herramienta para el cumplimiento del Protocolo de Kyoto)
- Disminución de pérdidas en el sistema eléctrico e inversiones en transporte y distribución. Aumento de la garantía de potencia y calidad del servicio eléctrico.
- Aumento de la competitividad industrial y de la competencia en el sistema eléctrico.
- Promoción de pequeñas y medianas empresas de construcción y operación de plantas de cogeneración.
- Motivación por la investigación y desarrollo de sistemas energéticos eficientes.

Microcogeneración es el término empleado para pequeñas cogeneraciones, normalmente de hasta 50 kW eléctricos, aunque el concepto suele extenderse a las cogeneraciones de pequeña potencia de hasta 500 kWe o incluso 1000 kWe.

A nivel residencial y de sector terciario la aplicación de sistemas de cogeneración pretenderá contribuir a la cobertura de las demandas térmicas en cuanto a climatización y generación de ACS, produciendo de manera conjunta energía eléctrica para su venta a red o, en algunos casos, para autoconsumo. En la mayoría de los casos dentro de estos sectores los sistemas empleados serán de pequeña potencia (< 1000 kWe), con lo que se tratará de sistemas de microcogeneración de acuerdo con cómo suele entenderse este término.

Si bien existen diversas tecnologías dentro del ámbito de la cogeneración, a continuación se exponen sólo aquellas que actualmente tienen sentido técnico a nivel de microgeneración y cuya aplicación comercial está más extendida:

- ❖ Motores alternativos de combustión interna
- ❖ Microturbinas
- ❖ Motores Stirling
- ❖ Pilas de combustible

De estas tecnologías, las dos últimas se encuentran en la actualidad en fase de desarrollo y su aplicación comercial es aún escasa. También existen equipos para microgeneración que operan según ciclo Rankine (turbina de vapor) pero su aplicación es muy escasa, con lo que no se considerarán.

A continuación se describirán las principales características de cada una de las tecnologías.

### **3.1 Motores alternativos de combustión interna**

Los motores alternativos son máquinas volumétricas, consistentes básicamente en un dispositivo cilindro – émbolo, en las que se introduce a través de unas válvulas el aire y el combustible. Una vez efectuada la combustión, los gases resultantes de la misma son expulsados al exterior a través de las válvulas de escape. Mediante las reacciones químicas de combustión se libera la energía química del combustible y parte de esa energía es transformada en el efecto útil del motor.

En los motores alternativos, aproximadamente el 30 – 35% de la energía que hay en el combustible es convertida en trabajo en el eje y, por tanto, de este orden será el potencial de generación de energía eléctrica mediante un alternador, considerando un elevado rendimiento para estos equipos (en torno al 90%). Algunos equipos actuales están logrando rendimientos eléctricos que se acercan al 40 – 45%.

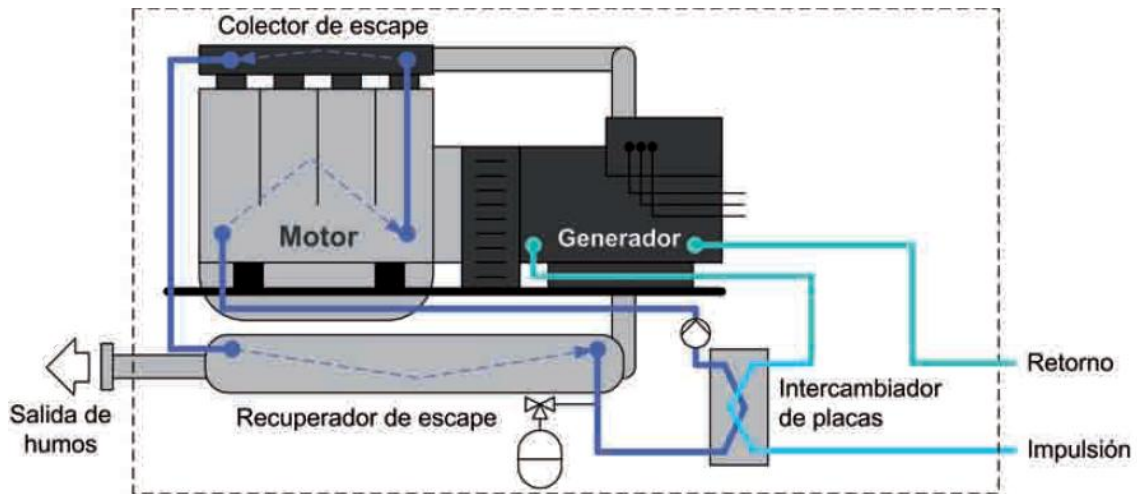


Ilustración I - Esquema motor cogeneración

La energía restante es eliminada en forma de calor o energía térmica en los gases de escape. La fuente más conveniente de calor recuperable es la correspondiente al agua de enfriamiento de las camisas, que es utilizable prácticamente en su totalidad. En cambio, normalmente no es económicamente recuperable más de un 60% del calor de los gases de escape. Una tercera fuente de recuperación de calor sería el circuito de lubricación, aunque esta fuente tiene menor importancia.

En términos generales, la distribución de las transformaciones de la energía primaria experimentadas en un motor alternativo de combustión interna suele tomar valores próximos a los siguientes:

- ❖ Trabajo en el eje: 30 – 35%
- ❖ Electricidad: 27 – 32%
- ❖ Alternador: 3 – 4%
- ❖ Circuito refrigeración: 35 – 40%
- ❖ Gases de escape: 20 – 25%
- ❖ Circuito de lubricación: 5%
- ❖ Transmisión por radiación del motor: 5%

Los rendimientos globales de estos equipos se sitúan entre un 65 – 90%.

### 3.2 Microturbina

Una microturbina será sencillamente una turbina cuya potencia se encuentre dentro del rango de aquellas potencias entre las que entendemos el concepto de microgeneración, normalmente desde unos 25 kWe hasta 1000 kWe.

Estos equipos suelen emplear combustibles gaseosos (gas natural, propano, biogás, etc.) como fuente de energía, aunque también existen equipos capaces de funcionar con combustibles líquidos (gasolina, gasoil, keroseno, fuel, etc.).

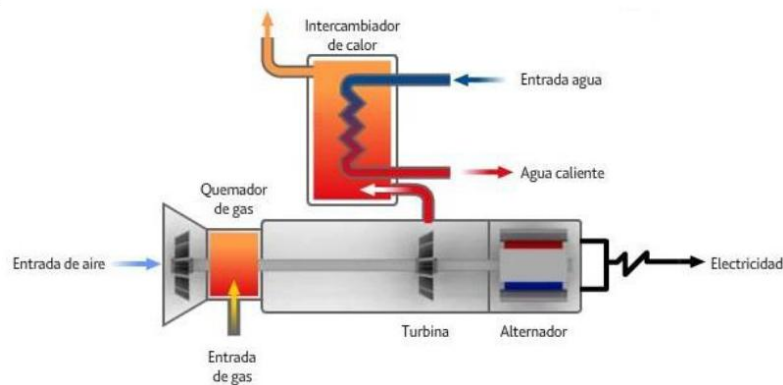


Ilustración II - Esquema turbina de gas

Mediante microturbinas, de manera general se logra convertir en energía eléctrica entre un 22 y un 27% de la energía contenida en el combustible. No obstante, existen fabricantes que aseguran lograr rendimientos eléctricos de entre un 29 y un 33% utilizando ciclos con regeneración. La energía restante (65 – 75% de la energía contenida en el combustible) se encuentra en su mayor parte en los gases de escape a una temperatura de unos 300 °C. De esta energía, con cambiadores de calor adecuados puede lograr recuperarse entre un 60 y un 70%, es decir, entre un 40 y un 50% de la energía primaria contenida en el combustible.

El rendimiento global de una microturbina se sitúa en torno a 65 – 85%.

### 3.3 Instalación de microcogeneración

La eficiencia energética de la cogeneración es la principal razón para la promoción de este sistema por parte de las diferentes administraciones energéticas.

El objetivo que persigue la cogeneración es el ahorro de energía primaria y la consiguiente disminución de emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes. Al tratarse de ventajas respecto a otros sistemas de generación eléctrica para poder cuantificarlas se precisa de términos de comparación.

Pero antes de calcular los índices de eficiencia hay que conocer la clasificación de las plantas de cogeneración, que según la normativa actual aplicable queda de la siguiente forma:

Categoría a): productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales.

Esta categoría se divide a su vez en dos grupos:

1. Grupo a.1) Instalaciones que incluyan una central de cogeneración. Dicho subgrupo se divide en los siguientes subgrupos:

- ❖ Subgrupo a.1.1) Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, o al menos 65% de la energía primaria utilizada provenga de biomasa o biogás de los grupos b.6), b.7) y b.8); siendo los porcentajes de la energía primaria utilizada, medida por el PCI.
- ❖ Subgrupo a.1.2) Cogeneraciones que utilicen como combustible principal derivados de petróleo o carbón, siempre suponga al menos el 95% de la energía primaria utilizada, medida por el PCI.
- ❖ Subgrupo a.1.3) Resto de cogeneraciones que utilicen gas natural o derivados del petróleo o carbón, y no cumplan con los límites de consumo establecidos para los dos subgrupos anteriores.



## TRABAJO FINAL DE GRADO

### MEMORIA

Jordi Domènech Gambaro

---

2. Grupo a.2) Instalaciones que incluyan una central que utilice energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica.

Para incluirse dentro de las instalaciones de régimen especial y tener otorgado un régimen retributivo, la planta de cogeneración debe cumplir en lo que respecta al Rendimiento eléctrico equivalente (REE) en lo detallado en el anexo XIV del RD 413/2014:

- ❖ El Rendimiento eléctrico equivalente de las instalaciones de Cogeneración en el periodo anual deberá ser igual o superior al que corresponda según la siguiente tabla:

Tipo de combustible	Rendimiento eléctrico equivalente
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49%
Combustibles líquidos en motores térmicos	56%
Combustibles sólidos	49%
Gas natural y GLP en motores térmicos	55%
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59%
Otras tecnologías y/o combustibles	59%

Tabla II - REE en función del combustible

Para aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea menor o igual a 1 MW, el valor del rendimiento equivalente mínimo requerido será un 10% inferior al que aparece en la tabla anterior por tipo de tecnología y combustible.

- ❖ El rendimiento eléctrico equivalente de una instalación de cogeneración se determinará por la siguiente fórmula:

$$REE = E/[F - (H/Ref H)]$$

Siendo:

E: Energía eléctrica generada medida en bornes de alternador.

F: Combustible consumido por la Cogeneración y dispositivos de post-combustión.

H: Calor útil producido por la Cogeneración y otros dispositivos de post-combustión.

Ref H: Valor de referencia de rendimiento para la producción separada de calor.

Además, también hay que cumplir con lo dispuesto en el RD 616/2007 sobre el PES (Power Energy Saving). Los valores utilizados para calcular la eficiencia de la cogeneración y el ahorro de energía primaria se calcularán sobre la base del funcionamiento previsto o real de la unidad en condiciones normales de utilización durante un periodo de referencia de un año natural.

A efectos de este real decreto, la cogeneración de alta eficiencia deberá cumplir los siguientes criterios:

- ❖ La producción de cogeneración procedente de unidades de cogeneración deberá aportar un ahorro de energía primaria de al menos el 10%.
- ❖ La producción de las unidades de cogeneración a pequeña escala (<1 MW) y que aporten un ahorro de energía primaria podrán considerarse cogeneración de alta eficiencia.
- ❖ El PES aportado por la cogeneración se determina mediante esta fórmula:

$$PES = 1 - (1/(RV/RV\ ref + RE/RE\ ref))$$

Siendo:

PES: porcentaje de ahorro de energía primaria respecto de la que se hubiera consumido en generación separada de calor y electricidad.

RV: es la eficiencia térmica de la producción mediante cogeneración.

RV ref: valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor.

RE: es la eficiencia eléctrica de la producción mediante cogeneración.

RE ref: valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad.

Los distintos regímenes retributivos se aplicarán a las instalaciones de cogeneración en función de la categoría en la que estén clasificadas y mientras cumplan con los dos índices de eficiencia anteriores.

### 3.4 Evaluación de alternativas

Se ha optado por la tecnología de motores de microgeneración por:

- ❖ Alta relación energía eléctrica/energía térmica
- ❖ Alto rendimiento eléctrico
- ❖ Su alta fiabilidad
- ❖ Su menor tamaño
- ❖ Su alta capacidad de modulación

El módulo elegido, deberá cumplir con el PES y el REE.

Nuestra instalación cuenta con aporte de energía solar térmica, que ya está incluida en los consumos de energía térmica mostrados. Además, las calderas existentes permanecerán de apoyo para cubrir los picos de demanda.

La instalación se dimensionará conforme a la demanda de energía térmica actual, para evitar producir más de la necesaria ya que esta se tendría que disipar.

La demanda térmica anual asciende a 165.093 kW/h y para cubrirla se proponen dos soluciones:

Un módulo que funcione al 100% de potencia las 24 horas del día o uno que funcione mediante la modulación de su potencia para que en las puntas abastezca una mayor cantidad de energía térmica y en el resto del día disminuya para evitar que se pare.

Teniendo en cuenta que el módulo deberá trabajar 305 días al año 24 horas al día, la potencia térmica del módulo deberá ser similar a:

$$Q_{\text{COG}} = 165.093 / (305 \cdot 24) = 22,55 \text{ kW}$$

Para el caso de la modulación se sabe que el periodo de máximo consumo dura aproximadamente 8 h, mientras que el resto del tiempo se considera que solo es necesario el rellenado de los depósitos y el mantenimiento de la temperatura de

acumulación de ACS, para calcular la potencia necesaria para calentar el agua de los depósitos en menos de 16 horas sería de:

$$E_{\text{acumulacion}}(\text{Wh}) = V_{\text{acumulacion}}(\text{l}) \cdot (T_{\text{acumulacion}} - T_{\text{aguared}})(^{\circ}\text{C}) \cdot 1,16 (\text{Wh/l} \cdot ^{\circ}\text{C})$$

Considerando el salto térmico de 30 °C (en el peor de los casos el módulo tendrá que elevar de 50°C a 80°C aunque su funcionamiento normal es de 60°C a 80°C) y un volumen de acumulación de 6000l (3 depósitos de 2000l) nos sale una potencia de 13 kW. Por lo que buscamos un módulo de 26 kW que pueda modular hasta 13 kW.

A la hora de elegir el módulo hay que tener en cuenta que el ahorro se produce en cuanto más electricidad generes, por lo que es preferible elegir el módulo que tenga un mayor rendimiento eléctrico.

Observando los catálogos de diferentes fabricantes de módulos de microcogeneración, se observa que los módulos cuya potencia térmica es inferior a los 30 kW aproximadamente, los rendimientos eléctricos disminuyen drásticamente, cosa que o nos interesa. Por lo que es preferible elegir un módulo de mayor potencia con modulación.

### **3.5 Módulo de cogeneración seleccionado**

Se ha elegido el módulo de Bosch con una potencia de 19 kW eléctricos y 31 térmicos a plena carga, aunque se puede modular hasta un 50% de la potencia total, lo que será útil para evitar la parada durante la noche. Aún así, si la demanda térmica es inferior a la aportación del módulo, la energía térmica sobrante se disipará a través del aerorefrigerador del módulo.

Las principales características del módulo son las siguientes:

<b>Bosch</b>	<b>Unidad</b>	<b>EN19</b>
Generación de corriente trifásica	V / Hz	400 / 50
Calor de calefacción	°C	80/60
Potencia eléctrica (cos phi 1)	kW <sub>el</sub>	19
Potencia térmica (±5%)	kW <sub>th</sub>	31
Consumo de combustible (±5%) ISO3046-1	kW	54
Rango modulación	kW <sub>el</sub>	9,5 - 19
Relación arranque / parada (media anual)	H <sub>func</sub> / arranq	6:1
<b>Rendimientos en funcionamiento paralelo con la red</b>		
Rendimiento eléctrico	%	35,1
Rendimiento térmico	%	57,3
Rendimiento global	%	94,2
Ratio de potencia de calefacción	kW <sub>el</sub> / kW <sub>th</sub>	0,61
Poder calorífico superior (Hi)	kWh/m <sup>3</sup>	10,0
Prestaciones validas para las condiciones estándar de operación	DIN ISO 3046-1	25 °C / 30 % 100 kPa < 100m

Tabla III - Características del módulo

### 3.5.1 Cumplimiento de los índices de eficiencia

Se cumple con las exigencias de ambos índices de eficiencia:

$$REE = 95.152 / (276.552 - 143.358,9 / 0,9) = 81,1 \%$$

$$PES = 1 - (1 / (0,573 / 0,90 + 0,351 / 0,525)) = 23,3 \%$$

### 3.5.2 Instalación de gas natural

El módulo se instalará en una sala anexa a la de calderas, previamente acondicionada para que se pueda realizar este tipo de actividad (ventilación, accesos, sistema de evacuación, seguridad antiincendios...).

El sistema de combustible está constituido por: acometida interior, estación regulación y medida, colector de distribución y entrada motor. Debido a la

preinstalación del local, el sistema de combustible necesario a instalar es únicamente la entrada a motor.

- ❖ Entrada motor: Consta de llave de seccionamiento, válvula de regulación, válvula solenoide de parada y seguridad y filtro de gas.
  - Longitud: 3 m
  - Diámetro: ½" IG
  - Material: Acero al carbono s/DIN 2448
  - Presión de entrada: 25 mbar

Característica	Unidad	Valor
<b>Poder calorífico inferior mínimo</b>	kWh/m <sup>3</sup>	8,3 - 10,2
<b>Índice de metano mínimo</b>	-	80
<b>Presión mínima de alimentación</b>	mbar	25
<b>Presión máxima de alimentación</b>	mbar	80
<b>Fluctuaciones máximas de presión</b>	mbar/min	±1
<b>Temperatura máxima de alimentación</b>	°C	30
<b>Humedad relativa máxima</b>	%	60

Tabla IV - Características alimentación de gas

### 3.5.3 Intercambiadores de calor

A fin de transmitir el calor generado por el módulo de microgeneración se recurrirá a la instalación de tres intercambiadores de calor, uno para el depósito de ACS del polifuncional, uno para el depósito del campo de fútbol y otro para el depósito del pabellón. El agua procedente de los módulos tendrá una temperatura de 80°C y será disminuida hasta 60°C por el intercambiador (circuito primario), la energía térmica perdida en este proceso se recuperará por el segundo circuito del intercambiador (circuito secundario), que elevará la temperatura de entrada de 40°C hasta 60°C, temperatura la cual se entregará al acumulador de ACS.

Los intercambiadores serán de placas (recambiables), consistentes en un conjunto de placas preformadas con unos canales en disposición paralela por donde circulan los fluidos a contra corriente. Estas placas están montadas sobre un bastidor de

## TRABAJO FINAL DE GRADO

### MEMORIA

Jordi Domènech Gambaro

---

acero y selladas con dos placas de acero, sujetadas por espárragos de apriete que compactan las placas. Cada placa dispone de 4 bocas por donde circulan los fluidos en paralelo a contra corriente, mientras que un fluido es conducido por las placas pares, el otro por las impares.

Se han elegido 3 intercambiadores de distintas potencias, ya que la carga térmica de cada zona es diferente. Para el polifuncional se ha seleccionado uno de 15 kW de potencia, para el campo de futbol uno de 10 kW y para el pabellón uno de 6 kW.

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Potencia	Kcal/h	12.897
Potencia	kW	15
Caudal-1	m <sup>3</sup> /h	0,65
Pérdida carga-1	m.c.a.	0,85
Caudal-2	m <sup>3</sup> /h	0,65
Pérdida carga-2	m.c.a.	0,85
Presión máx. servicio	bar	30
Máx. Temperatura	°C	225
Superficie placa	m <sup>2</sup>	0,074·0,21

Tabla V - Características intercambiador

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Potencia	Kcal/h	8.598
Potencia	kW	10
Caudal-1	m <sup>3</sup> /h	0,4
Pérdida carga-1	m.c.a.	0,6
Caudal-2	m <sup>3</sup> /h	0,4
Pérdida carga-2	m.c.a.	0,6
Presión máx. servicio	bar	30
Máx. Temperatura	°C	225
Superficie placa	m <sup>2</sup>	0,074·0,21

Tabla VI - Características intercambiador

CONCEPTO	UNIDAD	VALOR
Potencia	Kcal/h	5.198
Potencia	kW	6
Caudal-1	m <sup>3</sup> /h	0,3
Pérdida carga-1	m.c.a.	0,4
Caudal-2	m <sup>3</sup> /h	0,3
Pérdida carga-2	m.c.a.	0,4
Presión máx. servicio	bar	30
Máx. Temperatura	°C	225
Superficie placa	m <sup>2</sup>	0,074·0,21

Tabla VII - Características intercambiador

### 3.5.4 Aerorefrigerador

En el modo de funcionamiento comandado por la demanda térmica del sistema, no hay necesidad de considerar sistemas de disipación adicional, ya que el módulo incorpora un sistema propio de disipación.

### 3.5.5 Acumuladores

El sistema cuenta con 3 acumuladores verticales de 2000L, uno en cada zona, por lo que no será necesaria la instalación de algún otro.

### 3.5.6 Tuberías y bombas

El sistema cuenta con 7 circuitos a instalar, tal como se puede observar en el plano 3:

- 1) El circuito 1 es el circuito de refrigeración del módulo, el agua caliente obtenida la máquina discurre por un conducto hasta el colector y retorna de éste para cerrar el circuito. La instalación de éste circuito será exterior y aérea, y se realizará con tubería de cobre.

Cada tubería dispondrá de válvula anti-retorno y llave de seccionamiento necesarias. El diámetro de la tubería saliente y entrante al módulo será de PN6 y DN 25 (requerimientos del fabricante). Para el circuito caliente se



recubrirá la instalación con aislamiento de coquilla de espuma elastomérica, para que la temperatura en su superficie exterior no sea superior en 20°C la del ambiente.

Éste circuito funciona mediante la bomba incorporada en el módulo de cogeneración.

- 2) El circuito 2 es el circuito de calefacción. La instalación de éste circuito será exterior y aérea, y se realizará con tubería de cobre.

Cada tubería dispondrá de válvula anti-retorno y llave de seccionamiento necesarias, además de una válvula de tres vías para funcionar alternativamente con la caldera. El diámetro de la tubería de ida y retorno al colector será de PN6 y DN 50 (como el ya existente). Para el circuito caliente se recubrirá la instalación con aislamiento de coquilla de espuma elastomérica, para que la temperatura en su superficie exterior no sea superior en 20°C la del ambiente.

- 3) El circuito 3 es el circuito primario del intercambiador del polifuncional. La instalación de éste circuito será exterior y aérea, y se realizará con tubería de cobre.

Cada tubería dispondrá de válvula anti-retorno y llave de seccionamiento necesarias. El diámetro de la tubería de ida y retorno al colector será de PN6 y DN 20. Para el circuito caliente se recubrirá la instalación con aislamiento de coquilla de espuma elastomérica, para que la temperatura en su superficie exterior no sea superior en 20°C la del ambiente.

Este circuito contará con una bomba que se activará cuando haya demanda térmica en el depósito del polifuncional. La bomba será capaz de hacer circular un caudal de 0,65 m<sup>3</sup>/h. Para ello se ha elegido una bomba grundfos de 32 W de potencia.

- 4) El circuito 4 es el circuito primario los intercambiadores del campo de fútbol y pabellón. La instalación de éste circuito será enterrada, y se realizará con tubería de cobre.

Cada tubería dispondrá de válvula anti-retorno y llave de seccionamiento necesarias. El diámetro de la tubería de ida y retorno será de PN6 y DN 25. Para el circuito caliente se recubrirá la instalación con aislamiento de

coquilla de espuma elastomérica, para que la temperatura en su superficie exterior no sea superior en 20°C la del ambiente.

Este circuito contará con una bomba que se activará cuando haya demanda térmica en los depósitos del campo de fútbol o del pabellón. La bomba deberá ser capaz de elevar un caudal de 0,7 m<sup>3</sup>/h a una altura manométrica de 40 m. Para ello se ha elegido una bomba Grundfos de 0,55 kW de potencia.

- 5) Los circuitos 5, 6 y 7 son los circuitos secundarios de sus respectivos intercambiadores. La instalación de estos circuitos será exterior y aérea, y se realizará con tubería de cobre.

Cada tubería dispondrá de válvula anti-retorno y llave de seccionamiento necesarias. El diámetro de la tubería será de PN6 y DN25. Para el circuito caliente se recubrirá la instalación con aislamiento de coquilla de espuma elastomérica, para que la temperatura en su superficie exterior no sea superior en 20°C la del ambiente.

Cada circuito contará con su respectiva bomba que se activará cuando haya demanda térmica en su respectivo depósito de ACS. Para ello se ha elegido una bomba Grundfos de 32 W de potencia.

### **3.5.7 Sistema de control e instrumentación**

El módulo incorpora su propio sistema de control, tanto para la generación de electricidad como para la generación de agua caliente, además ya existe la instrumentación necesaria para el correcto funcionamiento de la instalación. Lo que habría que ampliar son las entradas y salidas del centro de control general para las nuevas bombas instaladas, así como para la modulación de producción de agua caliente.

### **3.5.8 Sistema de evacuación de gases**

La evacuación de gases del módulo de microgeneración se realizará en paralelo al ya existente de las calderas, tal como se observa en el plano 4.

El conducto de evacuación de los productos de la combustión del módulo, deberá tener las dimensiones DN 50, según indica el fabricante, trazado y situación adecuados, no estrangular la salida prevista por el fabricante en el aparato y ser

resistente a la corrosión y a la temperatura de salida de los productos de la combustión (110°C), así como estanco tanto por la naturaleza de los materiales como por el tipo y modo de realizar las uniones que procedan.

#### **3.5.9 Ventilación**

La ventilación del módulo de microgeneración se realizará de la misma que para las calderas, no permitiendo que el incremento de temperaturas en la sala respecto al exterior sea superior a 5°C y eliminando los vapores perjudiciales para la salud, cumpliendo así con la normativa vigente.

Como las calderas y el módulo son generadores de calor, teniendo en cuenta el reglamento de instalaciones de gas en locales destinados a usos domésticos, colectivos o comerciales, la ventilación se realizará mediante conductos de ventilación forzada, estos conductos comunicarán con el exterior, desembocando a una altura del suelo inferior a 50 cm.

#### **3.5.10 Mantenimiento**

El mantenimiento del módulo será realizado por la empresa suministradora conforme a las operaciones periódicas requeridas y especificadas en el manual de servicio del equipo en función de las horas de servicio y ubicación del mismo.

#### **3.5.11 Instalación eléctrica**

La instalación eléctrica que se prevé realizar permitirá la exportación de la energía eléctrica producida en la planta de microgeneración.

En las condiciones normales de funcionamiento la instalación trabajará en paralelo con la red de distribución de l'Alcora, de la compañía Iberdrola.

En nuestro caso se debe dimensionar la instalación eléctrica desde la salida del generador hasta la conexión con el transformador. Para ello se seguirán tanto las condiciones técnicas de producción de energía eléctrica conectada a la red de Iberdrola, como la ITC-BT-40, que hace referencia a las instalaciones generadoras de baja tensión. Los elementos a dimensionar serán los indicados a continuación:

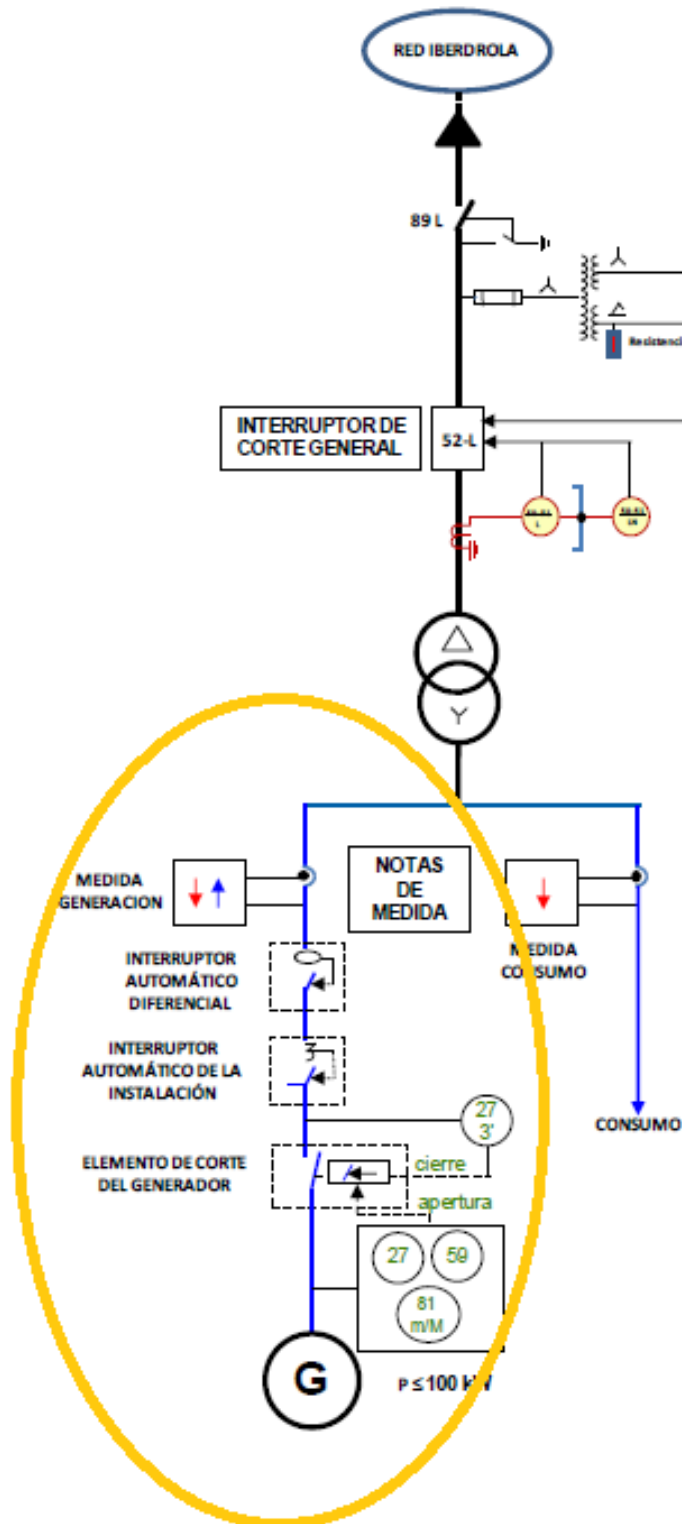


Ilustración III - Esquema conexión a red

### 3.5.11.1 Cableado, tubos y canales

En esta tabla se mostraran los resultados obtenidos del tipo de cable, así como el tipo de tubo o canal donde irán alojados.

Tramo	S(mm <sup>2</sup> )	I <sub>max</sub> (A)	Tipo cable	Canalización
Módulo a embarrado	4x10	55,25	RV-K (AS) 0,6/1 kV DC, Cu	Bandeja metálica perforada

Tabla VIII - Características cableado

### 3.5.11.2 Dispositivos de medición

Se instalará dentro de la CGP un seccionador en carga y un contador bidireccional de entrada y salida, ajustándose a la normativa metrológica vigente y precisión de clase 2, de acuerdo con el R.D. 675/1984.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida serán precintados por la empresa distribuidora.

Los materiales a emplear, serán conductores de cobre unipolares, aislados de 0'6/1 KV descritos según norma UNE 20460-5-523.

### 3.5.11.3 Dispositivos de protección y elementos de conexión

Se dotará a la instalación de todo un sistema de protección frente a sobreintensidades mediante interruptores magnetotérmicos, y contactos directos e indirectos mediante interruptores diferenciales.

A la salida del módulo se instalará un interruptor magnetotérmico 4P x 32A poder de corte 22 kA curva B.

Además, antes de los contadores se instalará un interruptor automático de 32 A y poder de corte de 22 kA y un interruptor diferencial de 40 A y 30 mA de sensibilidad.

### **3.5.11.4 Protecciones adicionales**

Adicionalmente se instalarán unas protecciones adicionales exigidas por Iberdrola en las “Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de Iberdrola Distribución”.

Estas protecciones son las siguientes:

- Un relé de máxima y mínima frecuencia: conectado entre fases y ajustado en 50,5 y 48 Hz, con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente.
- Un relé de máxima tensión: conectado entre fases y ajustado a 1,1-1,15 UN con una temporización máxima de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.
- Un relé de mínima tensión trifásico ajustado a 0,85 UN y una temporización máxima de 1,5 segundos.

### **3.5.11.5 Puesta a tierra.**

Según la ITC-BT -18, la toma de tierra está constituida por:

Cable rígido de cobre desnudo de una sección de 10 mm<sup>2</sup>, unido a electrodos formados por 2 piquetas de Ac-Cu con una longitud de 1,5 m.

### **3.5.12 Electricidad generada**

Actualmente en lo que se refiere al autoconsumo no existe un desarrollo normativo firme del régimen de autoconsumo y de la retribución del mismo. De forma que hay que optar por el régimen que se conoce como “todo-todo”, en el cual se compra toda la electricidad necesaria y se vende toda la electricidad producida. Se requieren dos contadores independientes, uno para el consumo y otro para la generación.

#### **3.5.13 Retribuciones**

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, establece la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.

Este régimen retributivo se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

No se ahondará más profundamente en este tema ya que no es objeto de éste proyecto el cálculo de las retribuciones para nuestra instalación.

## **4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA**

El aprovechamiento de la Energía Solar Fotovoltaica se realiza a través de la transformación directa e inmediata de la radiación procedente del sol en energía eléctrica mediante el llamado “efecto fotovoltaico”.

Esta transformación se lleva a cabo en las denominadas “células solares” que están fabricadas con material semiconductor, en su mayoría silicio.

Cuando la luz del sol incide sobre la célula, los fotones transmiten su energía los electrones del material semiconductor que saltan al exterior generándose así una corriente eléctrica capaz de circular por un circuito externo.

Los módulos fotovoltaicos están formados por el conjunto de células fotovoltaicas unidas eléctricamente entre sí. La potencia máxima que puede suministrar un módulo se denomina potencia pico ( $W_p$ ).

La energía fotovoltaica se caracteriza por ser limpia, silenciosa, de larga duración, de escaso mantenimiento, de elevada fiabilidad, ecológica y no contaminante.

La energía que genera el campo es corriente continua y no puede ser transferida directamente a diferentes equipos o aparatos eléctricos. Para poder hacerlo es necesario convertir esta energía a corriente alterna de la misma tensión y frecuencia de la red. Esta conversión se realiza mediante un dispositivo denominado ondulator o inversor.

La instalación presenta tres subsistemas claramente diferenciados:

1. **Generador Fotovoltaico:** Es donde se produce la conversión de la energía eléctrica. El campo fotovoltaico está formado por la interconexión en serie y paralelo de una cantidad de módulos fotovoltaicos. El generador o planta fotovoltaica produce corriente continua.
2. **Acondicionamiento de Potencia / Inversores:** Son dispositivos electrónicos, que basándose en tecnología de potencia transforman la corriente continua procedente de los módulos fotovoltaicos en corriente alterna, de la misma tensión y frecuencia que los aparatos a alimentar.



3. **Protecciones:** Esta parte representa y constituye una configuración de elementos que actúan como forma de conexión entre la instalación fotovoltaica y los equipos eléctricos en condiciones adecuadas de seguridad. Para esto se requieren unas protecciones necesarias de acuerdo con lo estipulado en el Real Decreto 1663/2000 artículo 11 sobre instalaciones fotovoltaicas con conexión a red.

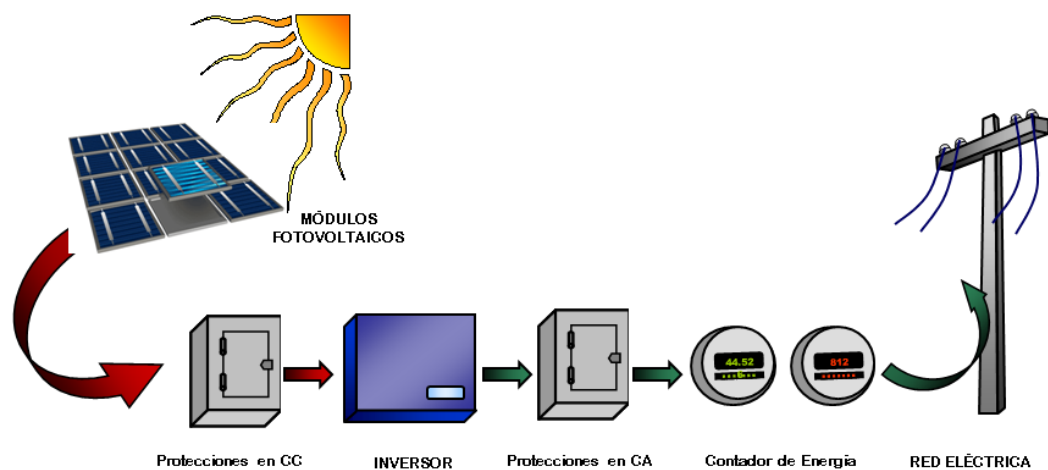


Ilustración IV - Elementos instalación fotovoltaica

## 4.1 Tipos de funcionamiento

Existen dos maneras de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico.

- **Instalaciones aisladas de la red eléctrica:** son sistemas en los que la energía generada se almacena en baterías para poder disponer de su uso cuando sea el momento. Estos sistemas se destinan sobre todo en aquellos lugares en los que se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tener una línea entre la red y el punto de consumo.
- **Instalaciones conectadas a la red eléctrica:** son las que toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde haya demanda.

## 4.2 Elementos de una instalación fotovoltaica

### 4.2.1 Paneles solares

La instalación solar fotovoltaica presenta una potencia nominal de 60 kW, con lo que habrá de decidirse por una buena elección del tipo de panel a instalar. Según el material que los componen existen tres tipos de módulos solares:

- a) **Silicio puro mono cristalino:** Basados en secciones de una barra de silicio perfectamente cristalizado en una sola pieza. Se alcanzan rendimientos del 16%. Es el panel más caro.
- b) **Silicio puro poli cristalino:** Los paneles poli cristalinos se basan en secciones de una barra de silicio que se ha estructurado desordenadamente en forma de pequeños cristales. Son visualmente muy reconocibles por presentar su superficie un aspecto granulado. Se obtiene con ellos un rendimiento inferior que con los mono cristalinos con un 14% siendo su precio también más bajo.
- c) **Silicio amorfo (TFS):** Basados también en el silicio, pero a diferencia de los dos anteriores, este material no sigue aquí estructura cristalina alguna.

Paneles de este tipo son habitualmente empleados para pequeños dispositivos electrónicos y en pequeños paneles portátiles. Su rendimiento máximo alcanzado es del 8%.

### 4.2.2 Estructura

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

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

En función del tipo de estructura que soportaran los módulos nos encontraremos con diferentes soluciones.

- a) **Estructura de captación solar fija:** Es la más fácil y sencilla de instalar i también la más económica. Pero el inconveniente que se encuentra es que este sistema no puede aprovechar toda la radiación solar posible al quedar fijada su orientación e inclinación. Esto hace que se saque provecho del sol un número limitado de horas sin olvidar que la máxima producción se produce cuando los rayos solares inciden perpendicularmente sobre la superficie de captación. Nos encontramos con dos tipos de estructuras fijas:
  - **Estructura fija anclada:** Es el sistema más utilizado, esta estructura va anclada directamente en la cubierta con determinados sistemas de fijación.
  - **Estructura fija lastrada:** Este sistema se utiliza en cubiertas donde no está permitida su perforación, utilizando así unos contrapesos de hormigón.
- b) **Estructura de captación solar móvil:** Estos sistemas consisten en soportes que son movidos mediante motores y controlados mediante sistemas electrónicos con la capacidad de soportar un número de módulos para captar la máxima energía por unidad de superficie. Con

este sistema lo que se consigue es localizar la posición del sol de forma automática y orientar los módulos de forma que el sol incida perpendicularmente consiguiendo el máximo rendimiento de captación. El inconveniente de este tipo de seguidores es su elevado coste económico y de instalación pero su ventaja es un mayor aprovechamiento de la energía solar con una mejora de la producción y de la venta a la red. Nos encontramos con dos tipos de estructuras móviles:

- **Sistema con seguimiento 1 eje:** Estos soportes realizan un cierto seguimiento solar. La rotación del soporte se hace por medio de un solo eje, ya sea horizontal, vertical u oblicuo. Este tipo de seguimiento es más sencillo y más económico que el sistema de 2 ejes, resultando sin embargo incompleto ya que sólo podrá seguir o la inclinación o el azimut del Sol, pero no ambas a la vez.
- **Sistema con seguimiento 2 ejes:** Con este sistema ya es posible realizar un seguimiento total del sol en altitud y en azimut y siempre se conseguirá que la radiación solar incida perpendicularmente obteniéndose la mayor captación posible.

### 4.2.3 Inversor

Su función principal es convertir la corriente continua procedente de los paneles fotovoltaicos en corriente alterna.

Las instalaciones fotovoltaicas tienen un elevado coste y no pueden permitirse fallos e imprudencias en la explotación de éstas instalaciones, por este motivo los inversores deben tener un alto rendimiento y fiabilidad. El rendimiento de los inversores oscila entre el 90% y el 99%, dicho rendimiento depende de la variación de la potencia de la instalación, por lo que se intentará que el inversor trabaje con potencias cercanas o iguales a la nominal, puesto que si la potencia de entrada al inversor procedente de los paneles fotovoltaicos varía, el rendimiento disminuye.

Para evitar que el rendimiento disminuya con la variación de la potencia de entrada procedente de los paneles solares, los inversores deben estar equipados con dispositivos electrónicos que permitan realizar un seguimiento del punto de

máxima potencia de los paneles, permitiendo obtener la máxima eficiencia posible del generador fotovoltaico en cualquier circunstancia de funcionamiento.

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

En cuanto a la fiabilidad que debe aportar, un inversor debe estar equipado con protecciones que aseguren tanto el buen funcionamiento de la instalación como la seguridad de la misma.

La conversión de corriente continua en alterna podrá realizarse de diversas formas, pero la mejor manera dependerá de la semejanza que tenga la onda de salida a la onda senoidal:

a) **Inversores de onda cuadrada:** la mayoría de los inversores funcionan haciendo pasar la corriente continua a través de un transformador, primero en una dirección y luego en otra. El dispositivo de conmutación que cambia la dirección de la corriente debe actuar con rapidez. A medida que la corriente pasa a través de la cara primaria del transformador, la polaridad cambia 100 veces cada segundo. Como consecuencia, la corriente que sale del secundario del transformador va alternándose, en una frecuencia de 50 ciclos completos por segundo. La dirección del flujo de corriente a través de la cara primaria del transformador se cambia muy bruscamente, de manera que la forma de onda del secundario es "cuadrada", representada en la figura mediante color morado. Los inversores de onda cuadrada son más baratos, pero normalmente son también los menos eficientes. Producen demasiados armónicos que generan interferencias (ruidos).

b) **Inversores de onda senoidal modificada:** son más sofisticados y caros, y utilizan técnicas de modulación de ancho de impulso (PWM). El ancho de la onda es modificada para acercarla lo más posible a una onda senoidal. La salida no es todavía una auténtica onda senoidal, pero está bastante próxima gracias también a la tecnología DSP (Procesador de señal digital).

Son los que mejor relación calidad/precio ofrecen.

c) **Inversores de onda senoidal:** con una electrónica más elaborada se puede conseguir una onda senoidal pura. Hasta hace poco tiempo estos inversores eran grandes y caros, además de ser poco eficientes (a veces sólo un 40% de eficiencia). Últimamente se han desarrollado nuevos inversores senoidales con una eficiencia del 90% o más, dependiendo de la potencia.

La incorporación de microprocesadores de última generación permite aumentar las prestaciones de los inversores con servicios de valor añadido como telecontrol, contaje de energía consumida,... Sin embargo su coste es mucho más elevado que el de los inversores menos sofisticados.

#### 4.2.4 Protecciones

Además de las protecciones integradas en el inversor, es necesario equipar la instalación con protecciones adicionales que protejan tanto la seguridad de la instalación y equipos como la seguridad de las personas responsables de su funcionamiento y mantenimiento. La implantación de protecciones deberemos llevarla a cabo atendiendo a la reglamentación vigente para éste tipo de instalaciones, artículo 11 del Real Decreto 1663/2000 y al Reglamento Electrotécnico de Baja tensión:

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

- a) **Protecciones de continua:** Este tipo de aparamenta se instalará en la fase de potencia continua de la instalación fotovoltaica, es decir, desde los paneles solares hasta la entrada del inversor.
- b) **Protecciones de alterna:** Estas protecciones se instalarán en la parte de la instalación donde existe potencia alterna, es decir, desde la salida del inversor hasta el punto de conexión de la red de suministro.

### 4.3 Descripción de la instalación

Según el RD. 1578/2008, de 26 de septiembre el grupo de clasificación en el que estaría incluida esta instalación es b.1.1.: Instalaciones que únicamente utilicen como energía primaria la solar fotovoltaica.

Se pretende la instalación de un generador fotovoltaico de 62.100  $W_p$  y de hasta 60 kW de potencia nominal, con conexión trifásica 400/230V, conectado a red, ubicado en el tejado de un pabellón polifuncional.

La superficie neta en placas será de 441  $m^2$ , ocupando su distribución en planta una superficie total aproximada de 900  $m^2$  y siendo la distancia mínima entre filas de módulos de 2'13 m, para evitar al máximo interferencias entre ellos.

El punto de conexión de esta nueva instalación propuesto por la Compañía Suministradora Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.U., es en el Módulo de Medida a instalar, formado por las bases fusibles, el contador bidireccional de consumos y el seccionador en carga con enclavamiento.

El campo generador fotovoltaico está orientado al sur con un azimut  $0^\circ$  y una inclinación de  $30^\circ$  con respecto a la horizontal, inclinación que nos permite maximizar la producción anual.

Los módulos a instalar, de marca ATERSA, modelo A-230GSE, policristalino, que se distribuirán en 3 campos fotovoltaicos que se conectarán a su respectivo inversor de 20 Kw marca ATERSA, ubicado en el interior del pabellón, en una sala anexa a la del transformador.

Un interruptor permitirá la desconexión de cada campo generador respecto del inversor, para facilitar los trabajos de mantenimiento y reparación.

El cableado desde el campo generador hasta los inversores se realizará en montaje superficial, mediante rejilla metálica, tal como se puede observar en el plano 5.

#### 4.3.1 Módulos fotovoltaicos

Los módulos utilizados son policristalinos del modelo A-230 GSE del fabricante ATERSA, de 230W de potencia pico. Ofrecen garantía 100% Española, de defectos materiales para un período de 10 años y una garantía de producción del módulo

durante 25 años. ATERSA garantiza una producción inicial del 97% y una degradación anual del 0,68% durante un periodo de 25 años.

Además, los módulos presentan baja tolerancia del 5% de potencia, lo que permite contar con bajas discrepancias en cuanto a las indicaciones generales.

Se eligen módulo policristalinos porque la pérdida de potencia por variación de temperatura es menor que en los monocristalinos, además de ser ligeramente más económicos.

<b>A-230P GSE Si-Policristalino</b>	
<b>Características eléctricas</b>	
Potencia pico	230 W
Tolerancia potencia	5 %
Tensión circuito abierto	36,58 V
Corriente cortocircuito	8,36 A
Tensión potencia máxima	29,49 V
Corriente potencia máxima	7,81 A
<b>Células</b>	
Tipos de células	Silicio policristalino
Número de células	60
<b>Características físicas</b>	
Longitud	1638 mm
Anchura	995 mm
Espesor	40 mm
Peso	18,7 kg

Tabla IX - Características módulo fotovoltaico

Con esta elección se obtiene una potencia pico en módulos de 62.100 W con un total de 270 módulos.

Los módulos se conectan entre sí en serie 15 módulos y en 6 filas para conseguir la tensión de trabajo del inversor en el punto de máxima potencia.

De cada una de las series se harán llevar los dos cables (positivo y negativo) hasta el inversor. Los polos positivos y negativos se conducirán por separado y protegidos según la normativa vigente. Todo el cableado estará en corriente continua de doble aislamiento y adecuado para el uso a la intemperie de acuerdo con la norma UNE 21123.



## TRABAJO FINAL DE GRADO

### MEMORIA

Jordi Domènech Gambaro

---

La caída máxima admisible en los tramos de CC será de 1,5% es decir, evitaremos que se produzca caída de tensión aumentando la sección del cable.

La distribución del cableado se realizará con bandejas metálicas perforadas, que permiten una óptima evacuación del calor y por tanto se optimiza el rendimiento.

El cableado se protegerá de la luz directa gracias a las tapas metálicas de estas bandejas.

La separación entre filas de paneles será superior a 2,13 m.

#### 4.3.2 Inversor

Para el diseño de la instalación se elegirá el modelo trifásico SUNNY TRIPOWER 20000 TL del fabricante SMA SOLAR.

Este transformador es de tipo onda senoidal modificada, ya que presenta una mejor relación calidad/precio.

<b>Modelo</b>	SUNNY TRIPOWER 20000 TL
<b>Potencia nominal</b>	20.000 W
<b>Tipo</b>	Trifásico
<b>Eficiencia europea</b>	98%
<b>Max. Tensión DC</b>	800 V
<b>Mínima Tensión DC</b>	320 V
<b>Tensión Salida AC</b>	400 V
<b>Corriente de Salida AC</b>	29 A
<b>Frecuencia de salida</b>	50Hz

Tabla X - Características inversor

También llevara incorporadas protecciones frente a, sobretensiones en DC y AC, sobrecargas y cortocircuitos en AC, sobreintensidades en DC, fallo de aislamiento en DC, modo isla, variaciones de tensión en red, errores en la frecuencia de salida, polarización inversa, sobrettemperatura, posibilidad de desconexión manual, frente corrientes asimétricas.

### 4.3.3 Estructura, soporte módulos y anclajes

El sistema de estructura escogido, será fija a un ángulo de 30º y anclado en cubierta, se ha escogido considerando la poca carga que representa este sistema en la cubierta del polifuncional.

El sistema de anclaje y los elementos estructurales utilizados proporcionarán buena resistencia a los agentes atmosféricos. La estructura soportara vientos muy fuertes de 140km/h como máximo (valores mínimos recogidos en el CTE), así como otros agentes atmosféricos como el viento.

Los materiales con los que se trabaja son resistentes la corrosión intemperie.

### 4.3.5 Cableado, tubos y canales

#### 4.3.5.1 Parte corriente continua (D.C.)

En esta tabla se mostraran los resultados obtenidos del tipo de cable a instalar en la parte de D.C. de la instalación, así como el tipo de tubo o canal donde irán alojados.

Tramo	S(mm <sup>2</sup> )	I <sub>max</sub> (A)	Tipo cable	Canalización
<b>Conexión entre paneles</b>	2x10	40	ZZ-F (AS) 1,8 kV DC, Cu	Al aire, grapados a la estructura de los módulos
<b>Grupo paneles - Inversor</b>	2x35	107,8	XZ1 FA 3Z-K (AS) 1,8 kV DC, Cu	Rejilla metal

Tabla XI - Características cableado DC

#### 4.3.5.2 Parte corriente alterna (A.C.)

En esta tabla se mostraran los resultados obtenidos del tipo de cable a instalar en la parte de A.C. de la instalación, así como el tipo de tubo o canal donde irán alojados.

Tramo	S(mm <sup>2</sup> )	I <sub>max</sub> (A)	Tipo cable	Canalización
Salida inversores- protección ca	4x16	32,11	RV-K 0,6/1 kV DC, Cu	Rejilla metal
Protección ca- embarrado	4x25	96,34	RV-K 0,6/1 kV DC, Cu	Rejilla metal

Tabla XII - Características cableado AC

### 4.3.6 Dispositivos de medición

Se instalará dentro de la CGP un seccionador en carga y un contador bidireccional de entrada y salida, ajustándose a la normativa metrológica vigente y precisión de clase 2, de acuerdo con el R.D. 675/1984.

Todos los elementos integrantes del equipo de medida serán precintados por la empresa distribuidora.

Los materiales a emplear, serán conductores de cobre unipolares, aislados de 0'6/1 KV descritos según norma UNE 20460-5-523.

### 4.3.7 Dispositivos de protección y elementos de conexión

Se dotará a la instalación de todo un sistema de protección frente a sobrecargas mediante interruptores magnetotérmicos, y contactos directos e indirectos mediante interruptores diferenciales. Asimismo se dispondrá de un sistema de fusibles tipo gG (uno por cada rama y polo) que hagan las veces de seccionador en todas las labores de mantenimiento necesarias.

Estos elementos estarán situados en sus respectivos cuadros de protección, es decir, un cuadro de protección para alojar los elementos que protejan la parte de la instalación de continua y otro para la parte de alterna.

#### 4.3.7.1 Protecciones en continua

Como medio de protección se incluyen fusibles tipo gG normalizados de 20 A con un poder de corte de 20kA. Se instalaran en cada polo, y actuarán también como protección contra sobrecargas.

#### **4.3.7.2 Protecciones en alterna**

A la salida de cada inversor irá, un interruptor magnetotérmico 4P x 63A poder de corte 50 kA curva B.

Además, antes de los contadores se instalará un interruptor automático de 100 A y poder de corte de 50 kA y un interruptor diferencial de 100 A y 30 mA de sensibilidad.

#### **4.3.7.3 Protección contra sobretensiones y armónicos**

En la parte de continua se instalará un dispositivo de protección específico (varistores) para este tipo de instalaciones de protección clase II, de 840 Vcc de tensión nominal, con una corriente máxima de actuación de  $I_{max} = 65 \text{ kA}$  y nivel de protección en tensión  $U_p \leq 1,5 \text{ kV}$ .

Para la parte de alterna si instalará una protección mediante dispositivos tetrapolares de protección clase II, de 400 V de tensión nominal, tipo 3P+N, con una corriente máxima de actuación de  $I_{max} = 20 \text{ kA}$  y nivel de protección en tensión  $U_p \leq 1,5 \text{ kV}$ .

#### **4.3.7.4 Protecciones adicionales**

Adicionalmente se instalarán unas protecciones adicionales exigidas por Iberdrola en las “Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de Iberdrola Distribución”.

Estas protecciones son las siguientes:

- Un relé de máxima y mínima frecuencia: conectado entre fases y ajustado en 50,5 y 48 Hz, con una temporización máxima de 0,5 y de 3 segundos respectivamente.
- Un relé de máxima tensión: conectado entre fases y ajustado a 1,1-1,15 UN con una temporización máxima de 1,5 y de 0,2 segundos respectivamente.
- Un relé de mínima tensión trifásico ajustado a 0,85 UN y una temporización máxima de 1,5 segundos.

#### 4.3.8 Solución de análisis de sombras y obstáculos

La distancia entre paneles para que no se sombreen de unos a otros, será de 2,13 m.

En la instalación no habrá ningún obstáculo que permita la aparición de sombras en los paneles.

#### 4.3.9 Pérdidas y rendimiento energético

El rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, se define como el porcentaje de distorsión de energía anual producida entre el diseño técnico de la instalación y la producción real en condiciones reales de trabajo. Los principales motivos que pueden afectar al rendimiento de la instalación son:

##### a) Dispersión de parámetros entre módulos

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus tensiones e intensidades sean diferentes.

Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia si se utiliza dentro de la misma serie paneles con distintas características eléctricas. Para minimizar este efecto, los módulos están clasificados en intensidad, (lo que se indica en un adhesivo con una letra que se coloca en el marco del panel), de manera que se pueda, en la instalación, escoger los paneles adecuados para armar las distintas series.

Como los módulos garantizan una potencia real en un rango igual a  $\pm 5\%$  de la nominal, las posibles pérdidas por dispersión de potencia podemos estimarlas en un 2%.

##### b) Efecto de la temperatura

Por cada grado que aumenta sobre las células del panel fotovoltaico, este presenta unas pérdidas de potencia del 0.38%

**c) Pérdidas por suciedad sobre los módulos**

Con un mantenimiento adecuado de la instalación, las pérdidas por suciedad en los módulos no tienen por qué superar el 3%.

**d) Pérdidas por inclinación, azimut y sombras**

En base a los estudios de la instalación, estas pérdidas son del 0%

**e) Eficiencia energética del inversor**

La eficiencia energética del inversor en operación definida conforme a las características de tensión y frecuencia de salida de alterna del inversor, reguladas por el punto 4 del artículo 11 del R.D. 1663/2000, es:

$$R_{inv} = 98,4 \%$$

**f) Otras pérdidas**

Bajo este concepto vamos a incluir pérdidas en los equipos de protección, conexiones, equipos de medida, etc., lo cual estimamos en un 2% las pérdidas.

$$R_{otros} = 98 \%$$

**4.3.10 Puesta a tierra.**

De acuerdo con el Real Decreto 1663/2000, las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, así como de las masas del resto del suministro, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La estructura soporte y con ella los módulos fotovoltaicos, se conectarán a tierra con motivo de reducir el riesgo asociado a la acumulación de cargas estáticas. Con esta medida se consigue limitar la tensión que con respecto a tierra puedan presentar las masas metálicas.

Según la ITC-BT -18, la toma de tierra está constituida por un cable rígido de cobre desnudo de una sección de 16 mm<sup>2</sup>, unido a electrodos formados por 2 piquetas de Ac-Cu con una longitud de 1,5 m.

#### **4.3.11 Electricidad generada**

Actualmente en lo que se refiere al autoconsumo no existe un desarrollo normativo firme del régimen de autoconsumo y de la retribución del mismo. De forma que hay que optar por el régimen que se conoce como “todo-todo”, en el cual se compra toda la electricidad necesaria y se vende toda la electricidad producida. Se requieren dos contadores independientes, uno para el consumo y otro para la generación.

#### **4.3.12 Retribuciones**

El Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, establece la metodología del régimen retributivo específico, que será de aplicación a las instalaciones que no alcancen el nivel mínimo necesario para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una rentabilidad razonable, referida a la instalación tipo que en cada caso sea aplicable.

Este régimen retributivo se basa en la percepción de los ingresos derivados de la participación en el mercado, con una retribución adicional que, en caso de resultar necesario, cubra aquellos costes de inversión que una empresa eficiente y bien gestionada no recupere en el mercado.

No se ahondará más profundamente en este tema ya que no es objeto de éste proyecto el cálculo de las retribuciones para nuestra instalación.

## **5. ESTUDIO ECONÓMICO**

### **5.1 Instalación de cogeneración**

El presupuesto total asciende a:

Inversión sin IVA	57.816,25
Inversión con IVA	69.957,66

Tabla XIII - Inversión de la instalación de microcogeneración

A continuación se presentan los cálculos para analizar la viabilidad económica de la instalación.

- Periodo de retorno:

$$\frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ahorro económico}} = \frac{57.816,66\text{€}}{4.611,25\text{€}} = 15,17 \text{ años}$$

- VAN:

El valor actualizado neto proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto. Cuanto más alto sea el VAN más rentable es el proyecto o la inversión en cuestión.

$$VAN = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n}$$

En este caso el flujo de caja es la suma del ahorro económico aportado por el uso del módulo de cogeneración y a la amortización de éste, que se realizará en 20 años. La tasa de actualización se calcula con la identidad de Fisher:

$$i_r = i_n - IPC = 5\% - 2,14 = 2,84\%$$



# TRABAJO FINAL DE GRADO

## MEMORIA

Jordi Domènech Gambaro

---

El VAN a 15 años resulta:

	Ahorro	Amortización	VAN
Año 1	4.611,10 €	3.497,88 €	-62.074 €
Año 2	4.611,10 €	3.497,88 €	-54.410 €
Año 3	4.611,10 €	3.497,88 €	-46.959 €
Año 4	4.611,10 €	3.497,88 €	-39.715 €
Año 5	4.611,10 €	3.497,88 €	-32.672 €
Año 6	4.611,10 €	3.497,88 €	-25.825 €
Año 7	4.611,10 €	3.497,88 €	-19.169 €
Año 8	4.611,10 €	3.497,88 €	-12.697 €
Año 9	4.611,10 €	3.497,88 €	-6.406 €
Año 10	4.611,10 €	3.497,88 €	-290 €
Año 11	4.611,10 €	3.497,88 €	5.657 €
Año 12	4.611,10 €	3.497,88 €	11.438 €
Año 13	4.611,10 €	3.497,88 €	17.058 €
Año 14	4.611,10 €	3.497,88 €	22.522 €
Año 15	4.611,10 €	3.497,88 €	27.834 €

Tabla XIV - VAN a 15 años de la instalación de microgeneración

Se obtiene un VAN positivo a partir del año 11.

- TIR:

La Tasa Interna de Rentabilidad es un método de valoración de inversiones que mide la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión, en términos relativos, es decir, en porcentaje.

$$0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1 + TIR)^j}$$

Se obtienen los siguientes resultados:

<b>I<sub>0</sub></b>	<b>-69.957,66 €</b>
<b>F<sub>C1</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C2</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C3</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C4</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C5</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C6</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C7</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C8</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C9</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C10</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C11</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C12</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C13</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C14</sub></b>	8.108,98 €
<b>F<sub>C15</sub></b>	8.108,98 €
<b>TIR</b>	<b>7,87%</b>

Tabla XV - TIR de la instalación de microgeneración

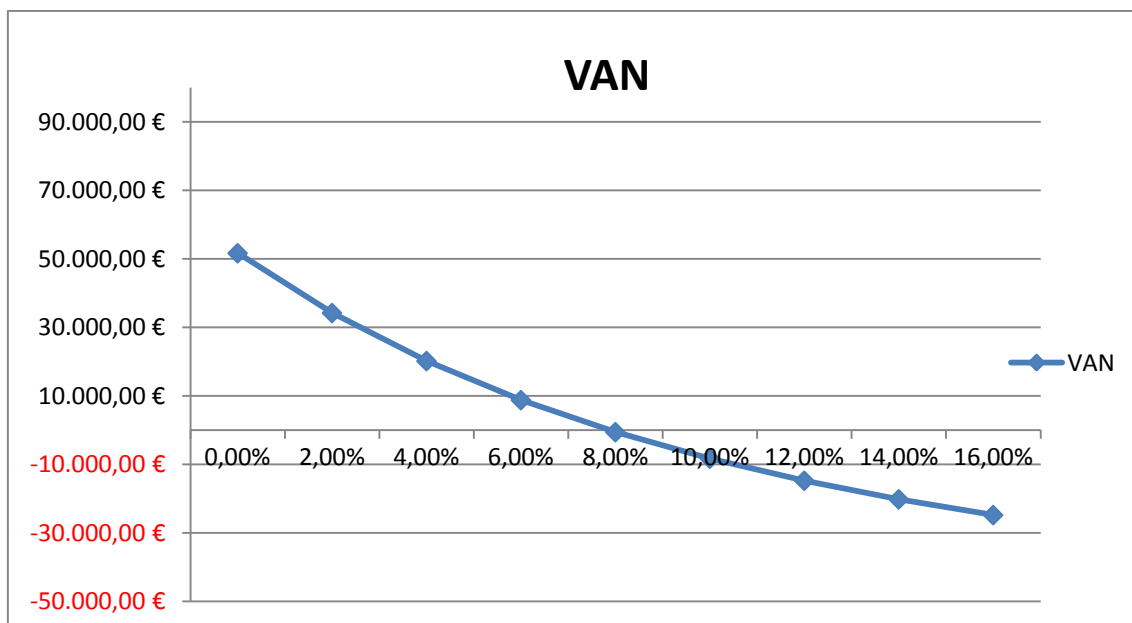


Ilustración V - VAN vs TIR instalación de cogeneración

## 5.2 Instalación fotovoltaica

El presupuesto total asciende a:

<b>Inversión sin IVA</b>	118.170,69 €
<b>Inversión con IVA</b>	142.986,53 €

Tabla XVI - Inversión instalación fotovoltaica

A continuación se presentan los cálculos para analizar la viabilidad económica de la instalación.

- Periodo de retorno:

$$\frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Ahorro económico}} = \frac{142.986,53\text{€}}{10.758,07\text{€}} = 13,29 \text{ años}$$

- VAN:

El valor actualizado neto proporciona una medida de la rentabilidad del proyecto analizado en valor absoluto. Cuanto más alto sea el VAN más rentable es el proyecto o la inversión en cuestión.

$$VAN = \sum_{T=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^n}$$

En este caso el flujo de caja es la suma del ahorro económico aportado por la venta de electricidad y a la amortización de la instalación fotovoltaica, que se realizará en 25 años. La tasa de actualización se calcula con la identidad de Fisher:

$$i_r = i_n - IPC = 5\% - 2,14 = 2,84\%$$

El VAN a 15 años resulta:

	Venta energía eléctrica	Amortización	VAN
<b>Año 1</b>	11.241,69 €	5.719,46 €	-126.496,98 €
<b>Año 2</b>	11.165,25 €	5.719,46 €	-110.538,17 €
<b>Año 3</b>	11.089,32 €	5.719,46 €	-95.092,86 €
<b>Año 4</b>	11.013,92 €	5.719,46 €	-80.144,36 €
<b>Año 5</b>	10.939,02 €	5.719,46 €	-65.676,55 €
<b>Año 6</b>	10.864,64 €	5.719,46 €	-51.673,82 €
<b>Año 7</b>	10.790,76 €	5.719,46 €	-38.121,08 €
<b>Año 8</b>	10.717,38 €	5.719,46 €	-25.003,73 €
<b>Año 9</b>	10.644,50 €	5.719,46 €	-12.307,64 €
<b>Año 10</b>	10.572,12 €	5.719,46 €	-19,17 €
<b>Año 11</b>	10.500,23 €	5.719,46 €	11.874,91 €
<b>Año 12</b>	10.428,83 €	5.719,46 €	23.387,37 €
<b>Año 13</b>	10.357,91 €	5.719,46 €	34.530,58 €
<b>Año 14</b>	10.287,48 €	5.719,46 €	45.316,50 €
<b>Año 15</b>	10.217,52 €	5.719,46 €	55.756,68 €

Tabla XVII - VAN a 15 años de la instalación fotovoltaica

Se obtiene un VAN positivo a partir del año 11.

- TIR:

La Tasa Interna de Rentabilidad es un método de valoración de inversiones que mide la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión, en términos relativos, es decir, en porcentaje.

$$0 = -I_0 + \sum_{j=1}^n \frac{FN_j}{(1 + TIR)^j}$$

# TRABAJO FINAL DE GRADO

## MEMORIA

Jordi Domènech Gambaro

Se obtienen los siguientes resultados:

<b>I<sub>0</sub></b>	<b>-142.986,53 €</b>
<b>F<sub>C1</sub></b>	16.961,15 €
<b>F<sub>C2</sub></b>	16.884,71 €
<b>F<sub>C3</sub></b>	16.808,78 €
<b>F<sub>C4</sub></b>	16.733,38 €
<b>F<sub>C5</sub></b>	16.658,48 €
<b>F<sub>C6</sub></b>	16.584,10 €
<b>F<sub>C7</sub></b>	16.510,22 €
<b>F<sub>C8</sub></b>	16.436,84 €
<b>F<sub>C9</sub></b>	16.363,96 €
<b>F<sub>C10</sub></b>	16.291,58 €
<b>F<sub>C11</sub></b>	16.219,69 €
<b>F<sub>C12</sub></b>	16.148,29 €
<b>F<sub>C13</sub></b>	16.077,37 €
<b>F<sub>C14</sub></b>	16.006,94 €
<b>F<sub>C15</sub></b>	15.936,98 €
<b>TIR</b>	7,84%

Tabla XVIII - TIR de la instalación fotovoltaica

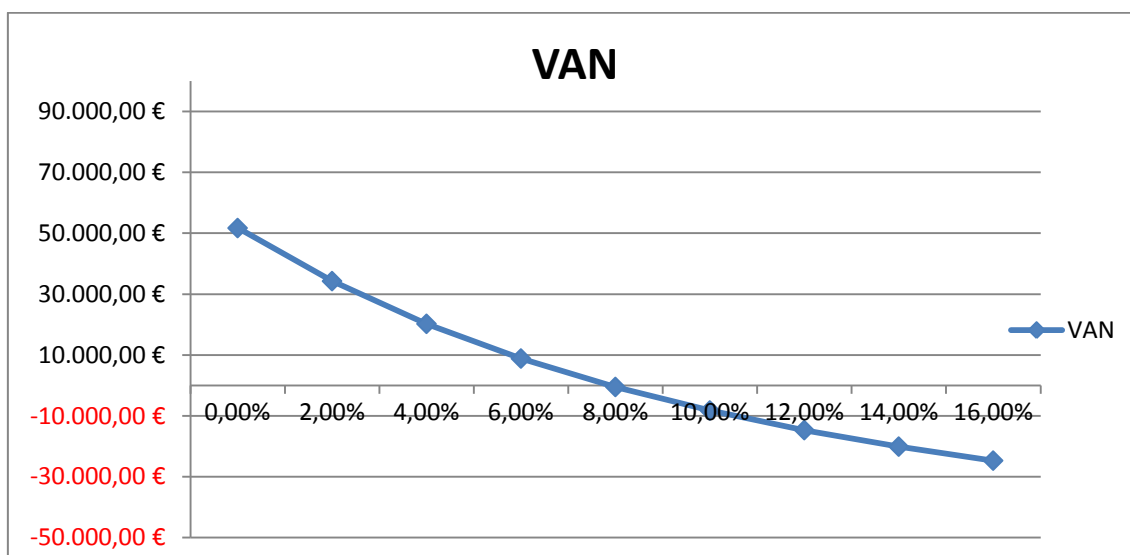


Ilustración VI - VAN vs TIR instalación fotovoltaica

## 6. CONCLUSIÓN

Se puede observar que, en el caso de la instalación fotovoltaica, el periodo de retorno es superior a los 13 años, lo que penaliza la realización de este tipo de instalaciones en la actualidad.

Sin embargo, al tener vidas útiles en torno a los 25 años y teniendo en cuenta que la inversión estimada en el presente proyecto está realizada con precios estándar y no con los precios reales con los que trabajan las empresas que ejecutan este tipo de proyectos sí que se le puede sacar la rentabilidad adecuada para que se pueda llevar a cabo.

Por otra parte, la distribución de los consumos de energía térmica en la zona estudiada, al no estar el consumo centralizado, disminuye la viabilidad de instalar la cogeneración.

Sin embargo, cuando se realiza una instalación de este tipo, las empresas suministradoras de gas suelen financiar parte del proyecto a cambio de contratarles el suministro de gas durante un periodo determinado de años, a esto sumado que las empresas instaladoras suelen ofrecer descuentos en el precio de los materiales, se puede reducir de forma interesante la inversión inicial, lo que aumenta claramente la viabilidad del proyecto.

A todo esto hay que añadir las distintas subvenciones a nivel europeo que se otorgan para proyectos de eficiencia energética.

## 7. BIBLIOGRAFIA

La bibliografía consultada durante la realización de este trabajo es la siguiente:

- Documentos oficiales:
  - España. Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
  - España. Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
  - España. 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 energías renovables, cogeneración y residuos.
  - España. Orden IET/1045/2014, de 16 de junio, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos.
- Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 385/2002, de 26 de abril, por el que se modifica el Real Decreto 2018/1997, de 26 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de Puntos de Medida de los Consumos y Tránsitos de Energía Eléctrica.
- Real decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

- Manuales:
  - FENERCOM. *Guía de Eficiencia Energética en Instalaciones Deportivas*. Madrid, 2008.
  - IDAE. *Guía Técnica Agua caliente sanitaria central*. Madrid, 2010.
  - Salvador Escoda S.A. *Manual Técnico Energía Solar Térmica*. 4ª Edición, Diciembre 2011.
  - FENERCOM. *Guía de la Cogeneración*. Madrid, 2010.
  - IDAE. *Guía Técnica para la Medida y Determinación del Calor Útil, de la Electricidad y del Ahorro de Energía Primaria de Cogeneración de Alta Eficiencia*. Madrid, 2008.
  - Iberdrola. *Condiciones Técnicas de la Instalación de Producción Eléctrica Conectada a la Red de Iberdrola Distribución*. 4ª Edición, Julio 2012.
- Páginas Web:
  - *Eficiencia en la Cogeneración*. [Consulta Noviembre 2014]. Disponible en: <http://www.minetur.gob.es/energia/desarrollo/eficienciaenergetica/paginas/cogeneracion.aspx>
  - *Catálogo intercambiadores* [Consulta Enero 2015]. Disponible en: <http://t-solucion.com/noticias/categoria-1/tarifa-alfa-laval-2013/>
  - *Seleccionador de bombas*. [Consulta Enero 2015]. Disponible en: <http://net.grundfos.com/Apl/WebCAPS/custom?userid=BGE>
  - *Productos instalación fotovoltaica*. [Consulta Octubre 2014]. Disponible en: [www.atersa.com](http://www.atersa.com)





## **ÍNDICE CÁLCULOS:**

<b>1. INSTALACIÓN DE MICROCOGENERACIÓN.....</b>	<b>65</b>
1.1 Intercambiadores.....	65
1.2 Tuberías.....	65
1.3 Bombas.....	68
1.4 Cables y canalizaciones.....	68
1.5 Protecciones.....	69
1.6 Puesta a tierra.....	71
1.7 Producción electricidad y energía térmica.....	73
<b>2. INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>77</b>
2.1 Consideraciones inversor.....	77
2.2 Producción anual estimada.....	79
2.3 Distancia entre filas de paneles.....	87
2.4 Conductores y canalizaciones.....	88
2.5 Protecciones.....	91
2.6 Puesta a tierra.....	96
2.7 Producción electricidad.....	98



## CÁLCULOS:

A continuación se detallan los cálculos de los resultados presentados en la memoria.

## 1. INSTALACIÓN DE MICROGENERACIÓN

### 1.1 Intercambiadores

Los intercambiadores de placas proyectados en el desarrollo de la solución elegida, han sido calculados basando su dimensionamiento en la energía térmica necesaria a transmitir al segundo circuito de cada intercambiador. La energía térmica necesaria es de 15 kWt, 10 kWt y 6 kWt, a partir del cual desarrollamos los datos necesarios para dimensionar los intercambiadores de placas necesarios para la nueva planta de microgeneración:

Potencia (kW)	Modelo	Nº placas	Caudal 1 (m <sup>3</sup> /h)	DP 1 (m.c.a.)	Caudal 1 (m <sup>3</sup> /h)	DP 2 (m.c.a.)
10	CBH16-9H	9	0,4	0,6	0,4	0,6
20	CBH16-13H	13	0,9	1	0,9	1
40	CBH16-17H	17	1,8	2,3	1,7	2,3

Tabla XIX - Intercambiadores catálogo alfa-laval

Se ha obtenido del fabricante alfa-laval esta tabla con los intercambiadores existentes. El de 10 kWt se obtiene directamente de la tabla. Para los 2 restantes, observamos que por cada kW el caudal aumenta aproximadamente 0,045. Para el de 15 kWt estimamos un caudal de 0,65 m<sup>3</sup>/h y unas pérdidas de 0,85 m.c.a.. Para el de 6 kWt estimamos un caudal de 0,3 m<sup>3</sup>/h y unas pérdidas de 0,4 m.c.a.

### 1.2 Tuberías

Se ha realizado a partir de las conexiones de los intercambiadores, comprobando posteriormente la pérdida de carga. Las fórmulas utilizadas han sido la de Darcy-Weisbach y la de Blasius:

# TRABAJO FINAL DE GRADO

## CÁLCULOS

Jordi Domènech Gambaro

---

$$\Delta p = \frac{f \cdot l \cdot v^2 \cdot SG}{2d}$$

$$d = \sqrt{\frac{Q_w \cdot 4}{3600v \cdot \pi}}$$

$$Re = D \cdot v \cdot SG / \mu$$

$$f = 0,3164 \cdot Re^{-0,25}$$

Dónde:

l: Longitud de la Tubería (m)

Qw: Rango de Flujo del Líquido (m<sup>3</sup>/h)

d: Diámetro Interno Tubería (m)

v: Velocidad del Agua (m/s)

Δp: Caída de Presión (Pa)

μ: viscosidad del agua

f: factor de fricción

SG: Gravedad específica del agua (kg/m<sup>3</sup>)

Circuito	Calefacción
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	1,28
D(mm)	50
SG(Kg/m <sup>3</sup> )	1000
V(m/s)	0,181
f	0,025
L(m)	10
Δp (m.c.a.)	0,008

Tabla XX - Características circuito hidráulico calefacción

Circuito	ACS primario polifuncional
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	0,65
D(mm)	20
SG(Kg/m <sup>3</sup> )	1000
V(m/s)	0,57
f	0,025
L(m)	5
Δp (m.c.a.)	0,105

Tabla XXI - Características circuito hidráulico ACS primario polifuncional

Circuito	ACS secundario polifuncional
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	0,65
D(mm)	20
SG(Kg/m <sup>3</sup> )	1000
V(m/s)	0,57
f	0,025
L(m)	10
Δp (m.c.a.)	0,21

Tabla XXII - Características circuito hidráulico ACS secundario polifuncional

Circuito	ACS primarios fútbol y pabellón
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	0,7
D(mm)	20
SG(Kg/m <sup>3</sup> )	1000
V(m/s)	0,619
f	0,025
L(m)	440
Δp (m.c.a.)	10,74

Tabla XXIII - Características circuito hidráulico ACS primarios fútbol y pabellón

Circuito	ACS secundario futbol
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	0,4
D(mm)	20
SG(Kg/m <sup>3</sup> )	1000
V(m/s)	0,354
f	0,025
L(m)	10
Δp (m.c.a.)	0,08

Tabla XXIV - Características circuito hidráulico ACS secundario fútbol

Circuito	ACS secundario pabellón
Caudal (m <sup>3</sup> /h)	0,3
D(mm)	20
SG(Kg/m <sup>3</sup> )	1000
V(m/s)	0,265
f	0,025
L(m)	10
Δp (m.c.a.)	0,045

Tabla XXV - Características circuito hidráulico ACS secundario pabellón

### 1.3 Bombas

Para el cálculo de bombas se ha utilizado el selector online de la empresa grundfos, sabiendo el caudal y la altura manométrica a la que ha de trabajar cada bomba, obteniéndose los siguientes resultados:

- ❖ Bomba ACS primario polifuncional : Bomba ALPHA2 L 25-40 130
- ❖ Bomba ACS secundario (la misma para los 3 circuitos secundarios de ACS): Bomba ALPHA2 L 25-40 130
- ❖ Bomba ACS primarios futbol y pabellón: Bomba CM1-7.

### 1.4 Cables y canalizaciones

#### 1.4.1 Sección del módulo hasta el embarrado

Para el cálculo de la sección del cableado del módulo al embarrado se utilizará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{P \cdot L}{\Delta V \cdot V^2 \cdot C}$$

Donde:

S: Sección del conductor, [ $mm^2$ ]

L: Longitud de la línea, [m]

$\Delta V$ : Caída de tensión máxima admisible en voltios en líneas trifásicas, [V]

V: Tensión nominal de la línea, [V]

P: Potencia a la salida del inversor, [W]

C: Conductividad del cobre, 58 [ $m/\Omega \cdot mm^2$ ]

TRAMO	L (m)	POT. (W)	C ( $m/\Omega \cdot mm^2$ )	U (V)	S ( $mm^2$ )	I(A)	FC	Imax adm. (A)	CDT (%)
Módulo a embarrado	50	19000	58	400	10	30,51	0,85	55,25	1,02

Tabla XXVI - Características cableado

Se usa un factor de corrección de 0,85 por tratarse de un local con riesgo de explosión e incendio.

## 1.5 Protecciones

### 1.5.1 Interruptor automático

Los interruptores automáticos estarán instalados en el comienzo de cada línea, tienen que cumplir con las siguientes cuatro condiciones para asegurar la protección contra sobretensiones y sobrecargas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (1)$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad (2)$$

$$Pdc \geq I_{CC \max} \quad (3)$$

$$I_a < I_{CC \min} \quad (4)$$

Dónde:

$I_B$ : intensidad de trabajo del circuito (calculada anteriormente).

$I_N$ : intensidad nominal del interruptor.

$I_Z$ : intensidad máxima admisible por el conductor (calculada anteriormente).

$I_2$ : intensidad convencional de funcionamiento.

$Pdc$ : poder de corte del aparato.

$I_{CC \max}$ : intensidad de corto circuito máxima (al principio de la línea).

$I_{CC \min}$ : intensidad de corto circuito mínima (al final de la línea).

$I_a$ : intensidad de regulación del disparador electromagnético del aparato.

Siguiendo las instrucciones de la “Guía técnica de aplicación del reglamento electrotécnico para baja tensión” se efectúa el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizando la siguiente fórmula simplificada, en la que  $U$  son 400V porque las líneas son trifásicas.

$$ICC = 0,8 \cdot U/R$$

Siendo  $R$  la resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación, que se calcula mediante esta fórmula:

$$R = (\rho \cdot L)/S$$

Teniendo en cuenta que el conductor en esta instalación eléctrica es el cobre, su resistividad es de  $0,0171 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$  y la sección del conductor es de  $10 \text{ mm}^2$ .

El principio de la línea está en la salida del transformador



$$R = (0,0171 \cdot 10)/10 = 0,0171 \Omega$$

La línea que va del cuadro de protección hasta el módulo de cogeneración tiene una longitud de 50 m.

$$R = (0,0171 \cdot 60)/10 = 0,102 \Omega$$

Utilizando estos valores obtenemos los valores de las ICC

$I_{CC \max}(\text{kA})$
18,71

Tabla XXVII - Icc máxima

$I_{CC \min}(\text{kA})$
3,13

Tabla XXVIII - Icc mínima

Se escoge un IA normalizado según UNE-EN 60898, que tenga una  $I_N$  de 32 A y cuyo  $P_{dc}$  sea de 22 kA, a continuación se comprueba el cumplimiento de las 4 condiciones:

$$30,51 \text{ A} \leq 32 \text{ A} \leq 55,25 \text{ A} \quad (1)$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad (2)$$

$$P_{dc} \geq I_{CC \max} \quad (3)$$

$$I_a < I_{CC \min} \quad (4)$$

Se elige la curva B que es la indicada para circuitos de estaciones generadoras.

### 1.5.2 Interruptor automático diferencial

La protección contra contactos indirectos se realizará siguiendo la norma UNE 20572-1 y la ITC-BT-24.

Para esquemas TT de puesta a tierra (es el que se utilizará en nuestra instalación), la sensibilidad que deben de tener los dispositivos de protección de corriente diferencial-residual, viene dada por la siguiente igualdad:

$$RT \cdot Id \leq U$$

Siendo:

RT: es la suma de las resistencias de puesta a tierra y del conductor de protección.

Id: corriente diferencial-residual asignada al dispositivo de protección.

U: tensión de contacto límite.

Habiendo dimensionado la puesta a tierra para sensibilidades máximas de 300 mA se utilizará este valor para el automático diferencial, por lo que elegiremos un interruptor diferencial de intensidad nominal de 32 A y sensibilidad de 30 mA

## 1.6 Puesta a tierra

La ITC-BT-40 define para las instalaciones generadoras como la que es objeto de este proyecto, que cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución Pública.

Puesto que se utilizan interruptores diferenciales de 30 mA y de 300 mA de sensibilidad, la máxima resistencia de tierra, para una tensión de defecto máximo de 24 V será (caso más desfavorable):

$$R < 24 / 0'3 \text{ es decir } R < 80 \Omega.$$

Tras un examen visual del terreno, para determinar la resistividad del mismo, se considera una composición de éste basándose en arcilla y marga, por lo que la resistividad, y de acuerdo con la tabla 3 de la Instrucción MI BT 018 del R.E.B.T., la consideraremos de  $100 \Omega \cdot m$  ( $\rho$ )

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm·m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40

## TRABAJO FINAL DE GRADO

### CÁLCULOS

Jordi Domènech Gambaro

Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Tabla XXIX - Valores de la resistividad del terreno

Considerando una buena toma de tierra, aquella cuyo valor quede por debajo de  $80 \Omega$ , si utilizamos una pica vertical, que según la tabla 5 de la instrucción, tendría que tener una longitud de:

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 r / P$
Pica vertical	$R = r / L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 r / L$
r, resistividad del terreno (Ohm.m) P, perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Tabla XXX - Tipos de electrodos

$$L = \rho / R, \text{ siendo pues de } 1'25 \text{ m.}$$

Materializaremos la puesta a tierra, con dos picas en paralelo, hincadas sobre el terreno, de una longitud mínima de 1'5 m cada una, obteniendo un valor inferior a los  $30 \Omega$ .

La sección del conductor de protección vendrá dada por esta tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla XXXI - Sección de los conductores de protección

En nuestro caso elegiremos una sección de 10 mm<sup>2</sup>

## 1.7 Producción electricidad y energía térmica

Para saber la cantidad de energía que vamos a producir es necesario conocer en primer lugar el número de horas de funcionamiento cada mes.

	Días uso	Horas marcha/día (100%)	Horas marcha/ día 50%	Horas mes
<b>Enero</b>	25	8	16	400,0
<b>Febrero</b>	28	8	16	448,0
<b>Marzo</b>	31	8	16	496,0
<b>Abril</b>	15	8	16	240,0
<b>Mayo</b>	31	8	16	496,0
<b>Junio</b>	30	8	16	480,0
<b>Julio</b>	31	8	16	496,0
<b>Agosto</b>	15	8	16	240,0
<b>Septiembre</b>	21	8	16	336,0
<b>Octubre</b>	31	8	16	496,0
<b>Noviembre</b>	30	8	16	480,0
<b>Diciembre</b>	25	8	16	400,0
<b>Total</b>	313			5008

Tabla XXXII - Horas de funcionamiento del módulo de cogeneración

## TRABAJO FINAL DE GRADO

### CÁLCULOS

Jordi Domènech Gambaro

Una vez sabemos las horas que va a funcionar se procede a calcular la producción estimada cada mes, partiendo de los siguientes datos:

<b>Potencia Eléctrica Cog.</b>	19 kW
<b>Potencia Térmica Cog.</b>	31 kW
<b>Consumo Cog.</b>	54 kW

Tabla XXXIII - Variables de la instalación de cogeneración

Y se obtiene:

	<b>Energía térmica demandada (kWh)</b>	<b>Energía térmica cogeneración (kWh)</b>	<b>Energía térmica caldera (kWh)</b>
<b>Enero</b>	17.560,89	12.400,00	5.160,89
<b>Febrero</b>	35.251,20	29.264,00	5.987,20
<b>Marzo</b>			
<b>Abril</b>	26.885,88	22.816,00	4.069,88
<b>Mayo</b>			
<b>Junio</b>	22.363,11	30.256,00	0,00
<b>Julio</b>			
<b>Agosto</b>	21.349,89	17.856,00	3.493,89
<b>Septiembre</b>			
<b>Octubre</b>	26.259,75	30.256,00	0,00
<b>Noviembre</b>			
<b>Diciembre</b>	15.422,31	12.400,00	3.022,31
<b>Total</b>	165.093,03	155.248,00	21.734,17

Tabla XXXIV - Aportación de energía térmica

Se ha de tener en cuenta que a través de la Ley 15/2012 se implanta un impuesto del 7% sobre los beneficios adquiridos a partir de la venta de electricidad. Asimismo, hay que tener en cuenta el rendimiento de la caldera del 90%.

Primero obtenemos los consumos previos:

Combustible	Consumo (kWh)	Coste unitario	Coste total
Consumo gas(kWh)	183.436,7	0,059 €	10.822,77 €
Consumo electricidad(kWh)	275.000,0	0,143 €	39.325,00 €
			50.147,77 €

Tabla XXXV - Consumos previos

Y después los consumos previstos:

Combustible	Consumo (kWh)	Coste unitario	Coste total
Consumo gas (kWh)	276.552,3	0,059 €	16.316,58 €
Consumo electricidad bombas actuación (kWh)	3.255,2	0,143 €	465,49 €
Consumo electricidad resto instalaciones (kWh)	275.000,0	0,143 €	39.325,00 €
			56.107,08 €

Tabla XXXVI - Consumos previstos

Para calcular la electricidad vendida hay que tener en cuenta los periodos en los que se va a vender esa electricidad.

Periodo	Precio de venta sin IVA	Precio de venta con IVA	Precio de venta con IVA e impuesto (7%)	% Horas de funcionamiento
Punta	0,11283 €	0,13652 €	0,12696 €	45,00%
Llano	0,10020 €	0,12124 €	0,11275 €	30,00%
Valle	0,07155 €	0,08657 €	0,08051 €	25,00%
Media	0,09872 €	0,11945 €	0,11109 €	

Tabla XXXVII - Precios de la electricidad

## TRABAJO FINAL DE GRADO

### CÁLCULOS

Jordi Domènech Gambaro

---

Así queda la previsión a modo de resumen:

Año	Producción energía eléctrica (kWh/año)	Venta de energía eléctrica	Beneficio
1	93.788,69	10.570,57 €	4.611,25 €
2	93.150,93	10.570,57 €	4.611,25 €
3	92.517,50	10.570,57 €	4.611,25 €
4	91.888,38	10.570,57 €	4.611,25 €
5	91.263,54	10.570,57 €	4.611,25 €
6	90.642,95	10.570,57 €	4.611,25 €
7	90.026,58	10.570,57 €	4.611,25 €
8	89.414,40	10.570,57 €	4.611,25 €
9	88.806,38	10.570,57 €	4.611,25 €
10	88.202,50	10.570,57 €	4.611,25 €
11	87.602,72	10.570,57 €	4.611,25 €
12	87.007,02	10.570,57 €	4.611,25 €
13	86.415,37	10.570,57 €	4.611,25 €
14	85.827,75	10.570,57 €	4.611,25 €
15	85.244,12	10.570,57 €	4.611,25 €

Tabla XXXVIII - Beneficio anual

## 2. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

### 2.1 Consideraciones inversor

Para determinar el rango de tensiones admisible a la entrada de los inversores, se deben asociar en serie un número de módulos por ramal de forma que la tensión mínima y máxima del punto de máxima potencia del ramal esté, en todo momento, dentro del rango de tensiones de entrada al inversor. También hay que tener en cuenta la tensión de desconexión del inversor y la estabilidad de la tensión a la salida del inversor.

La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente mínima, que suele corresponder a invierno y que para climas como el de España se puede considerar de 0°C.

#### 2.1.2 Número máximo de módulos por ramal

De esta forma el número máximo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto del módulo a su temperatura mínima, que en España se puede considerar de 0° C, de acuerdo a lo indicado anteriormente:

$$N_{max} = \frac{V_{max(inv)}}{V_{oc(0^{\circ}C)}} = \frac{1000}{38,72} = 25 \text{ módulos}$$

Donde:

$N_{max}$ : Número máximo de módulos por ramal conectados en serie

$V_{max(inv)}$ : Tensión máxima de entrada en el inversor, [V]

$V_{oc(0^{\circ}C)}$ : Tensión a circuito abierto del módulo, [V]

La tensión a circuito abierto a 0°C, se calcula con la siguiente fórmula:

$$V_{oc(0^{\circ}C)} = V_{OC} - (25 \cdot \Delta V) \rightarrow 36,6 - (25 \cdot (-0,109)) = 38,72V$$



Donde:

$V_{oc}$ : Tensión a circuito abierto del módulo, [V]

$\Delta V$ : Variación de la tensión respecto la temperatura, [V / °C]

### 2.1.3 Número mínimo de módulos por ramal

El número mínimo de módulos por ramal viene limitado por la tensión mínima de entrada al inversor.

El valor mínimo de la tensión de entrada al inversor debe ser menor o igual que la tensión de máxima potencia mínima del generador fotovoltaico que corresponde cuando la temperatura del módulo es máxima. La temperatura del módulo en estas condiciones es de aproximadamente 70° C.

Cuando la tensión en el punto de máxima potencia del generador está por debajo de la tensión de entrada mínima del inversor en la que éste actúa como seguidor del punto de máxima potencia " $V_{pmp(inv)}$ " el inversor no será capaz de seguir el punto de máxima potencia del generador fotovoltaico o incluso, en el peor de los casos, que se apague.

Por ello se debe dimensionar, de manera que el número mínimo de módulos conectados en serie en un ramal se obtenga como el cociente de la tensión mínima de entrada del inversor en PMP y de la tensión mínima del módulo en el punto de máxima potencia.

$$N_{min} = \frac{V_{pmp(inv)}}{V_{pmp(70^{\circ}C)}} = \frac{320}{24,6} = 14 \text{ módulos}$$

Siendo:

$N_{min}$ : Número mínimo de módulos por ramal conectados en serie

$V_{pmp(inv)}$ : Tensión en PMP inversor, [V]

$V_{pmp(70^{\circ}C)}$ : Tensión en PMP en condiciones 70°C, [V]

La tensión en PMP a 70°C, se calcula con la siguiente fórmula:

$$V_{pmp(70^{\circ}C)} = V_{pmp} - (45 \cdot \Delta V) \rightarrow 29,5 + (45 \cdot (-0,109)) = 24,6V$$

Siendo:

$V_{pmp}$ : Tensión a máxima potencia, [V]

$\Delta V$ : Variación de la tensión respecto la temperatura, [V / °C]

### 2.1.4 Número de ramales en paralelo

Este número de ramales en paralelo tiene que cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada ramal por el número de ramales en paralelo sea menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

Matemáticamente se determina mediante la expresión:

$$n_{ramales} \cdot I_{cc,ramal} \leq I_{max,inv} \rightarrow n_{ramales} \cdot 8,36 \leq 33A$$

Con lo que el número máximo de ramales es de 3 ramales. Dado que el inversor tiene 2 entradas de MPP independientes, se pueden conectar 6 ramales en total por inversor.

### 2.1.5 Conexión elegida

Se ha escogido la conexión de 15 módulos en serie por ramal y de 18 ramales en paralelo.

Por lo tanto el número total de módulos fotovoltaicos que instalaremos en la cubierta de la instalación será de 90 módulos de 230W por cada inversor trifásico.

Potencia de entrada en inversor = 90 módulos · 230W<sub>p</sub> = 20.700 W<sub>p</sub>

Como tenemos que lograr 60kW en la instalación, nos harán falta 3 inversores trifásicos con potencia de 20kW de salida.

Potencia pico de la central = 20.700W<sub>p</sub> · 3 inversores = 62.100 W<sub>p</sub>

## 2.2 Producción anual estimada

Para la estimación de la energía producida anualmente, se procederá según el método establecido en el Pliego de Condiciones Técnicas de Conexión a Red del IDAE partiendo de los datos de radiación proporcionados por la Agencia Valenciana de la Energía (AVEN).

Calcularemos la producción estimada arreglo a la siguiente fórmula:

$$E_p = I' \cdot P_{mp} \cdot PR \quad (Kwh/dia)$$

Donde:

$E_p$ : Energía eléctrica producida

$I'$  = Irradiancia solar sobre un plano inclinado  $30^\circ$  respecto a la horizontal corregido por orientación y sombreado en horas sol de pico.

$P_{mp}$  = potencia pico instalada (62,1 kW<sub>p</sub>).

PR: Rendimiento global, eficiencia energética de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta:

- Dependencia de la eficiencia con la temperatura.
- Eficiencia del cableado.
- Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.  
Eficiencia energética del inversor.
- Otras pérdidas

Calcularemos la  $I'$  en función de:

$$I' = I \cdot P_{orient} \cdot P_{somb}$$

Donde:

$I$  = Irradiancia solar sobre un plano inclinado  $30^\circ$  respecto a la horizontal orientado al Sur (azimut= $0^\circ$ ) en MJ/m<sup>2</sup>.día en h sol pico.

$P_{orient}$  = % pérdidas por orientación.

$P_{somb}$  = % pérdidas por sombreado

La tabla indica la radiación solar global interceptada por un plano con una cierta inclinación sobre la horizontal y orientadas a mediodía en Castellón. Los valores de las tablas están expresados en MJ/m<sup>2</sup> por día para cada día del mes. Las dos últimas columnas indican la radiación anual y la de los seis meses más fríos respectivamente

Inc.	En.	Fe.	Ma.	Ab.	Ma.	Ju.	Jl.	Ag.	Se.	Oc.	No.	Di.	R. Anual	Invierno
20°	11.6	13.2	18.2	19.6	21.7	23.9	23.8	21.9	18.8	16.2	11.6	11.1	6.347	2.463
25°	12.4	13.8	18.6	19.6	21.4	23.3	23.3	21.8	19.1	16.8	12.3	11.9	6.430	2.579
30°	13.1	14.3	18.9	19.5	21.0	22.7	22.8	21.5	19.2	17.3	12.9	12.6	6.477	2.679
35°	13.7	14.7	19.1	19.3	20.4	21.9	22.1	21.2	19.3	17.8	13.4	13.3	6.487	2.763
40°	14.2	15.0	19.2	19.0	19.8	21.1	21.3	20.7	19.2	18.1	13.9	13.9	6.461	2.829
45°	14.7	15.3	19.2	18.6	19.1	20.2	20.4	20.1	19.0	18.3	14.2	14.3	6.399	2.878
50°	15.0	15.4	19.1	18.0	18.2	19.1	19.4	19.4	18.7	18.4	14.5	14.7	6.300	2.908
55°	15.2	15.4	18.8	17.4	17.3	18.0	18.4	18.6	18.3	18.4	14.7	15.0	6.167	2.920
60°	15.4	15.4	18.4	16.7	16.3	16.9	17.2	17.7	17.8	18.2	14.8	15.2	6.000	2.914
65°	15.4	15.2	17.9	15.9	15.3	15.6	16.0	16.7	17.2	18.0	14.7	15.3	5.800	2.889
70°	15.3	15.0	17.4	15.0	14.2	14.3	14.8	15.7	16.5	17.6	14.6	15.3	5.569	2.847

Tabla XXXIX - Radiación solar en función del ángulo

En aplicaciones fotovoltaicas es útil expresar la radiación en horas de sol pico, que es nuestro caso. Estas pueden obtenerse dividiendo los datos de la tabla entre 3,6 calculando así la I de la fórmula.

Pasamos al cálculo del resto de los valores.

### 2.2.1 Pérdidas por orientación

Siguiendo el Pliego de Condiciones Técnicas de Conexión a Red del IDAE, las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- a) Ángulo de inclinación  $\beta$ , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. (30°)

b) Ángulo de acimut  $\alpha$ , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar ( $0^\circ$ )

Utilizando la siguiente fórmula, para  $15^\circ < \beta < 90^\circ$ :

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

siendo  $\Phi$ , la latitud del lugar ( $40^\circ$ ).

Obtenemos unas pérdidas nulas

### 2.2.2 Pérdidas por sombras

Continuando con el Pliego de Condiciones Técnicas de conexión a Red del IDAE.

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol y mediante las tablas de referencia calcular el porcentaje de pérdidas.

En nuestro caso, no hay obstáculos que afecten a la superficie de los paneles, por lo que las pérdidas por sombras son nulas.

### 2.2.3 Efecto de la temperatura

En el Pliego de Condiciones Técnicas de Conexión a Red del IDAE, para determinar la temperatura de célula se utiliza la fórmula:

$$T_c = T_{amb} + E (TONC - 20) / 800$$

Donde:

$T_c$ : Temperatura de la célula

$T_{amb}$  : Temperatura ambiente en la sombra

$E$  : Irradiancia solar( $W/m^2$ )

TONC : Temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 20°C, velocidad de viento de 1m/seg. (Temperatura de operación nominal del módulo). Para este módulo: 46°.

La temperatura afecta principalmente a los valores de voltaje de la característica tensión-intensidad, y tiene su mayor influencia en la tensión de circuito abierto, aunque también modifica los valores del punto de máxima potencia y el valor de I<sub>cc</sub>.

Para determinar las pérdidas por diferencia de temperatura se utiliza la siguiente fórmula:

$$R_{temp} = (1 - (T_c - 25) \cdot 0,003) \cdot 100$$

Tomando los datos de temperatura de Castellón por meses de acuerdo con el Instituto Nacional de Meteorología de España (datos promedio 1971-2000) incrementándola en 1 °C de media (criterio más conservador), y sabiendo que el módulo tiene unas pérdidas del 0,3 %/°C (temperatura de referencia del panel: 25°C), obtenemos la corrección de potencia de cada mes:

	T <sub>c</sub> (°C)	T <sub>amb</sub> (°C)	E(irradW/m <sup>2</sup> )	TONC(°C)	R <sub>temp</sub>
<b>Enero</b>	43,9	11,4	999,4	46	94,34%
<b>Febrero</b>	44,9	12,4	1000,3	46	94,03%
<b>Marzo</b>	46,3	13,8	999,7	46	93,61%
<b>Abril</b>	48,1	15,6	999,1	46	93,08%
<b>Mayo</b>	51,3	18,8	1000,3	46	92,11%
<b>Junio</b>	55,1	22,6	999,0	46	90,98%
<b>Julio</b>	58,0	25,5	1000,2	46	90,10%
<b>Agosto</b>	58,5	26	1000,1	46	89,95%
<b>Septiembre</b>	55,9	23,4	1000,3	46	90,73%
<b>Octubre</b>	51,8	19,3	998,8	46	91,97%
<b>Noviembre</b>	47,5	15	1000,7	46	93,24%
<b>Diciembre</b>	44,9	12,4	999,7	46	94,03%

Tabla XL - Rendimiento de la célula por variación de temperatura

### 2.2.4 Eficiencia del cableado

Para el cálculo de las pérdidas en los cables utilizaremos las siguientes fórmulas:

$$Perd_{cab} = RI^2 \quad \text{para corriente cc y ca monofásica}$$

$$Perd_{cab} = 3RI^2 \quad \text{para corriente trifásica}$$

siendo  $R = \rho L / S$

R: valor de la resistencia eléctrica de los cables, en ohmios.

L: longitud de todos los cables.

S: sección de cada cable, en mm<sup>2</sup>.

$\rho$ : resistividad del cobre

TRAMO	L (m)	p ( $\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ )	S ( $\text{mm}^2$ )	R	I (A)	Pérdidas (W)
Conexión entre paneles	15	0,0171	6	0,04275	8,36	2,99
Rama a cuadro cc	100	0,0171	35	0,049	8,36	3,41
Cuadro cc a inversor	3	0,0171	35	0,001	25,08	0,92
Inversor a protección ca	3	0,0171	16	0,003	55,56	29,69
Protección a cuadro	3	0,0171	95	0,001	166,67	45,00

Tabla XLI - Pérdidas de potencia

Las pérdidas totales representan menos del 1% de la potencia total, pero consideraremos un 1% de pérdidas con un criterio más conservador.

### 2.2.5 Pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad

La potencia de todos los módulos fotovoltaicos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, lo más normal es que sus puntos de máxima potencia no sean iguales. Esto trae consigo que al ponerlos en serie, se produzca una pérdida de potencia estimada entorno al 2%.

$$R_{\text{dis}} = 98 \%$$

Las pérdidas por polvo se pueden encontrar entre el 0% y el 8% cuando los módulos se ven muy sucios. Dado que la instalación no se encuentra próxima a caminos u otras fuentes de polvo similares, aplicaremos unas pérdidas del 3%.

$$R_{\text{pol}} = 97 \%$$

### **2.2.6 Pérdidas por errores en el seguimiento del “PMP”**

Una de las funciones más importantes de los inversores de conexión a la red es hacer trabajar al campo fotovoltaico en el Punto de Máxima Potencia, sin embargo se considera que se producen unos errores de aproximadamente un 1 %.

$$R_{\text{pol}} = 99 \%$$

### **2.2.7 Eficiencia energética del inversor**

La eficiencia energética del inversor en operación definida conforme a las características de tensión y frecuencia de salida de alterna del inversor regulado por el punto 4 del artículo 11 del R.D. 1663/2000, es:

$$R_{\text{inv}} = 98,4 \%$$

### **2.2.8 Otras pérdidas**

Bajo este concepto vamos a incluir pérdidas en los equipos de protección, conexiones, equipos de medida, etc., lo cual estimamos en un 2% las pérdidas.

$$R_{\text{otros}} = 98 \%$$



### 2.2.9 Rendimiento global energético

Todas las pérdidas calculadas nos proporcionan el valor final del Rendimiento Energético de la Instalación o Performance Ratio (PR) que es el valor que nos faltaba para el cálculo de la energía eléctrica producida.

El Rendimiento global (PR) será:

Mes	n° días	R <sub>temp</sub>	R <sub>cab</sub>	R <sub>pol</sub>	R <sub>dis</sub>	R <sub>pmp</sub>	R <sub>inv</sub>	R <sub>otros</sub>	R <sub>global (PR)</sub>
<b>ENE</b>	31	94,34%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	84,76%
<b>FEB</b>	28	94,03%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	84,48%
<b>MAR</b>	31	93,61%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	84,11%
<b>ABR</b>	30	93,08%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	83,63%
<b>MAY</b>	31	92,11%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	82,75%
<b>JUN</b>	30	90,98%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	81,74%
<b>JUL</b>	31	90,10%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	80,95%
<b>AGO</b>	31	89,95%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	80,81%
<b>SEP</b>	30	90,73%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	81,51%
<b>OCT</b>	31	91,97%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	82,63%
<b>NOV</b>	30	93,24%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	83,77%
<b>DIC</b>	31	94,03%	99,00%	97,00%	98,00%	99,00%	98,40%	98,00%	84,48%

Tabla XLII - Rendimiento global

Y volviendo a la fórmula inicial de:

$$E_p = I' \cdot P_{mp} \cdot PR \quad (Kwh/dia)$$

ya se puede calcular calcular la producción eléctrica, construyendo la siguiente tabla:

	Horas sol pico	R sombras inclinación	I'	P (kW)	PR	kWh/día	Días	kWh/mes
<b>ENERO</b>	3,64	100,00%	3,64	62,10	84,76%	191,58	31	5.939,09
<b>FEBRERO</b>	3,97	100,00%	3,97	62,10	84,48%	208,27	28	5.831,54
<b>MARZO</b>	5,25	100,00%	5,25	62,10	84,11%	274,20	31	8.500,35
<b>ABRIL</b>	5,42	100,00%	5,42	62,10	83,63%	281,47	30	8.444,07
<b>MAYO</b>	5,83	100,00%	5,83	62,10	82,75%	299,60	31	9.287,62
<b>JUNIO</b>	6,31	100,00%	6,31	62,10	81,74%	320,30	30	9.608,94
<b>JULIO</b>	6,33	100,00%	6,33	62,10	80,95%	318,20	31	9.864,15
<b>AGOSTO</b>	5,97	100,00%	5,97	62,10	80,81%	299,61	31	9.287,82
<b>SEPTIEMBRE</b>	5,33	100,00%	5,33	62,10	81,51%	269,80	30	8.094,02
<b>OCTUBRE</b>	4,81	100,00%	4,81	62,10	82,63%	246,82	31	7.651,42
<b>NOVIEMBRE</b>	3,58	100,00%	3,58	62,10	83,77%	186,24	30	5.587,33
<b>DICIEMBRE</b>	3,5	100,00%	3,50	62,10	84,48%	183,62	31	5.692,33

Tabla XLIII - Producción energía eléctrica

Por lo que la producción anual será de 93.788,69 kW/h

## 2.3 Distancia entre filas de paneles

La distancia entre series o estructuras ha de respetar la distancia mínima por sombras.

Para calcular dichas distancias partimos de los datos y fórmulas siguientes:

$$D_{min} = h \cdot K$$

Donde:

h: es la altura proyectada de sobre la vertical de las placas, esto es  $1'638 \text{ m} \cdot \text{sen } 30^\circ = 0'819 \text{ m}$

$K = 1 / \tan(61\text{-latitud}) = 2,61$  (ya que en nuestro caso la latitud es de  $40^\circ$ )

Por lo que la distancia mínima será de 2'13 m

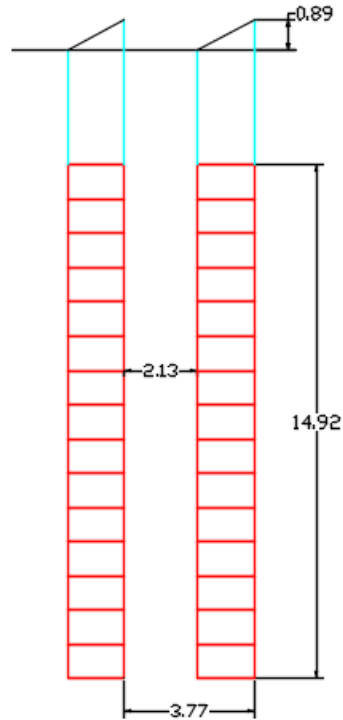


Ilustración VII - Distribución de los paneles

## 2.4 Conductores y canalizaciones

Los paneles se conectarán formando 15 módulos en serie por ramal y de 6 ramales en paralelo, para cada inversor de 20 kW.

Según el pliego de condiciones técnicas del I.D.A.E., la máxima caída de tensión permitida en la parte de D.C. será de 1,5 % y la caída de tensión admisible en C.A. será de 2%

### 2.4.1 Sección entre paneles hasta cuadro protección de Dc

Para el cálculo de la sección de cableado que tendremos en cada ramal formado por 15 módulos en serie se utilizará la siguiente ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{C \cdot \Delta V}$$

Donde:

S: Sección calculada del conductor, [ $mm^2$ ]

$I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito que circula por un ramal, [A]

L: Longitud del cable, [m]

C: Conductividad del cobre, 58 [ $m/\Omega \cdot mm^2$ ]

$\Delta V$ : Caída de tensión máxima permitida, [V]

TRAMO	L (m)	C	S (mm <sup>2</sup> )	I(A)	FC	Imax adm. (A)	CDT (%)
Conexionado entre paneles	15	58	10	8,36	1	40	0,43
Rama a cuadro cc	100	58	35	8,36	0,7	107,8	0,82

Tabla XLIV - Características cableado

Se usa un factor de corrección del 0,7 según el REBT-19 para agrupación de cables en bandeja perforada.

### 2.4.2 Cálculo sección de cuadro de protección de Dc a inversor

Para el cálculo de la sección del cableado de cuadro de protección a inversor se utilizará la ecuación:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot N \cdot I_{cc}}{C \cdot \Delta V}$$

Donde:

S: Sección calculada del conductor, [ $mm^2$ ]

$I_{cc}$ : Intensidad de cortocircuito que circula por un ramal, [A]

L: Longitud del cable, [m]

C: Conductividad del cobre, 58 [ $m/\Omega \cdot mm^2$ ]

$\Delta V$ : Caída de tensión máxima permitida, [V]

N: Numero de ramales en paralelo

TRAMO	L (m)	C	S (mm <sup>2</sup> )	I(A)	FC	I <sub>max adm.</sub> (A)	CDT (%)
Cuadro cc a inversor	3	58	35	25,08	0,7	107,8	0,10

Tabla XLV - Características cableado

Se usa un factor de corrección del 0,7 según el REBT-19 para agrupación de cables en bandeja perforada.

### 2.4.3 Sección del inversor al cuadro de protección de Ca hasta el transformador

Para el cálculo de la sección del cableado del inversor al transformador se utilizara la siguiente ecuación:

$$S = \frac{P \cdot L}{\Delta V \cdot V^2 \cdot C}$$

Donde:

S: Sección del conductor, [mm<sup>2</sup>]

L: Longitud de la línea, [m]

ΔV: Caída de tensión máxima admisible en voltios en líneas trifásicas, [V]

V: Tensión nominal de la línea, [V]

P: Potencia a la salida del inversor, [W]

C: Conductividad del cobre, 58 [m/Ω\*mm<sup>2</sup>]

TRAMO	L (m)	POT. (W)	C	U (V)	S (mm <sup>2</sup> )	I(A)	FC	I <sub>max adm.</sub> (A)	CDT (%)
Inversor a protección ca	3	20000	58	400	16	32,11	1	87	0,04
Protección a embarrado	10	60000	58	400	25	96,34	1	110	0,26

Tabla XLVI - Características cableado

## 2.5 Protecciones a instalar

De acuerdo con artículo 11 del RD 1663/2000, las protecciones a instalar serán:

1. **Interruptor general manual**, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
2. **Interruptor automático diferencial**, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
3. **Interruptor automático de la interconexión**, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
4. **Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia** (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).

### 2.5.1 Protecciones en corriente continua

**Cortocircuito:** El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor cercano a la máxima de operación normal del mismo.

Como medio de protección se incluyen fusibles tipo gG normalizados de 20 A con un poder de corte de 20kA. Se instalaran en cada polo, y actuaran también como protección contra sobrecargas.

**Sobrecargas:** Aunque el inversor obliga a trabajar al generador fotovoltaico fuera de su punto de máxima potencia cuando la potencia de entrada es excesiva, el fusible introducido en el sistema en cada polo sirve de protección contra sobrecargas y adicionalmente, facilita las tareas de mantenimiento.

## 2.5.2 Protecciones en corriente alterna

### 2.5.2.1 Interruptor automático

Los interruptores automáticos estarán instalados en el comienzo de cada línea, tienen que cumplir con las siguientes cuatro condiciones para asegurar la protección contra sobretensiones y sobrecargas:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad (1)$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad (2)$$

$$P_{dc} \geq I_{CC \max} \quad (3)$$

$$I_a < I_{CC \min} \quad (4)$$

Dónde:

$I_B$ : intensidad de trabajo del circuito (calculada anteriormente).

$I_N$ : intensidad nominal del interruptor.

$I_Z$ : intensidad máxima admisible por el conductor (calculada anteriormente).

$I_2$ : intensidad convencional de funcionamiento.

$P_{dc}$ : poder de corte del aparato.

$I_{CC \max}$ : intensidad de corto circuito máxima (al principio de la línea).

$I_{CC \min}$ : intensidad de corto circuito mínima (al final de la línea).

$I_a$ : intensidad de regulación del disparador electromagnético del aparato.

Siguiendo las instrucciones de la “Guía técnica de aplicación del reglamento electrotécnico para baja tensión” se efectúa el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizando la siguiente fórmula simplificada, en la que  $U$  son 400V porque las líneas son trifásicas.

$$I_{CC} = 0,8 \cdot U/R$$

Siendo  $R$  la resistencia del conductor de fase entre el punto considerado y la alimentación, que se calcula mediante esta fórmula:

$$R = (\rho \cdot L)/S$$

Teniendo en cuenta que el conductor en esta instalación eléctrica es el cobre, su resistividad es de  $0,0171 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ .

El principio de las líneas está en la salida del transformador.

$$R = (0,0171 \cdot 10)/25 = 0,0068 \Omega$$

La líneas que van del cuadro de protección a hasta los inversores tienen una longitud de 3 metros.

$$R = (0,0171 \cdot 13)/16 = 0,01389 \Omega$$

Utilizando estos valores obtenemos los valores de las ICC

$I_{CC \max} \text{ (kA)}$
47,05

Tabla XLVII - Icc máxima

$I_{CC \min} \text{ (kA)}$
23,03

Tabla XLVIII - Icc mínima

Se escoge un IA normalizado según UNE-EN 60898, que tenga una IN de 63 A y cuyo Pdc sea de 50 kA, a continuación se comprueba el cumplimiento de las 4 condiciones:

$$32,11 \text{ A} \leq 63 \text{ A} \leq 87 \text{ A} \quad (1)$$

$$I_2 \leq 1,45 I_Z \quad (2)$$

$$P_{dc} \geq I_{CC \max} \quad (3)$$

$$I_a < I_{CC \min} \quad (4)$$

Se elige la curva B que es la indicada para circuitos de estaciones generadoras.

### 2.5.2.2. Interruptor automático diferencial:

La protección contra contactos indirectos se realizará siguiendo la norma UNE 20572-1 y la ITC-BT-24.

Para esquemas TT de puesta a tierra (es el que se utilizará en nuestra instalación), la sensibilidad que deben de tener los dispositivos de protección de corriente diferencial-residual, viene dada por la siguiente igualdad:



$$RT \cdot Id \leq U$$

Siendo:

RT: es la suma de las resistencias de puesta a tierra y del conductor de protección.

Id: corriente diferencial-residual asignada al dispositivo de protección.

U: tensión de contacto límite.

Habiendo dimensionado la puesta a tierra para sensibilidades máximas de 300 mA, elegiremos un interruptor diferencial de intensidad nominal de 100 A y sensibilidad de 30 mA

#### 2.5.2.3 Protección contra sobretensiones y armónicos.

Debido a la zona climatológica donde se ubica la instalación (L'Alcora, Castellón: n° días tormentas/año >25), y al contener la misma inversores, que son equipos de alto coste sensibles a las sobretensiones, se recomienda la dotación de dispositivos de protección frente a éstas.

Para el cálculo de estas protecciones, nos basamos en la guía proporcionada por Schneider electric para la protección contra sobretensiones.

Para evaluar el riesgo del material que se desea proteger se usa la siguiente fórmula:

$$R = S + C + I$$

Donde:

R: riesgo de la carga.

S: sensibilidad del equipo.

C: coste del equipo.

I: consecuencias de la indisponibilidad del equipo.

S=1	S=2	S=3
$U > 2,5$ kV categoría III y IV Resistencia al choque elevada o normal	$1,5$ kV $< U < 2,5$ kV Resistencia al choque media	$U < 1,5$ kV categoría I y II Resistencia al choque reducida
Armarios de distribución, aparataje fija (interruptores automáticos, tomas de corriente...), material de uso industrial ...	Los aparatos electrodomésticos (lavavajillas, nevera, horno microondas...)	Todos los aparatos sensibles: informática, reguladores, aparatos con circuitos integrados...

Tabla XLIX - Tensiones en función de la sensibilidad

C = 1	C = 2	C = 3
Coste bajo	Coste medio	Coste elevado
< 1.500 €	de 1.500 a 15.000 €	> 15.000 €

Tabla L - Determinación coste del equipo

I = 1	I = 2	I = 3
Ninguna incidencia para la actividad	Interrupción parcial de la actividad	Interrupción total o muy importante de la actividad (consecuencias económicas inaceptables)

Tabla LI - Indisponibilidad del equipo

	I=1	I=2	I=3
<b>R = 8 o 9</b>	40 kA	65 kA	65 kA
<b>R = 6 o 7</b>	20 kA	40 kA	65 kA
<b>R ≤ 5</b>	20 kA	20 kA	40 kA

Tabla LII - Poder de corte

En la parte de alterna, la instalación se interconecta con la red pública de media tensión mediante línea interior a un centro de transformación situado a unos 10 m. por lo que en este caso el riesgo es mínimo.

No obstante se instalará una protección mediante dispositivos tetrapolares de protección clase II, de 400 V de tensión nominal, tipo 3P+N, con una corriente máxima de actuación de  $I_{max} = 20 \text{ kA}$  y nivel de protección en tensión  $U_p \leq 1,5 \text{ kV}$ . Que es lo recomendado para niveles de riesgo mínimos.

En la parte de continua, en la que las líneas proceden de los generadores fotovoltaicos, ubicados en la cubierta del polifuncional, existe un mayor riesgo de exposición directa a descargas eléctricas.

En este caso el riesgo es más elevado, con lo que se instalará un dispositivo de protección específico (varistores) para este tipo de instalaciones de protección clase II, de 840 Vcc de tensión nominal, con una corriente máxima de actuación de  $I_{max} = 65 \text{ kA}$  y nivel de protección en tensión  $U_p \leq 1,5 \text{ kV}$ .

## 2.6 Puesta a tierra

La ITC-BT-40 define para las instalaciones generadoras como la que es objeto de este proyecto, que cuando la instalación receptora esté acoplada a una Red de Distribución Pública el esquema de puesta a tierra será el TT y se conectarán las masas de la instalación y receptores a una tierra independiente de la del neutro de la Red de Distribución Pública.

Puesto que se utilizan interruptores diferenciales de 30 mA y de 300 mA de sensibilidad, la máxima resistencia de tierra, para una tensión de defecto máximo de 24 V será (caso más desfavorable):

$$R < 24 / 0'3 \text{ es decir } R < 80 \ \Omega.$$

Tras un examen visual del terreno, para determinar la resistividad del mismo, se considera una composición de éste basándose en arcilla y margas, por lo que la resistividad, y de acuerdo con la tabla 3 de la Instrucción MI BT 018 del R.E.B.T., la consideraremos de  $100 \ \Omega \times \text{m}$  ( $\rho$ )

Naturaleza terreno	Resistividad en Ohm.m
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y Arcillas compactas	100 a 200
Margas del Jurásico	30 a 40
Arena arcillosas	50 a 500
Arena silíceas	200 a 3.000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5.00
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3.000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1.000 a 5.000
Calizas agrietadas	500 a 1.000
Pizarras	50 a 300
Roca de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1.500 a 10.000
Granito y gres muy alterado	100 a 600

Tabla LIII – Valores de la resistividad del terreno

Considerando una buena toma de tierra, aquella cuyo valor quede por debajo de 80 Ω, si utilizamos una pica vertical, que según la tabla 5 de la instrucción, tendría que tener una longitud de:

Electrodo	Resistencia de Tierra en Ohm
Placa enterrada	$R = 0,8 r / P$
Pica vertical	$R = r / L$
Conductor enterrado horizontalmente	$R = 2 r / L$
r, resistividad del terreno (Ohm.m) P, perímetro de la placa (m) L, longitud de la pica o del conductor (m)	

Tabla LIV - Tipos de electrodo

$$L = r / R, \text{ siendo pues de } 1'25 \text{ m.}$$

## TRABAJO FINAL DE GRADO

### CÁLCULOS

Jordi Domènech Gambaro

Materializaremos la puesta a tierra, con dos picas en paralelo, hincadas sobre el terreno, de una longitud mínima de 1'5 m cada una, obteniendo un valor inferior a los 30  $\Omega$ .

La sección del conductor de protección vendrá dada por esta tabla:

Sección de los conductores de fase de la instalación $S$ (mm <sup>2</sup> )	Sección mínima de los conductores de protección $S_p$ (mm <sup>2</sup> )
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla LV - Sección conductor de protección

En nuestro caso elegiremos una sección de 16 mm<sup>2</sup>

## 2.7 Producción electricidad

Para saber el precio al que nos van a pagar el kWh es necesario determinar en qué periodo vamos a verter electricidad a la red. Además hay que tener en cuenta que la Ley 15/2012 implantó un impuesto a los beneficios adquiridos a partir de la venta de electricidad generada.

Periodo	Precio de venta sin IVA	Precio de venta con IVA	Precio de venta con IVA e impuesto (7%)	% Horas de funcionamiento
<b>Punta</b>	0,11283 €	0,13652 €	0,12696 €	50,00%
<b>Llano</b>	0,10020 €	0,12124 €	0,11275 €	50,00%
<b>Valle</b>	0,07155 €	0,08657 €	0,08051 €	0,00%
<b>Media</b>	0,10651 €	0,12888 €	0,11986 €	

Tabla LVI - Precio venta electricidad

También se tiene en cuenta que los paneles fotovoltaicos tienen una degradación anual del 0,68%. Por lo que los ingresos obtenidos por la venta de electricidad son:

Año	Producción energía eléctrica (kWh/año)	Coefficiente depreciación (%)	Venta de energía eléctrica
1	93.788,69	0	11.241,69 €
2	93.150,93	0,68%	11.165,25 €
3	92.517,50	0,68%	11.089,32 €
4	91.888,38	0,68%	11.013,92 €
5	91.263,54	0,68%	10.939,02 €
6	90.642,95	0,68%	10.864,64 €
7	90.026,58	0,68%	10.790,76 €
8	89.414,40	0,68%	10.717,38 €
9	88.806,38	0,68%	10.644,50 €
10	88.202,50	0,68%	10.572,12 €
11	87.602,72	0,68%	10.500,23 €
12	87.007,02	0,68%	10.428,83 €
13	86.415,37	0,68%	10.357,91 €
14	85.827,75	0,68%	10.287,48 €
15	85.244,12	0,68%	10.217,52 €

Tabla LVII - Beneficio anual



## ÍNDICE PLIEGO DE CONDICIONES

<b>1. INTERCAMBIADORES DE CALOR.....</b>	<b>105</b>
<b>2. TUBERIAS DISTRIBUCIÓN GAS.....</b>	<b>105</b>
<b>3. REDES DE CONDUCTOS.....</b>	<b>105</b>
<b>4. TUBERIAS.....</b>	<b>106</b>
<b>5. AISLAMIENTOS.....</b>	<b>106</b>
<b>6. SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS.....</b>	<b>107</b>
<b>7. ESTRUCTURA SOPORTE.....</b>	<b>108</b>
<b>8. INVERSORES.....</b>	<b>109</b>
<b>9. CONDUCTORES ELÉCTRICOS.....</b>	<b>111</b>
<b>10. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN.....</b>	<b>112</b>
<b>11. IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES.....</b>	<b>112</b>
<b>12. CANALIZACIONES.....</b>	<b>112</b>
<b>13. CAJAS DE CONEXIÓN.....</b>	<b>113</b>
<b>14. DIFERENCIALES.....</b>	<b>113</b>
<b>15. DISYUNTURES.....</b>	<b>113</b>
<b>16. FUSIBLES.....</b>	<b>114</b>
<b>17. CONEXIÓN A RED.....</b>	<b>114</b>
<b>18. MEDIDAS.....</b>	<b>115</b>
<b>19. PUESTA ATIERRA.....</b>	<b>115</b>
<b>20. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.....</b>	<b>115</b>





## 1. INTERCAMBIADORES DE CALOR

La fabricación de los intercambiadores de calor a instalar deberá de ser solicitada a una empresa especializada que garantice la calidad de los mismos de acuerdo con los parámetros de diseño que vienen detallados en la Memoria, es decir, respetando el intervalo de temperaturas, y los caudales de gases y de agua que correspondan a cada tipo de intercambiador de calor.

## 2. TUBERIAS DISTRIBUCIÓN GAS

El material empleado en las tuberías de la línea de distribución será acero con soldadura longitudinal con resistencia eléctrica de diámetro 1" según la norma UNE-EN 10255.

El sistema de instalación será, en general, mediante conducción aérea fijada con abrazaderas u otros dispositivos que garanticen una correcta sujeción y alineación de la tubería. En espacios no ventilados se dispondrá de vaina exterior en las condiciones que marca el reglamento.

Las uniones de la tubería serán mecánicas para conexión a equipos, válvulas, filtros, reguladores, etc. Estas uniones serán preferentemente mediante bridas, aceptándose uniones mediante roscas para instrumentos de medida, manómetros, termómetros, y pequeña valvulería para diámetros inferiores a 3/4".

Las enlaces de tuberías de acero entre sí o con sus accesorios (codos, manguitos, curvas, etc.) se realizarán mediante soldadura eléctrica, pudiéndose emplear la soldadura oxiacetilénica para la unión de tubos de DN 50 o inferior.

En lo que respecta al sistema de protección contra la corrosión de las tuberías de acero aéreas, se utilizarán dos capas de pintura de imprimación y una capa de acabado amarillo, siguiendo la normativa vigente.

### 3. REDES DE CONDUCTOS

Los conductos deben cumplir en materiales y fabricación, las normas UNE-EN 12237 para conductos metálicos, y UNE-EN 13403 para conductos no metálicos. La velocidad y la presión máximas admitidas en los conductos serán las que vengan determinadas por el tipo de construcción, según las normas UNE-EN 12237 para conductos metálicos y UNE-EN 13403 para conductos de materiales aislantes.

El revestimiento interior de los conductos resistirá la acción agresiva de los productos de desinfección, y su superficie interior tendrá una resistencia mecánica que permita soportar los esfuerzos a los que estará sometida durante las operaciones de limpieza mecánica que establece la norma UNE 100012 sobre higienización de sistemas de climatización.

### 4. TUBERÍAS

Los tubos se presentarán limpios y brillantes con una superficie exterior e interior exenta de rayas, hojas, picaduras, burbujas, grietas, trazas de estirado..., etc., que puedan afectar desfavorablemente su comportamiento en servicio. Se tolerarán, no obstante, defectos puramente locales de profundidad menor de la décima parte del espesor de pared, y decoloraciones propias del proceso de fabricación.

Los tubos deberán llevar una marca legible, indeleble, a lo largo de su generatriz repetida a intervalos menores de cincuenta centímetros (50 cm.). Este marcado llevará, por el orden que se indican, las indicaciones siguientes:

Referencia del fabricante; símbolo UNE seguido del número de la Norma; diámetro exterior y espesor del tubo expresados en milímetros y separados por el signo x.

### 5. AISLAMIENTOS

Todas las tuberías y accesorios, así como equipos, aparatos y depósitos de las instalaciones térmicas dispondrán de un aislamiento térmico cuando contengan fluidos con:

a) temperatura menor que la temperatura del ambiente del local por el que discurran.

b) temperatura mayor que 40 °C cuando están instalados en locales no calefactados, entre los que se deben considerar pasillos, galerías, patinillos, aparcamientos, salas de máquinas, falsos techos y suelos técnicos, entendiéndose excluidas las tuberías de torres de refrigeración y las tuberías de descarga de compresores frigoríficos, salvo cuando estén al alcance de las personas.

Cuando las tuberías o los equipos estén instalados en el exterior del edificio, la terminación final del aislamiento deberá poseer la protección suficiente contra la intemperie. En la realización de la estanquidad de las juntas se evitará el paso del agua de lluvia.

## 6. SISTEMAS GENERADORES FOTOVOLTAICOS

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61265 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido, que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

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

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. 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.

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

Para que un módulo resulte aceptable su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones, estándar deberán estar comprendidas en el margen del + 10 / -5 % de los correspondientes valores nominales de catálogo.

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.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

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

## 7. ESTRUCTURA SOPORTE

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado y en todos los casos se dará cumplimiento a lo obligado por la NBE y demás normas aplicables.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas de viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

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

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

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.

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 estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV -106.

En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

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

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos sobre la cubierta sin superar el límite de sombras indicado en el punto 4.1.2 del Pliego de Condiciones Técnicas del IDAE. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma NBE-EA-95 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma NBE-EA-95, para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

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.

## **8. INVERSORES**

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

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

## TRABAJO FINAL DE GRADO

### PLIEGO DE CONDICIONES

Jordi Domènech Gambaro

---

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

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

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

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

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.
- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
  - El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10% superiores a las CEM. Además soportará los picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
  - Los valores de eficiencia al 25% Y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% Y 88% respectivamente (valores medios incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de

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

- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5% de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.

Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

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

## 9. CONDUCTORES ELÉCTRICOS

Los conductores serán de cobre electrolítico con doble aislamiento de XLPE para una tensión nominal de 1.000 V en general, según los circuitos indicados en el capítulo de cálculos, debiendo estar homologados según norma UNE 21123.

No se utilizará un mismo conductor neutro para varios circuitos.

La conexión entre conductores, se realizará, mediante accesorios adecuados a su clase. En ningún caso se permitirá la unión de conductores por medio de un simple retorcimiento o arrollamiento entre sí de los conductores, sino que deberán utilizarse siempre utilizando bornas de conexión montadas individualmente o en forma de regletas.

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



Los conductores tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo; los conductores de la parte de CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5% y los de la parte de CA para que la caída de tensión sea inferior del 2% teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a las cajas de conexiones.

El cableado deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

## 10. CONDUCTORES DE PROTECCIÓN

Los conductores de protección, serán de cobre y presentarán el mismo aislamiento que los conductores activos y se instalarán por la misma canalización.

Las secciones mínimas de estos conductores serán las fijadas en la Tabla V de la instrucción ITC-BT-18, en función de los conductores activos de la instalación.

## 11. IDENTIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES

Los conductores de la instalación se identificarán por los colores de su aislamiento, a saber:

En corriente alterna:

- Azul claro, para el conductor neutro.
- Amarillo verde, para el conductor de tierra y protección.
- Marrón, negro y gris, para los conductores activos o fases.

En corriente continua:

- Rojo, para el polo positivo
- Negro, para el polo negativo

## 12. CANALIZACIONES

En lo que respecta a la canalización en bandejas, con posterioridad a la publicación del REBT se publicó la norma UNE-EN 61537, por el que se desarrolla sus características de instalación y montaje.

El cometido de las bandejas es el soporte y la conducción de los cables. Sólo podrá utilizarse conductor aislado bajo cubierta. Debido a que las bandejas no efectúan una función de protección adicional, se recomienda la instalación de cables de tensión asignada 0,6/1kV.

Las características mínimas son:

Característica	Grado
Resistencia al impacto	2 J
Temperatura de instalación y servicio	-5<T<60°C
Propiedades eléctricas	Continuidad eléctrica/Aislante
Resistencia a la propagación de la llama	No propagador

Tabla LVIII - Características mínimas bandejas

## 13. CAJAS DE CONEXIÓN

Serán de material aislante y sus dimensiones serán tales que permitan alojar holgadamente todos los elementos que deba contener.

En el interior deben estar claramente identificados cada uno de los circuitos, fusible, etc.

El acceso a esta caja debe estar limitado a personal autorizado, sobre todo si existen tensiones elevadas.

## 14. DIFERENCIALES

Son los interruptores diferenciales contra contactos indirectos, unos aparatos que deberán resistir las corrientes de fuga que se presentan en el punto de la instalación.

Están calculados según la resistencia de tierra que presenta la instalación. En general serán de 30 mA de sensibilidad.

## 15. DISYUNTORES

Serán del tipo magnetotérmico, de accionamiento manual y podrán cortar la corriente máxima del circuito que pueda presentarse en un punto de su instalación. Para la protección contra el calentamiento de las líneas se regulará a una temperatura inferior a los 60 °C.

Llevarán marcadas la intensidad y la tensión nominal de funcionamiento, así como el signo indicador de su desconexión.

Los interruptores magnetotérmicos, serán de accionamiento manual y cortarán la corriente máxima del circuito en que estén colocados, sin dar lugar a la formación de arcos permanentes abriendo y cerrando los circuitos, sin posibilidad de tomar posición intermedia.

## 16. FUSIBLES

Serán calibrados a la intensidad del circuito que protegen. Se dispondrán sobre material aislante e incombustible y estarán contruidos de manera que no puedan proyectar metal al fundirse.

## 17. CONEXIÓN A RED

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de

baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

En conexiones a la red trifásica, las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

## **18. MEDIDAS**

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

## **19. PUESTA A TIERRA**

La instalación cumplirá con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a red de baja tensión.

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

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el R.B. T.

## **20. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA**

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



## **ÍNDICE PRESUPUESTO:**

<b>1. CUADRO DE MANO DE OBRA.....</b>	<b>121</b>
<b>2. CUADRO DE MATERIALES.....</b>	<b>123</b>
<b>3. PRESUPUESTO TOTAL.....</b>	<b>123</b>



Cuadro de mano de obra				
Nº	Designación	Importe		
		Precio (euros)	Cantidad (Horas)	Total (euros)
1	Oficial 1º construcción.	17,78	2,324 h	41,32
2	Peón ordinario construcción.	15,55	0,789 h	12,27
3	Oficial 1º electricidad.	15,92	1,140 h	18,15
4	Oficial 1º fontanería.	15,92	3,120 h	49,67
5	Especialista fontanería.	13,93	3,120 h	43,46
6	Oficial 1ª electricista.	15,96	146,079 h	2.331,42
7	Oficial 1ª calefactor.	15,96	111,975 h	1.787,12
8	Oficial 1ª fontanero.	15,96	17,074 h	272,50
9	Oficial 1ª instalador de gas.	15,96	1,352 h	21,58
10	Oficial 1ª de obra pública.	15,45	0,252 h	3,89
11	Ayudante electricista.	13,75	61,914 h	851,32
12	Ayudante calefactor.	13,75	112,051 h	1.540,70
13	Ayudante fontanero.	13,75	9,769 h	134,32
14	Ayudante instalador de gas.	13,75	1,352 h	18,59
15	Peón ordinario construcción.	12,92	19,503 h	251,98

**Importe total: 7.378,29 €**





## Cuadro de materiales

Nº	Designación	Importe		
		Precio (euros)	Cantidad Empleada	Total (euros)
1	Agua.	0,84	0,003 m3	0,00
2	Cemento portland con puzolana CEM II/A-P 32.5 R, según norma UNE-EN 197-1:2000, a granel.	61,80	0,002 t	0,12
3	Arena triturada, lavada, de granulometría 0/3, a pie de obra, considerando transporte con camión de 25 t, a una distancia media de 10km.	7,32	2,918 t	21,36
4	Ladrillo cerámico hueco sencillo, de 24x11.5x4cm.	0,06	80,000 u	4,80
5	Caja general de protección y medida para uso industrial o comercial tipo polígono con medida indirecta de intensidad superior a 63A, formado por módulo de contadores con regleta de verificación y cableado, módulo de transformadores de intensidad y módulo CGP esquema 10, incluso caja envolvente y cableado, según NT-IEEV/89 y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	468,02	1,000 u	468,02
6	Puerta metálica galvanizada con mirilla de macrolón para CGPM con cerradura normalizada por la empresa suministradora, de dimensiones 1.60x0.70m según NT-IEEV/89.	136,95	1,000 u	136,95
7	Armario de distribución vacío tipo comercio/industria de material autoextinguible con un grado de protección IP43 y chasis de distribución, de 500mm de alto por 300mm de ancho y 215mm de profundidad para montar en pared, con puerta transparente y con una capacidad para instalar un máximo de 9 pequeños interruptores automáticos bipolares de 36mm, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	223,30	5,000 u	1.116,50
8	Módulo de embarrado de dimensiones 630x270mm para centralización de contadores, según NT-IEEV/89 y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	78,71	1,000 u	78,71
9	Cable rígido de cobre de 3x16mm2 de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	15,24	9,000 m	137,16
10	Cable rígido de cobre de 3x25mm2 de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	23,33	10,000 m	233,30
11	Cable rígido de cobre de 4x16mm2 de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	20,01	25,000 m	500,25
12	Cable flexible de cobre de 1x50mm2 de sección y de tensión nominal 0.6/1kV, tipo RV-K, con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	13,26	3,000 m	39,78
13	Cable desnudo de cobre recocido de 1x16mm2 de sección, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	1,82	2,500 m	4,55
14	Cable desnudo de cobre recocido de 1x10mm2 de sección, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	1,64	2,500 m	4,10
15	Bandeja perforada de chapa de acero galvanizado, de dimensiones 15x50 mm, para canalización eléctrica, suministrada en tramos de 2m de longitud, con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de de uniones, accesorios y piezas especiales, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	4,05	25,000 m	101,25
16	Bandeja perforada de chapa de acero galvanizado, de dimensiones 30x150 mm, para canalización eléctrica, suministrada en tramos de 2m de longitud, con un incremento sobre el precio de la bandeja del 30% en concepto de de uniones, accesorios y piezas especiales, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	9,09	120,000 m	1.090,80

## Cuadro de materiales

Nº	Designación	Importe		
		Precio (euros)	Cantidad Empleada	Total (euros)
17	Interrupor magnetotérmico automático de intensidad nominal 32 A, tetrapolar, de hasta 400V, con curva de disparo tipo B y poder de corte de 22 kA, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	68,14	1,000 u	68,14
18	Interrupor magnetotérmico automático de intensidad nominal 63 A, tripolar, de hasta 400V, con curva de disparo tipo B y poder de corte de 50 kA, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	129,79	3,000 u	389,37
19	Interrupor de corte en carga de intensidad nominal 100 A, tripolar, de hasta 400V, con poder de corte de 50 kA, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	105,10	1,000 u	105,10
20	Interrupor de corte en carga de intensidad nominal 100 A, tripolar, de hasta 400V, con poder de corte de 50 kA, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	92,35	1,000 u	92,35
21	Interrupor diferencial de intensidad nominal 40 A, tetrapolar, con intensidad nominal de defecto 30 mA, clase AC, para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	143,66	1,000 u	143,66
22	Interrupor diferencial de intensidad nominal 100 A, tetrapolar, con intensidad nominal de defecto 30 mA, clase AC, para corrientes diferenciales alternas senoidales ordinarias, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	446,40	1,000 u	446,40
23	Fusible cerámico cilíndrico de calibre 20 A, trifásico y con un poder de corte de 20 kA, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	0,56	36,000 u	20,16
24	Electrodo de pica de acero recubierto de cobre de diámetro 14mm y longitud 1 metros, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	4,95	1,000 u	4,95
25	Tubo de polietileno reticulado (PEX) en rollo, de diámetro interior 25mm y espesor de pared 2.3mm, serie 5, con un incremento del precio del tubo del 30% en concepto de uniones, accesorios y piezas especiales, con marcado AENOR, según norma UNE-EN ISO 15875 y DB-HS4 del CTE.	2,67	10,000 m	26,70
26	Suministro de módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, modelo A-230P GSE, potencia máxima (Wp) 230 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 29,49 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 7,81 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 8,36 A, tensión en circuito abierto (Voc) 36,58 V, eficiencia 14,11%, 60 células, cristal exterior templado de 5 mm de espesor, capa adhesiva doble de PVB, cristal posterior templado de 3,2 mm de espesor, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1638x995x40 mm, , resistencia a la carga del viento 2400 Pa, peso 18,7 kg, cristal transparente. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Colocación y fijación del módulo. Criterio de medición de proyecto: Superficie medida según documentación gráfica de Proyecto, sin duplicar esquinas ni encuentros, deduciendo todos los huecos. Criterio de medición de obra: Se medirá la superficie realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto, sin duplicar esquinas ni encuentros, deduciendo todos los huecos.	187,48	270,000 Ud	50.619,60
27	Tierra de la propia excavación.	0,68	0,636 m <sup>3</sup>	0,43
28	Cinta plastificada.	0,12	55,440 m	6,65
29	Tubo de acero negro estirado sin soldadura, de 3/4" DN 20 mm de diámetro, según UNE 19052, con el precio incrementado el 20% en concepto de accesorios y piezas especiales.	3,06	10,000 m	30,60
30	Tubo de acero negro estirado sin soldadura, de 3" DN 80 mm de diámetro, según UNE 19052, con el precio incrementado el 50% en concepto de accesorios y piezas especiales.	15,24	4,000 m	60,96

## Cuadro de materiales

Nº	Designación	Importe		
		Precio (euros)	Cantidad Empleada	Total (euros)
31	Material auxiliar para montaje y sujeción a la obra de las tuberías de acero, de 3/4" DN 20 mm.	0,23	10,000 Ud	2,30
32	Material auxiliar para montaje y sujeción a la obra de las tuberías de acero, de 3" DN 80 mm.	1,01	4,000 Ud	4,04
33	Plancha flexible de espuma elastomérica, a base de caucho sintético flexible, de estructura celular cerrada, con un elevado factor de resistencia a la difusión del vapor de agua, de 50 mm de espesor.	74,59	1,328 m <sup>2</sup>	99,06
34	Coquilla de espuma elastomérica, a base de caucho sintético flexible, de estructura celular cerrada, de 16,0 mm de diámetro interior y 22,0 mm de espesor (equivalente a 25,0 mm de RITE IT 1.2.4.2).	4,41	10,000 m	44,10
35	Coquilla de espuma elastomérica, a base de caucho sintético flexible, de estructura celular cerrada, de 23,0 mm de diámetro interior y 22,0 mm de espesor (equivalente a 25,0 mm de RITE IT 1.2.4.2).	4,53	430,000 m	1.947,90
36	Coquilla de espuma elastomérica, a base de caucho sintético flexible, de estructura celular cerrada, de 29,0 mm de diámetro interior y 22,0 mm de espesor (equivalente a 25,0 mm de RITE IT 1.2.4.2).	5,46	5,000 m	27,30
37	Coquilla de espuma elastomérica, a base de caucho sintético flexible, de estructura celular cerrada, de 55,0 mm de diámetro interior y 27,0 mm de espesor (equivalente a 30,0 mm de RITE IT 1.2.4.2).	6,81	5,000 m	34,05
38	Coquilla de espuma elastomérica, a base de caucho sintético flexible, de estructura celular cerrada, con un elevado factor de resistencia a la difusión del vapor de agua, de 23,0 mm de diámetro interior y 32,0 mm de espesor.	6,87	15,000 m	103,05
39	Adhesivo para coquilla elastomérica.	8,76	22,475 l	196,88
40	Tubo de doble pared, compuesto por pared interior de aluminio de 560 mm de diámetro y pared exterior de aluminio de 100 mm de diámetro con recubrimiento de esmalte blanco de poliuretano, temperatura de trabajo de hasta 220°C, para unión por enchufe, con el precio incrementado el 10% en concepto de accesorios, piezas especiales y deflectores.	22,10	15,000 m	331,50
41	Material auxiliar para montaje y sujeción a la obra de los conductos de doble pared, de 50/100 mm de diámetro.	1,64	15,000 Ud	24,60
42	Imprimación antioxidante con poliuretano.	7,02	0,118 kg	0,83
43	Inversor trifásico para conexión a red, modelo SunnyTripower 20000TL, potencia máxima de entrada 20,4 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW, potencia máxima de salida 22 kW, eficiencia máxima 98,4%.	4.323,61	3,000 Ud	12.970,83
44	Estructura metálica en forma de V, en cubierta de acero galvanizado 6" 6x10 6" 6x12 30º	107,23	270,000 Ud	28.952,10
45	Cable unipolar ZZ-F (AS), no propagador de la llama, con conductor cobre electrolítico estañado, clase 5 (flexible) de 10 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento Goma libre de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1), siendo su tensión asignada de 1,8 kV. Según UNE 211025.	0,66	540,000 m	356,40
46	Cable unipolar 35 mm <sup>2</sup> tipo XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC,CU, no propagador de la llama, con conductor cobre electrolítico, clase 5 (flexible) de 25 mm <sup>2</sup> de sección, con aislamiento polietileno reticulado (XLPE), reducida emisión de halógenos con baja emisión de humos y gases corrosivos (Z1), no propagador de llama, siendo su tensión asignada de 1,8 kV. Según UNE 211025.	0,81	1.768,000 m	1.432,08
47	Arqueta de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.	55,69	2,000 Ud	111,38

## Cuadro de materiales

Nº	Designación	Importe		
		Precio (euros)	Cantidad Empleada	Total (euros)
48	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	34,69	2,000 Ud	69,38
49	Grapa abarcón para conexión de jabalina.	0,86	4,000 Ud	3,44
50	Saco de 5 kg de sales minerales para la mejora de la conductividad de puestas a tierra.	2,91	1,332 Ud	3,88
51	Conductor de cobre desnudo, de 16 mm <sup>2</sup> .	0,81	903,000 m	731,43
52	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 14 mm de diámetro y 1,5 m de longitud.	12,18	4,000 Ud	48,72
53	Material auxiliar para instalaciones eléctricas.	1,14	244,600 Ud	278,84
54	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	0,89	92,300 Ud	82,15
55	Bomba CM1-7 A-R-I-V-AQQV de la marca grundfos, para sistemas de calefacción y acs con una potencia de 0,43 kW.	335,42	1,000 Ud	335,42
56	Bomba ALPHA2 L 25-40 130 de la marca grundfos, para sistemas de calefacción y acs con una potencia de 22 W.	220,72	4,000 Ud	882,88
57	Contador de agua fría, para roscar, de 1/2" de diámetro.	34,22	1,000 Ud	34,22
58	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 1/2".	3,58	2,000 Ud	7,16
59	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 3/4".	5,45	1,000 Ud	5,45
60	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 1".	7,41	16,000 Ud	118,56
61	Válvula de esfera de latón niquelado para roscar de 1 1/4".	11,61	6,000 Ud	69,66
62	Válvula de equilibrado dinámico de fundición de hierro GGG-40 con juntas de EPDM, de 80 mm, conexiones embridadas, con cartucho metálico, PN25, rango de temperatura de -20 a 110°C, rango de presión de 13 a 600 kPa, pérdida de carga mínima de 13 kPa.	274,23	1,000 Ud	274,23
63	Válvula de retención de latón para roscar de 1/2".	3,11	1,000 Ud	3,11
64	Válvula de retención de latón para roscar de 3/4".	2,58	14,000 Ud	36,12
65	Válvula de retención de latón para roscar de 1".	3,99	9,000 Ud	35,91
66	Válvula de retención de latón para roscar de 2".	8,89	2,000 Ud	17,78
67	Tubo de cobre rígido con pared de 1 mm de espesor y 13/15 mm de diámetro, según UNE-EN 1057, con el precio incrementado el 20% en concepto de accesorios y piezas especiales.	4,41	10,000 m	44,10
68	Tubo de cobre rígido con pared de 1 mm de espesor y 20/22 mm de diámetro, según UNE-EN 1057, con el precio incrementado el 20% en concepto de accesorios y piezas especiales.	6,54	445,000 m	2.910,30
69	Tubo de cobre rígido con pared de 1 mm de espesor y 26/28 mm de diámetro, según UNE-EN 1057, con el precio incrementado el 20% en concepto de accesorios y piezas especiales.	8,94	5,000 m	44,70
70	Tubo de cobre rígido con pared de 1,5 mm de espesor y 51/54 mm de diámetro, según UNE-EN 1057, con el precio incrementado el 20% en concepto de accesorios y piezas especiales.	21,71	5,000 m	108,55
71	Material auxiliar para montaje y sujeción a la obra de las tuberías de cobre rígido, de 13/15 mm de diámetro.	0,26	10,000 Ud	2,60
72	Material auxiliar para montaje y sujeción a la obra de las tuberías de cobre rígido, de 20/22 mm de diámetro.	0,27	445,000 Ud	120,15
73	Material auxiliar para montaje y sujeción a la obra de las tuberías de cobre rígido, de 26/28 mm de diámetro.	0,56	5,000 Ud	2,80

## Cuadro de materiales

Nº	Designación	Importe		
		Precio (euros)	Cantidad Empleada	Total (euros)
74	Material auxiliar para montaje y sujeción a la obra de las tuberías de cobre rígido, de 51/54 mm de diámetro.	1,10	5,000 Ud	5,50
75	Material auxiliar para instalaciones de fontanería.	1,07	25,000 Ud	26,75
76	Manguito antivibración, de goma, con rosca de 1", para una presión máxima de trabajo de 10 bar.	12,66	5,000 Ud	63,30
77	Filtro retenedor de residuos de latón, con tamiz de acero inoxidable con perforaciones de 0,4 mm de diámetro, con rosca de 1/2", para una presión máxima de trabajo de 16 bar y una temperatura máxima de 110°C.	4,70	1,000 Ud	4,70
78	Intercambiador de placas de acero inoxidable AISI 316, potencia 7 kW, presión máxima de trabajo 6 bar y temperatura máxima de 100°C.	45,98	1,000 Ud	45,98
79	Intercambiador de placas de acero inoxidable AISI 316, potencia 10 kW, presión máxima de trabajo 6 bar y temperatura máxima de 100°C.	49,73	1,000 Ud	49,73
80	Intercambiador de placas de acero inoxidable AISI 316, potencia 14 kW, presión máxima de trabajo 6 bar y temperatura máxima de 100°C.	53,48	1,000 Ud	53,48
81	Material auxiliar para instalaciones de A.C.S.	1,40	3,000 Ud	4,20
82	Material auxiliar para instalaciones de calefacción y A.C.S.	1,56	0,100 Ud	0,16
83	Protector combinado contra sobretensiones de categoría I, II, III y IV, según REBT, 840Vcc de tensión nominal, corriente máxima, con onda de 8/20 µs, de 30/65 kA y nivel de protección de 900 V, según IEC 61643-1, IEC 61312-3 y EN 61643-11.	246,10	18,000 Ud	4.429,80
84	Protector combinado contra sobretensiones de categoría I, II, III y IV, según REBT, para línea trifásica de 400 V, corriente máxima, con onda de 8/20 µs, de 30/120 kA y nivel de protección de 900 V, según IEC 61643-1, IEC 61312-3 y EN 61643-11.	373,78	1,000 Ud	373,78
85	Manómetro con baño de glicerina y diámetro de esfera de 100 mm, con toma vertical, para montaje roscado de 1/2", escala de presión de 0 a 5 bar.	8,31	14,000 Ud	116,34
86	Termómetro bimetalico, diámetro de esfera de 100 mm, con toma vertical, con vaina de 1/2", escala de temperatura de 0 a 120°C.	15,81	22,000 Ud	347,82
87	Filtro retenedor de residuos de hierro fundido, con tamiz de acero inoxidable con perforaciones de 100 µm de diámetro, con rosca cilíndrica GAS de 1/2", PN=16 bar.	59,02	1,000 Ud	59,02
88	Llave de esfera de latón con maneta, pata y bloqueo, con rosca cilíndrica GAS macho-macho de 1/2" de diámetro, PN=5 bar, acabado cromado, según UNE 60718.	4,94	1,000 Ud	4,94
89	Tubo de cobre estirado en frío sin soldadura, diámetro D=13/15 mm y 1 mm de espesor, según UNE-EN 1057, con el precio incrementado el 15% en concepto de accesorios y piezas especiales.	1,91	5,000 m	9,55
90	Material auxiliar para montaje y sujeción a la obra de las tuberías de cobre estirado en frío sin soldadura, diámetro D=13/15 mm.	0,26	5,000 Ud	1,30
91	Material auxiliar para instalaciones de gas.	1,54	2,000 Ud	3,08
92	Mezcla bituminosa continua en caliente de composición densa, tipo D12, con árido granítico y betún asfáltico de penetración.	38,28	15,456 t	591,66

**Importe total: 115.053,75 €**



**Presupuesto parcial MICROGENERACIÓN**

<b>Num.</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>Precio (€)</b>	<b>Importe (€)</b>
1.1.- ELÉCTRICA					
1.1.1.- CABLES Y CANALIZACIONES ELÉCTRICAS					
1.1.1.1	m	Suministro e instalación de circuito trifásico con cable tipo 16 mm <sup>2</sup> tipo RV-K 0,6/1 kV, CU. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye:Tendido de cables. Conexionado. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	25,000	22,37	559,25
1.1.1.2	m	Suministro e instalación de bandeja metálica perforada de acero galvanizado con tapa y dimensiones de 30X150mm Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	25,000	5,78	144,50
Total 1.1.1.- CABLES Y CANALIZACIONES ELÉCTRICAS:					703,75

## 1.1.2.- TOMA A TIERRA



**Presupuesto parcial MICROCOGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.1.2.1	Ud	<p>Suministro e instalación de toma de tierra independiente de profundidad con método jabalina, compuesta por dos electrodos de 1,5 m de longitud hincados en el terreno, unidos con cable conductor de cobre de 10 mm<sup>2</sup> de sección, conectados a puente para comprobación, dentro de una arqueta de registro de polipropileno de 30x30 cm. Incluso replanteo, excavación para la arqueta de registro y el cable conductor que conecta los electrodos, hincado de los electrodos en el terreno, colocación de la arqueta de registro, conexión de los electrodos con la línea de enlace mediante grapas abarcón, relleno con tierras de la propia excavación y aditivos para disminuir la resistividad del terreno y conexionado a la red de tierra mediante puente de comprobación. Totalmente montada, conexas y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo. Excavación. Hincado de los electrodos. Colocación de la arqueta de registro. Conexión de los electrodos con la línea de enlace. Relleno de la zona excavada. Conexionado a la red de tierra. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	140,91	140,91
<b>Total 1.1.2.- TOMA A TIERRA:</b>					<b>140,91</b>
<b>1.1.3.- PROTECCIONES</b>					
1.1.3.1	Ud	Cuadro de protección compuesto por interruptor magnetotérmico 32 A tetrapolar B 22 kA, interruptor corte en carga 32 A 22 kA, Interruptor diferencial 40 A tetrapolar 30 mA y armario de 500x300mm IP 43.	1,000	578,40	578,40
1.1.3.2	Ud	Caja general de protección y medida indirecta para uso industrial o comercial, tipo polígono, de intensidad superior a 63A, formada por módulo de contadores con regleta de verificación y cableado, modulo de transformadores de intensidad, módulo CGP esquema 10 con puerta metálica galvanizada con rejilla y mirilla de dimensiones 1.60x0.70m, incluso puesta a tierra del neutro con cable RV 0.6/1 kV de sección 50mm <sup>2</sup> y piqueta de cobre, totalmente instalada en hornacina de obra civil civil no incluida, conectada y en correcto estado de funcionamiento, según NT-IEEV/89 y el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión 2002.	1,000	749,67	749,67
<b>Total 1.1.3.- PROTECCIONES:</b>					<b>1.328,07</b>
<b>Total 1.1.- E ELÉCTRICA:</b>					<b>2.172,73</b>

**Presupuesto parcial MICROCOGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.2.- EQUIPOS					
1.2.1	u	Suministro e instalación de módulo de cogeneración con potencia eléctrica de 19 kW, potencia térmica 31 kW y consumo de 54 kW. Generación de corriente trifásica 400 V / 50 Hz. Producción de agua caliente a 80 °C y retorno a 60 °C. Rendimiento eléctrico 35,1%, rendimiento térmico 57,3%, rendimiento global 94,2%. Dimensiones de 1800*1200*881 mm.	1,000	37.495,00	37.495,00
1.2.2	m	Suministro y colocación de conducto de evacuación de los productos de la combustión, formado por tubo de doble pared, compuesto por pared interior de aluminio de 50 mm de diámetro y pared exterior de aluminio de 100 mm de diámetro con recubrimiento de esmalte blanco de poliuretano, temperatura de trabajo de hasta 220°C, para caldera, calentador o acumulador mural con cámara de combustión estanca, a gas, con salida directa a fachada o patio de ventilación. Incluso p/p de tes, codos, adaptadores, abrazaderas, soportes murales, deflectores y demás accesorios necesarios. Totalmente montado, conexasiónado y probado por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio). Incluye: Replanteo y trazado del conducto. Presentación de tubos y accesorios. Montaje del conducto. Fijación del conducto al paramento. Colocación de deflectores. Realización de pruebas de servicio. Criterio de medición de proyecto: Longitud medida desde el arranque del conducto hasta la parte superior del deflector, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá, desde el arranque del conducto hasta la parte superior del deflector, la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.	15,000	35,20	528,00
1.2.3	u	Ayudas de albañilería a la ejecución de las instalaciones	1,000	2.624,80	2.624,80
Total 1.2.- EQUIPOS:					40.647,80
1.3.- INSTALACIÓN GAS					
1.3.1	Ud	Suministro e instalación de filtro retenedor de residuos de hierro fundido, con tamiz de acero inoxidable con perforaciones de 100 µm de diámetro, con rosca cilíndrica GAS de 1/2", PN=16 bar. Totalmente montado, conexasiónado y probado. Incluye: Replanteo. Colocación del filtro. Conexasiónado. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.	1,000	69,59	69,59

**Presupuesto parcial MICROGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.3.2	Ud	<p>Suministro e instalación de llave de esfera de latón con maneta, pata y bloqueo, con rosca cilíndrica GAS macho-macho de 1/2" de diámetro, PN=5 bar, acabado cromado. Totalmente montada, conexionada y probada.</p> <p>Incluye: Replanteo. Conexión de la válvula a los tubos.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	9,86	9,86
1.3.3	m	<p>Suministro y montaje de tubería para montante individual de gas, colocada superficialmente y fijada al paramento, formada por tubo de cobre estirado en frío sin soldadura, diámetro D=13/15 mm y 1 mm de espesor. Incluso p/p de material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales colocados mediante soldadura fuerte por capilaridad. Totalmente montada, conexionada y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo y trazado. Colocación y fijación de tubos, accesorios y piezas especiales. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	5,000	9,64	48,20
1.3.4	m	<p>Canalización enterrada, para conducciones de gas, realizada con conducto de polietileno con marcado CE, de 25mm de diámetro, colocado sobre una capa de arena de río, de 30cm de espesor, incluso tendido continuo por encima y por debajo de la conducción de ladrillo hueco sencillo y con un incremento sobre el precio del tubo del 30% en concepto de piezas especiales (uniones y accesorios), sin incluir la excavación de la zanja realizada con una anchura de 60cm y una profundidad mínima de 50cm, totalmente instalada, comprobada y en correcto funcionamiento según ITC-ICG 01 del Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos (R.D. 919/2006).</p>	10,000	18,84	188,40
<b>Total 1.3.- INSTALACIÓN GAS:</b>					<b>316,05</b>

**Presupuesto parcial MICROGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.4.- HIDRÁULICA					
1.4.1	Ud	<p>Suministro e instalación de colector de distribución de agua, con tubo de acero negro estirado sin soldadura, de 3" DN 80 mm de diámetro, de 2 m de longitud, con 5 conexiones de entrada y 4 conexiones de salida, con plancha flexible de espuma elastomérica, a base de caucho sintético flexible, de estructura celular cerrada, con un elevado factor de resistencia a la difusión del vapor de agua, de 50 mm de espesor, completo, incluso manómetro, termómetros, mermas, anclajes, soportes de tubería aislados, accesorios y piezas especiales para conexiones. Totalmente montado, conexionado y probado por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido de las tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación y fijación de tuberías, accesorios y piezas especiales. Conexionado de bocas. Colocación del aislamiento. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	2,000	219,95	439,90
1.4.2	Ud	<p>Suministro e instalación de válvula de equilibrado dinámico de fundición de hierro GGG-40 con juntas de EPDM, de 80 mm, conexiones embridadas, con cartucho metálico, PN25, rango de temperatura de -20 a 110°C, rango de presión de 13 a 600 kPa, pérdida de carga mínima de 13 kPa; incluso elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montada, conexionada y probada.</p> <p>Incluye: Replanteo. Colocación de la válvula. Conexión de la válvula a los tubos.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	299,39	299,39

**Presupuesto parcial MICROCOGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.4.3	Ud	<p>Suministro e instalación de punto de llenado de red de distribución de agua, para sistema de calefacción, formado por 10 m de tubo de cobre rígido con pared de 1 mm de espesor y 13/15 mm de diámetro, colocada superficialmente, con aislamiento mediante coquilla flexible de espuma elastomérica, válvulas de corte, filtro retenedor de residuos, contador de agua y válvula de retención. Incluso p/p de material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales. Totalmente montado, conexionado y probado por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido de las tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación y fijación de tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación del aislamiento. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	214,72	214,72
1.4.4	Ud	<p>Suministro e instalación de punto de vaciado de red de distribución de agua, para sistema de calefacción, formado por 10 m de tubo de acero negro estirado sin soldadura, de 3/4" DN 20 mm de diámetro, una mano de imprimación antioxidante, colocada superficialmente y válvula de corte. Incluso p/p de material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales. Totalmente montado, conexionado y probado por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido de las tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación y fijación de tuberías, accesorios y piezas especiales. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	153,58	153,58

**Presupuesto parcial MICROGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.4.5	Ud	<p>Suministro e instalación de Bomba ALPHA2 L 25-40 130 de la marca grundfos, para sistemas de calefacción y acs, formado por: bomba ALPHA2 L 25-40 130 de la marca grundfos con una potencia de 32 W, para una presión máxima de trabajo de 10 bar, temperatura máxima del líquido conducido 110°C según UNE-EN 60335-2-41, cuerpo de bomba y soporte de hierro fundido, camisa externa de acero inoxidable AISI 304, impulsor y difusor de Composite, PP; aislamiento clase F, protección IP 42, para alimentación monofásica a 230 V y 50 Hz de frecuencia; c; cable eléctrico de conexión con enchufe ALPHA . Incluso p/p de tubos entre los distintos elementos y accesorios. Totalmente montado, conexionado y puesto en marcha por la empresa instaladora para la comprobación de su correcto funcionamiento. Sin incluir la instalación eléctrica.</p> <p>Incluye: Replanteo. Colocación y fijación del grupo de presión. Colocación y fijación de tuberías y accesorios. Conexionado. Puesta en marcha.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	4,000	352,84	1.411,36
1.4.6	Ud	<p>Suministro e instalación de Bomba CM1-7 A-R-I-V-AQQV de la marca grundfos, para sistemas de calefacción y acs con una potencia de 0,43 kW, para una presión máxima de trabajo de 16 bar, temperatura máxima del líquido conducido 90°C según UNE-EN 60335-2-41, cuerpo de bomba y soporte de acero inoxidable, camisa externa de acero inoxidable AISI 304, impulsor y difusor de acero inoxidable AISI 304; aislamiento clase F, protección IP 55, para alimentación trifásica a 400 V y 50 Hz de frecuencia; cable eléctrico de conexión con enchufe ALPHA . Incluso p/p de tubos entre los distintos elementos y accesorios. Totalmente montado, conexionado y puesto en marcha por la empresa instaladora para la comprobación de su correcto funcionamiento. Sin incluir la instalación eléctrica.</p> <p>Incluye: Replanteo. Colocación y fijación del grupo de presión. Colocación y fijación de tuberías y accesorios. Conexionado. Puesta en marcha.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	479,59	479,59

**Presupuesto parcial MICROGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.4.7	m	<p>Suministro e instalación de tubería de distribución de agua caliente de calefacción, formada por tubo de cobre rígido con pared de 1 mm de espesor y 26/28 mm de diámetro, colocado superficialmente en el interior del edificio, con aislamiento mediante coquilla flexible de espuma elastomérica. Incluso p/p de material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales. Totalmente montada, conexionada y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido de las tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación y fijación de tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación del aislamiento. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	5,000	22,85	114,25
1.4.8	m	<p>Suministro e instalación de tubería de distribución de agua caliente de calefacción, formada por tubo de cobre rígido con pared de 1,5 mm de espesor y 51/54 mm de diámetro, colocado superficialmente en el interior del edificio, con aislamiento mediante coquilla flexible de espuma elastomérica. Incluso p/p de material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales. Totalmente montada, conexionada y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido de las tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación y fijación de tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación del aislamiento. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	5,000	40,15	200,75

**Presupuesto parcial MICROGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.4.9	m	<p>Suministro e instalación de tubería de distribución de agua caliente de calefacción, formada por tubo de cobre rígido con pared de 1 mm de espesor y 20/22 mm de diámetro, colocado superficialmente en el interior del edificio, con aislamiento mediante coquilla flexible de espuma elastomérica. Incluso p/p de material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales. Totalmente montada, conexionada y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido de las tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación y fijación de tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación del aislamiento. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	10,000	18,86	188,60
1.4.10	m	<p>Suministro e instalación de tubería de distribución de agua caliente de calefacción, formada por tubo de cobre rígido con pared de 1 mm de espesor y 20/22 mm de diámetro, empotrado en paramento, con aislamiento mediante coquilla flexible de espuma elastomérica. Incluso p/p de material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales. Totalmente montada, conexionada y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido de las tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación y fijación de tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación del aislamiento. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	420,000	19,63	8.244,60



**Presupuesto parcial MICROGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.4.11	m	<p>Suministro e instalación de tubería de distribución de A.C.S., formada por tubo de cobre rígido con pared de 1 mm de espesor y 20/22 mm de diámetro, colocado superficialmente en el interior del edificio, con aislamiento mediante coquilla flexible de espuma elastomérica. Incluso p/p de material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales. Totalmente montada, conexionada y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido de las tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación y fijación de tuberías, accesorios y piezas especiales. Colocación del aislamiento. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	15,000	21,39	320,85
1.4.12	Ud	<p>Suministro e instalación de intercambiador de placas de acero inoxidable AISI 316, potencia 10 kW, presión máxima de trabajo 6 bar y temperatura máxima de 100°C, incluso válvulas de corte, manómetros, termómetros, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Colocación del interacumulador. Conexionado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	228,72	228,72
1.4.13	Ud	<p>Suministro e instalación de intercambiador de placas de acero inoxidable AISI 316, potencia 15 kW, presión máxima de trabajo 6 bar y temperatura máxima de 100°C, incluso válvulas de corte, manómetros, termómetros, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Colocación del interacumulador. Conexionado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	232,82	232,82

**Presupuesto parcial MICROCOGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.4.14	Ud	<p>Suministro e instalación de intercambiador de placas de acero inoxidable AISI 316, potencia 6 kW, presión máxima de trabajo 6 bar y temperatura máxima de 100°C, incluso válvulas de corte, manómetros, termómetros, elementos de montaje y demás accesorios necesarios para su correcto funcionamiento. Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye: Replanteo. Colocación del interacumulador. Conexionado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	224,71	224,71
1.4.15	m <sup>3</sup>	<p>Excavación de tierras a cielo abierto para formación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, hasta alcanzar la cota de profundidad indicada en el Proyecto. Incluso transporte de la maquinaria, refinado de paramentos y fondo de excavación, extracción de tierras fuera de la excavación, retirada de los materiales excavados y carga a camión.</p> <p>Incluye: Replanteo general y fijación de los puntos y niveles de referencia. Colocación de las camillas en las esquinas y extremos de las alineaciones. Excavación en sucesivas franjas horizontales y extracción de tierras. Refinado de fondos con extracción de las tierras. Carga a camión de las tierras excavadas.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Volumen medido sobre las secciones teóricas de la excavación, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el volumen teórico ejecutado según especificaciones de Proyecto, sin incluir los incrementos por excesos de excavación no autorizados, ni el relleno necesario para reconstruir la sección teórica por defectos imputables al Contratista. Se medirá la excavación una vez realizada y antes de que sobre ella se efectúe ningún tipo de relleno. Si el Contratista cerrase la excavación antes de conformada la medición, se entenderá que se aviene a lo que unilateralmente determine el Director de Ejecución de la obra.</p>	58,800	14,24	837,31

**Presupuesto parcial MICROCOGENERACIÓN**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
1.4.16	m <sup>3</sup>	<p>Formación de relleno con tierra seleccionada procedente de la propia excavación, en zanjas en las que previamente se han alojado las instalaciones y se ha realizado el relleno envolvente de las mismas (no incluido en este precio); y compactación en tongadas sucesivas de 20 cm de espesor máximo mediante equipo manual formado por bandeja vibrante, hasta alcanzar una densidad seca no inferior al 95% de la máxima obtenida en el ensayo Proctor Modificado, realizado según UNE 103501 (ensayo no incluido en este precio). Incluso cinta o distintivo indicador de la instalación, carga, transporte y descarga a pie de tajo de los áridos a utilizar en los trabajos de relleno y humectación de los mismos.</p> <p>Incluye: Colocación de cinta o distintivo indicador de la instalación colocada en el fondo de la zanja. Extendido del material de relleno en tongadas de espesor uniforme. Humectación o desecación de cada tongada. Compactación.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Volumen medido sobre las secciones teóricas de la excavación, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá, en perfil compactado, el volumen realmente ejecutado según especificaciones de Proyecto, sin incluir los incrementos por excesos de excavación no autorizados.</p>	50,400	4,60	231,84
1.4.17	m <sup>2</sup>	<p>Formación de pavimento de mezcla bituminosa continua en caliente de composición densa, tipo D12, con árido granítico y betún asfáltico de penetración, de 8 cm de espesor.</p> <p>Incluye: Transporte de la mezcla bituminosa. Extensión de la mezcla bituminosa. Compactación de la capa de mezcla bituminosa. Ejecución de juntas transversales y longitudinales en la capa de mezcla bituminosa.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Superficie medida en proyección horizontal, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá, en proyección horizontal, la superficie realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	84,000	8,09	679,56
1.4.18	Ud	<p>Suministro e instalación de válvula de retención de latón para roscar de 1". Totalmente montada, conexionada y probada.</p> <p>Incluye: Replanteo. Colocación de la válvula. Conexionado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	4,000	9,33	37,32

**Presupuesto parcial MICROGENERACIÓN**

<b>Num.</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>Precio (€)</b>	<b>Importe (€)</b>
1.4.19	Ud	Suministro e instalación de válvula de retención de latón para roscar de 2". Totalmente montada, conexionada y probada. Incluye: Replanteo. Colocación de la válvula. Conexionado. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.	2,000	15,93	31,86
1.4.20	Ud	Suministro e instalación de válvula de retención de latón para roscar de 3/4". Totalmente montada, conexionada y probada. Incluye: Replanteo. Colocación de la válvula. Conexionado. Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto. Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.	14,000	7,71	107,94
Total 1.4.- HIDRÁULICA:					14.679,67
<b>Total presupuesto parcial MICROGENERACIÓN:</b>					<b>57.816,25</b>

**Presupuesto parcial FOTOVOLTAICA**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
2.1.- EQUIPO SOLAR					
2.1.1	Ud	<p>Suministro e instalación de módulo solar fotovoltaico de células de silicio policristalino, modelo A-230P GSE, potencia máxima (Wp) 230 W, tensión a máxima potencia (Vmp) 29,49 V, intensidad a máxima potencia (Imp) 7,81 A, intensidad de cortocircuito (Isc) 8,36 A, tensión en circuito abierto (Voc) 36,58 V, eficiencia 14,11%, 60 células, cristal exterior templado de 5 mm de espesor, capa adhesiva doble de PVB, cristal posterior templado de 3,2 mm de espesor, temperatura de trabajo -40°C hasta 85°C, dimensiones 1638x995x40 mm, , resistencia a la carga del viento 2400 Pa, peso 18,7 kg, cristal transparente, con caja de conexiones, montaje sobre estructura metálica. Incluso accesorios de montaje y material de conexionado eléctrico. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Colocación y fijación del módulo.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Superficie medida según documentación gráfica de Proyecto, sin duplicar esquinas ni encuentros, deduciendo todos los huecos.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la superficie realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto, sin duplicar esquinas ni encuentros, deduciendo todos los huecos.</p>	270,000	323,66	87.388,20
2.1.2	Ud	<p>Suministro e instalación de inversor trifásico para conexión a red, modelo SunnyTripower 20000TL , potencia máxima de entrada 20,4 kW, voltaje de entrada máximo 1000 Vcc, potencia nominal de salida 20 kW, potencia máxima de salida 22 kW, eficiencia máxima 98,4%, rango de voltaje de entrada de 320 a 800 Vcc, dimensiones 665x690x265 mm, con inversor compacto sinusoidal PWM, puertos RS-232 y RS-485, dispositivo PowerControl Module para alarma automática, supervisión del inversor y evaluación de datos de rendimiento. Incluso accesorios necesarios para su correcta instalación. Totalmente montado, conexionado y probado. Incluye: Montaje, fijación y nivelación. Conexionado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	3,000	4.689,92	14.069,76
2.1.3	u	Ayudas de albañilería a la ejecución de las instalaciones	1,000	2.624,80	2.624,80
Total 2.1.- EQUIPO SOLAR:					104.082,76

**Presupuesto parcial FOTOVOLTAICA**

<b>Num.</b>	<b>Ud</b>	<b>Descripción</b>	<b>Medición</b>	<b>Precio (€)</b>	<b>Importe (€)</b>
<b>2.2.- CABLES Y CANALIZACIONES</b>					
2.2.1	m	<p>Suministro e instalación de circuito monofásico con cable 10 mm<sup>2</sup> tipo ZZ-F (AS) 1,8 kV DC, CU e iran instalados al aire sujetos a la estructura de los módulos con bridas unex. Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye:Tendido de cables. Conexionado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	270,000	2,16	583,20
2.2.2	m	<p>Suministro e instalación de circuito monofásico con cable 35 mm<sup>2</sup> tipo ZZ-F (AS) 1,8 kV DC, CU.Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye:Tendido de cables. Conexionado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	884,000	2,49	2.201,16
2.2.3	m	<p>Suministro e instalación de circuito trifásico con cable tipo 16 mm<sup>2</sup> tipo RV-K 0,6/1 kV, CU. Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye:Tendido de cables. Conexionado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	9,000	17,21	154,89
2.2.4	m	<p>Suministro e instalación de circuito trifásico con cable tipo 16 mm<sup>2</sup> tipo RV-K 0,6/1 kV, CU. Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye:Tendido de cables. Conexionado.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	10,000	25,96	259,60
2.2.5	m	<p>Suministro e instalación de conductor de tierra formado por cable rígido desnudo de cobre trenzado, de 16 mm<sup>2</sup> de sección. Incluso p/p de uniones realizadas con soldadura aluminotérmica, grapas y bornes de unión. Totalmente montado, conexionado y probado.</p> <p>Incluye: Replanteo del recorrido. Tendido del conductor de tierra. Conexionado del conductor de tierra mediante bornes de unión.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	903,000	2,31	2.085,93
2.2.6	m	<p>Suministro e instalación de bandeja metálica perforada de acero galvanizado con tapa y dimensiones de 30X150mm</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Longitud medida según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá la longitud realmente ejecutada según especificaciones de Proyecto.</p>	120,000	11,23	1.347,60

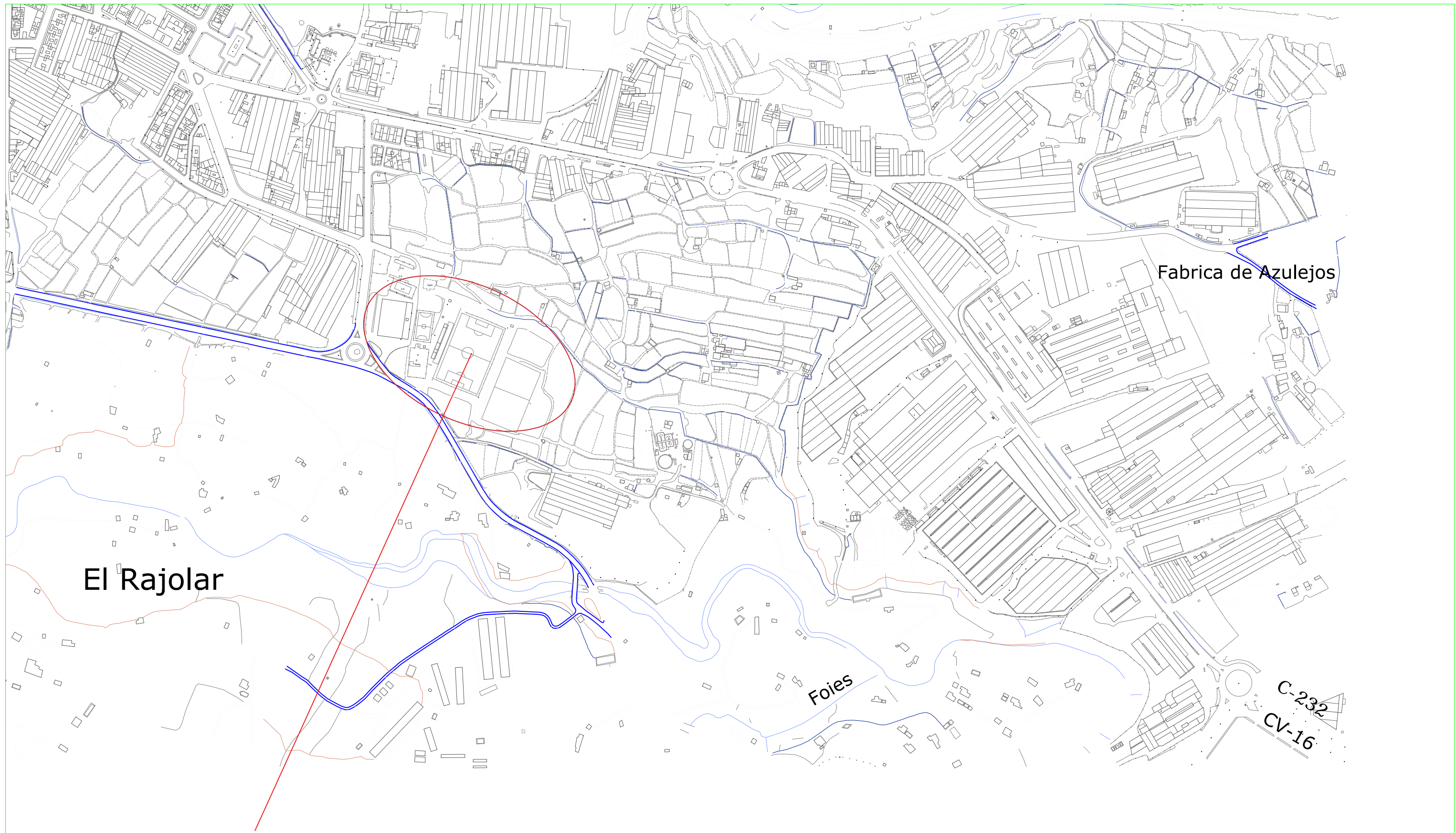
**Presupuesto parcial FOTOVOLTAICA**

Num.	Ud	Descripción	Medición	Precio (€)	Importe (€)
			Total 2.2.- CABLES Y CANALIZACIONES:		6.632,38
2.3.- PROTECCIONES					
2.3.1	m	Cuadro de protección compuesto por Fusibles cilíndricos 20 A, protector contra sobretensiones y armario de 500x300mm IP 43.	3,000	1.853,26	5.559,78
2.3.2	m	Cuadro de protección compuesto por interruptor magnetotérmico 63 A tripolar B 50 kA, interruptor corte en carga 100 A 50 kA, Interruptor diferencial 100 A tripolar 30 mA y armario de 500x300mm IP 43.	1,000	1.670,95	1.670,95
2.3.3	Ud	Embarrado	1,000	83,43	83,43
			Total 2.3.- PROTECCIONES:		7.314,16
2.4.- PUESTA A TIERRA					
2.4.1	Ud	<p>Suministro e instalación de toma de tierra independiente de profundidad con método jabalina, compuesta por dos electrodos de 1,5 m de longitud hincados en el terreno, unidos con cable conductor de cobre de 16 mm<sup>2</sup> de sección, conectados a puente para comprobación, dentro de una arqueta de registro de polipropileno de 30x30 cm. Incluso replanteo, excavación para la arqueta de registro y el cable conductor que conecta los electrodos, hincado de los electrodos en el terreno, colocación de la arqueta de registro, conexión de los electrodos con la línea de enlace mediante grapas abarcón, relleno con tierras de la propia excavación y aditivos para disminuir la resistividad del terreno y conexionado a la red de tierra mediante puente de comprobación. Totalmente montada, conexionada y probada por la empresa instaladora mediante las correspondientes pruebas de servicio (incluidas en este precio).</p> <p>Incluye: Replanteo. Excavación. Hincado de los electrodos. Colocación de la arqueta de registro. Conexión de los electrodos con la línea de enlace. Relleno de la zona excavada. Conexionado a la red de tierra. Realización de pruebas de servicio.</p> <p>Criterio de medición de proyecto: Número de unidades previstas, según documentación gráfica de Proyecto.</p> <p>Criterio de medición de obra: Se medirá el número de unidades realmente ejecutadas según especificaciones de Proyecto.</p>	1,000	141,39	141,39
			Total 2.4.- PUESTA A TIERRA:		141,39
			<b>Total presupuesto parcial FOTOVOLTAICA:</b>		<b>118.170,69</b>

Presupuesto de ejecución material	Importe (€)
<b>1 MICROCOGENERACIÓN</b>	<b>57.816,25</b>
1.1.- ELÉCTRICA	2.172,73
1.1.1.- CABLES Y CANALIZACIONES ELÉCTRICAS	703,75
1.1.2.- TOMA A TIERRA	140,91
1.1.3.- PROTECCIONES	1.328,07
1.2.- EQUIPOS	40.647,80
1.3.- INSTALACIÓN GAS	316,05
1.4.- HIDRÁULICA	14.679,67
<b>2 FOTOVOLTAICA</b>	<b>118.170,69</b>
2.1.- EQUIPO SOLAR	104.082,76
2.2.- CABLES Y CANALIZACIONES	6.632,38
2.3.- PROTECCIONES	7.314,16
2.4.- PUESTA A TIERRA	141,39
<b>Total:</b>	<b>175.986,94</b>

Asciende el presupuesto de ejecución material a la expresada cantidad de CIENTO SETENTA Y CINCO MIL NOVECIENTOS OCHENTA Y SEIS EUROS CON NOVENTA Y CUATRO CÉNTIMOS.





El Rajolar

Foies

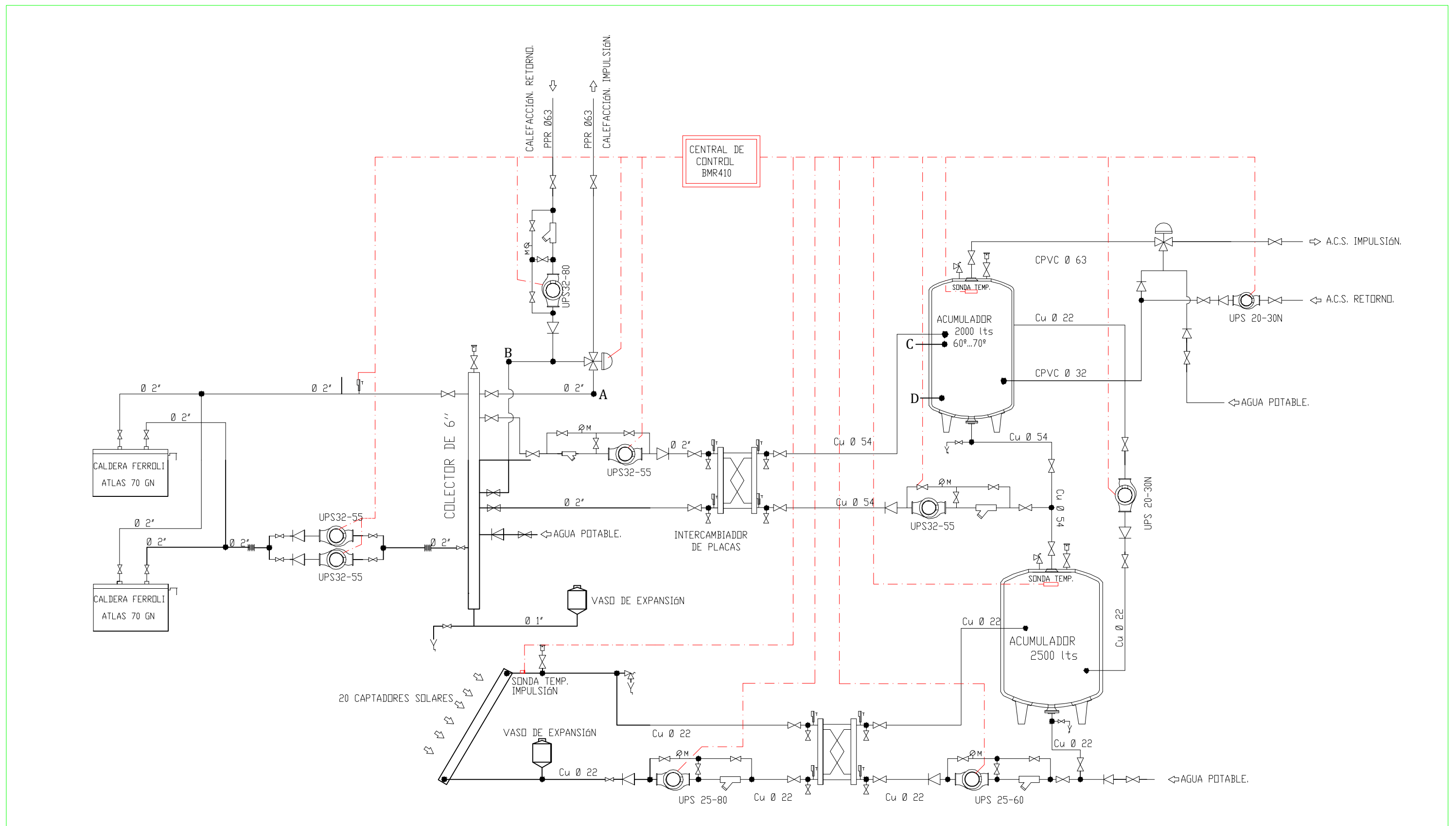
Fabrica de Azulejos

C-232  
CV-16

**ALCORA**

**SITUACIÓN**

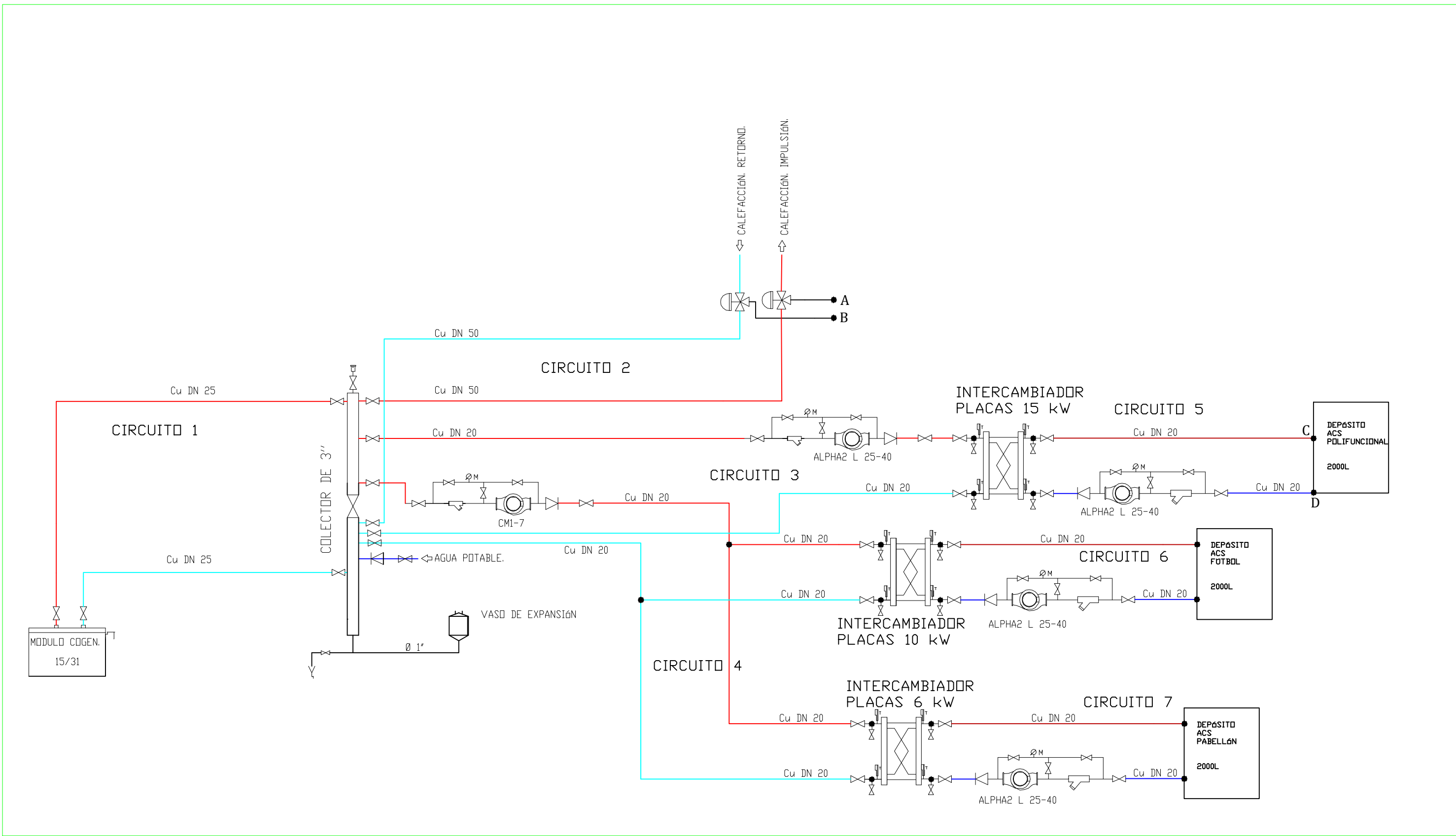
<b>GENERAL</b>		
PLANO		<b>SITUACIÓN</b>
REDACTOR	ESCALA	Nº PLANO
JORDI DOMÈNECH GAMBARO	1/5000	1
	FECHA	
	Enero, 2015	



SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Bomba circuladora.
	Válvula de retención
	Filtro de malla
	Llave de corte
	Válvula de tres vías
	Termómetro, Manómetro

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Manguito antivibratorio
	Válvula de seguridad
	Purgador
	Desagüe

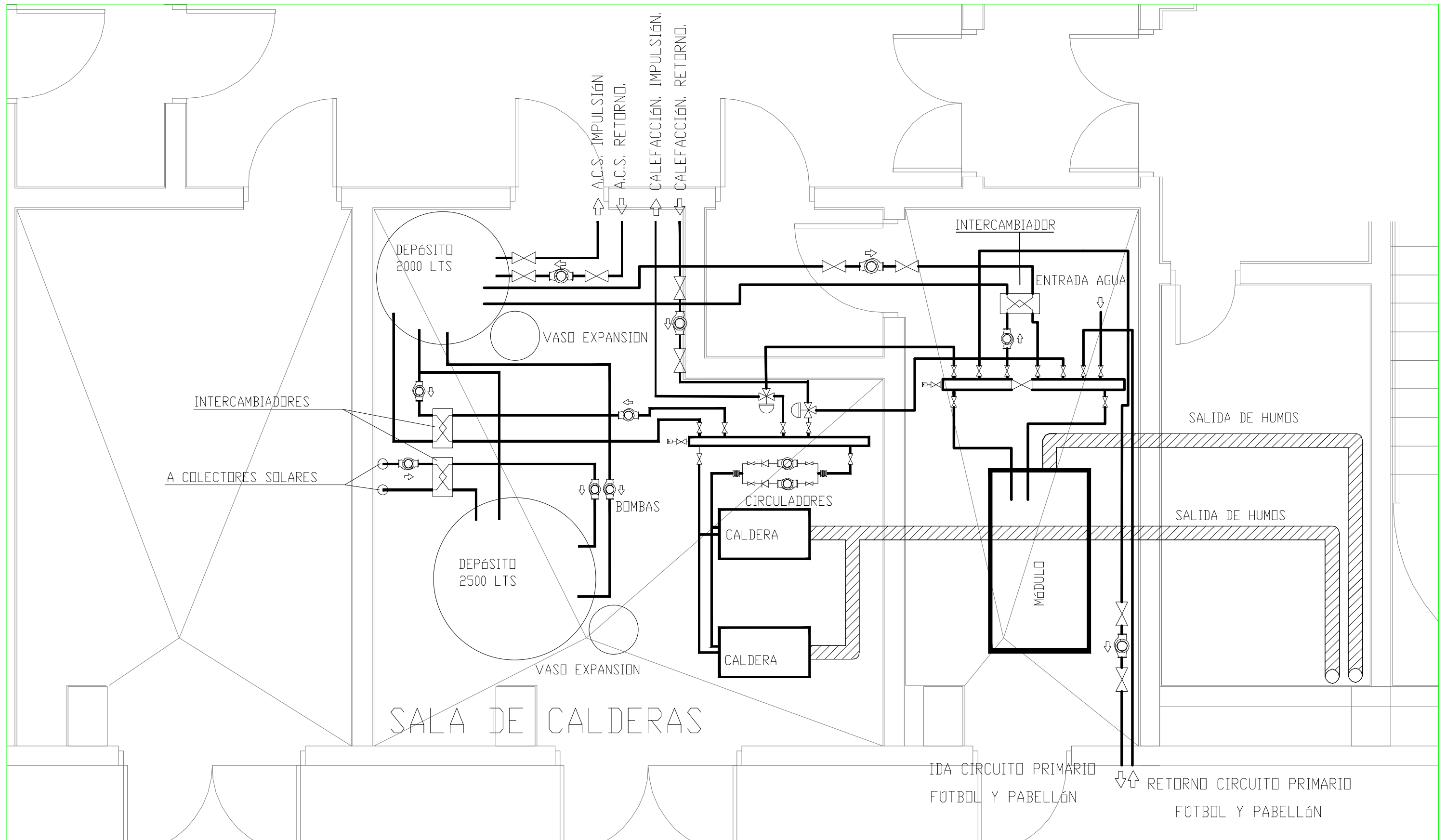
COGENERACIÓN		
PLANO	ESQUEMA HIDRÁULICO EXISTENTE	
REDACTOR	ESCALA S/E	Nº PLANO
JORDI DOMÈNECH GAMBARO	FECHA Enero, 2015	2



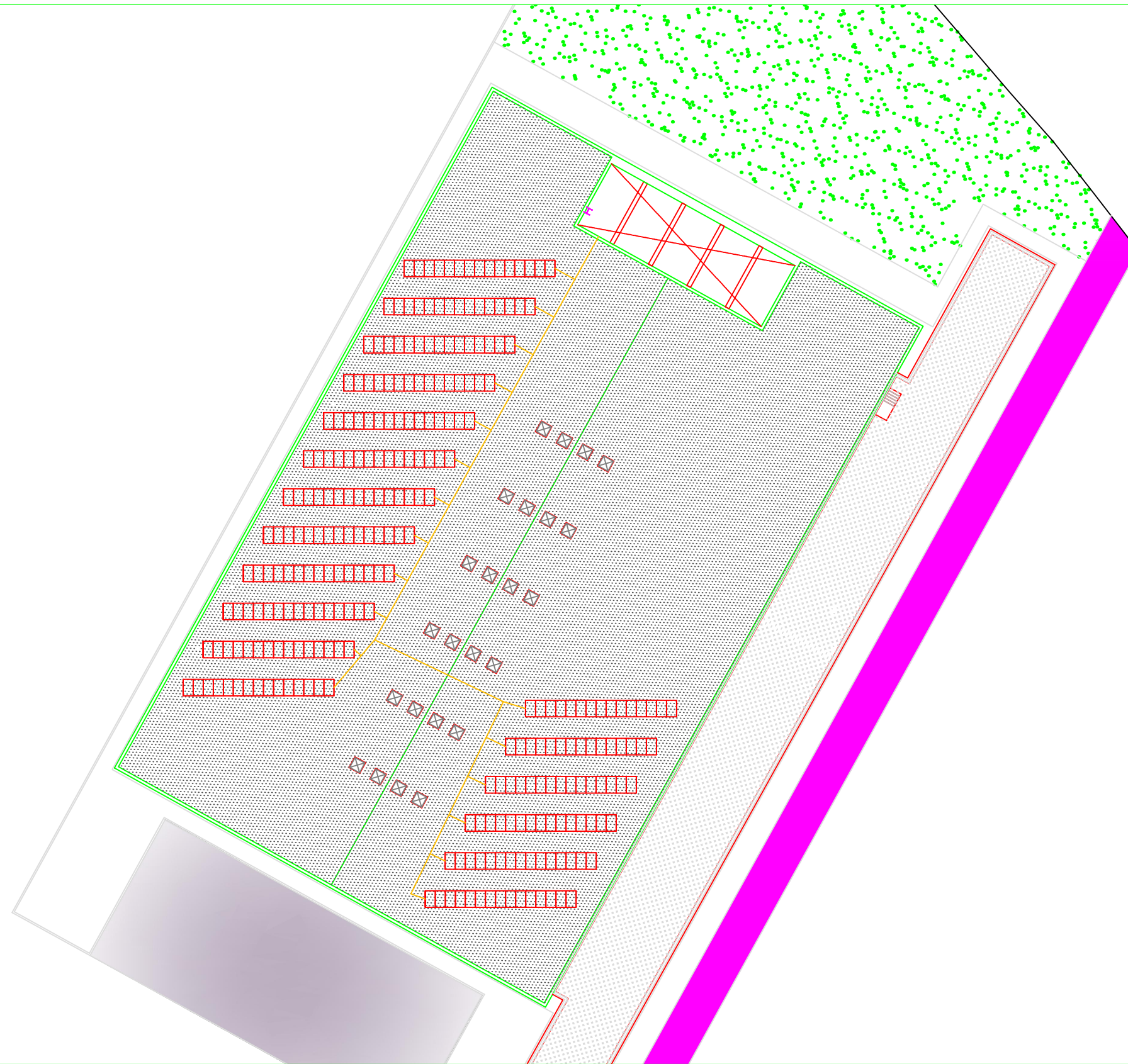
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Bomba circuladora.
	Válvula de retención
	Filtro de malla
	Llave de corte
	Válvula de tres vías
	Termómetro, Manómetro



SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Manguito antivibratorio
	Válvula de seguridad
	Purgador
	Desagüe

<b>COGENERACIÓN</b>		
PLANO		
<b>ESQUEMA HIDRÁULICO RESULTANTE</b>		
REDACTOR	ESCALA	Nº PLANO
	S/E	3
FECHA		
JORDI DOMÈNECH GAMBARO		Enero, 2015

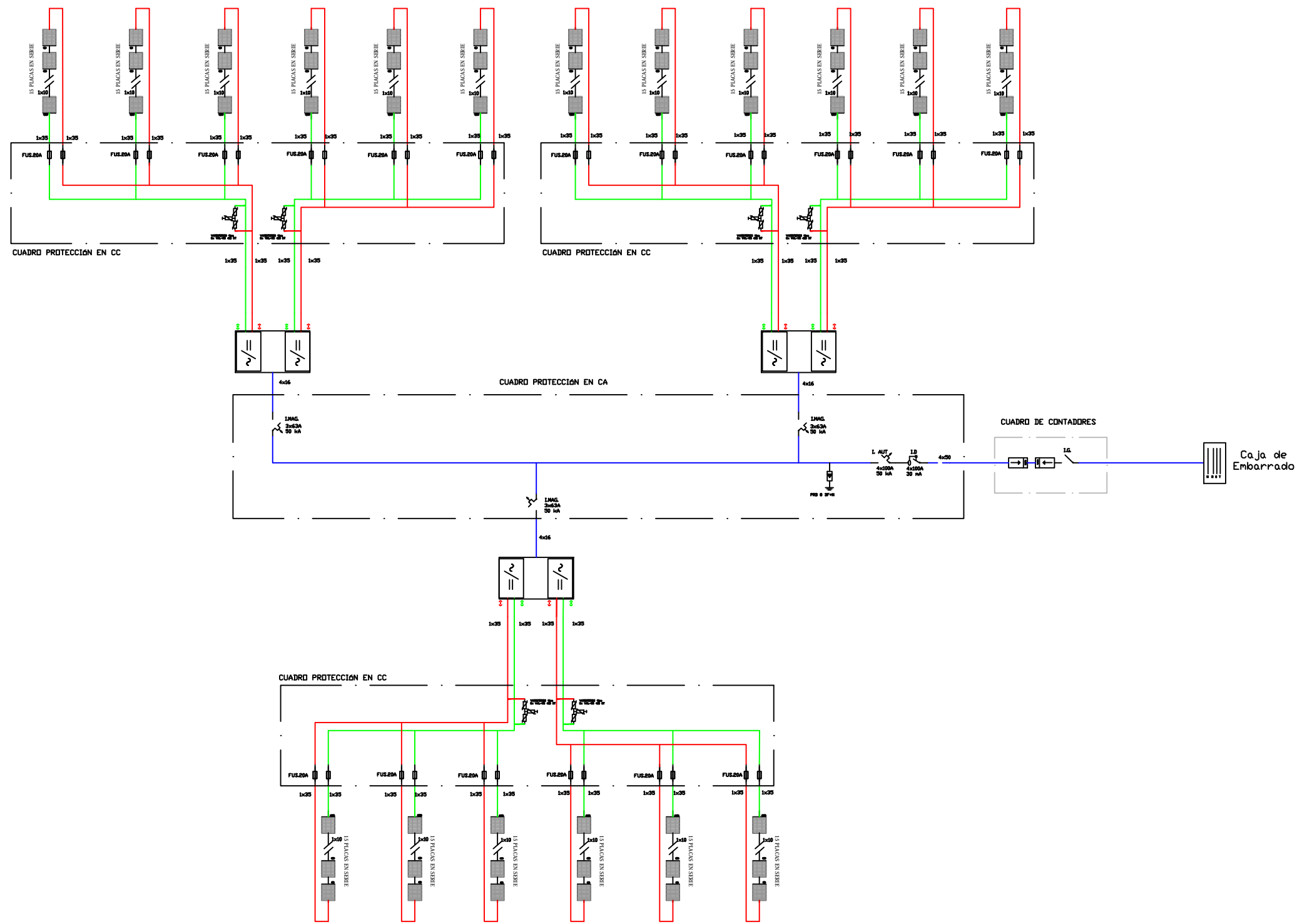


<b>COGENERACIÓN</b>		
<b>PLANO ESQUEMA SALA CALDERAS</b>		
REDACTOR	ESCALA	Nº PLANO
	1/50	
JORDI DOMÈNECH GAMBARO		FECHA
		Enero, 2015
		<b>4</b>



SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Módulo fotovoltaico A-230P GSE
	Canalización rejilla metálica

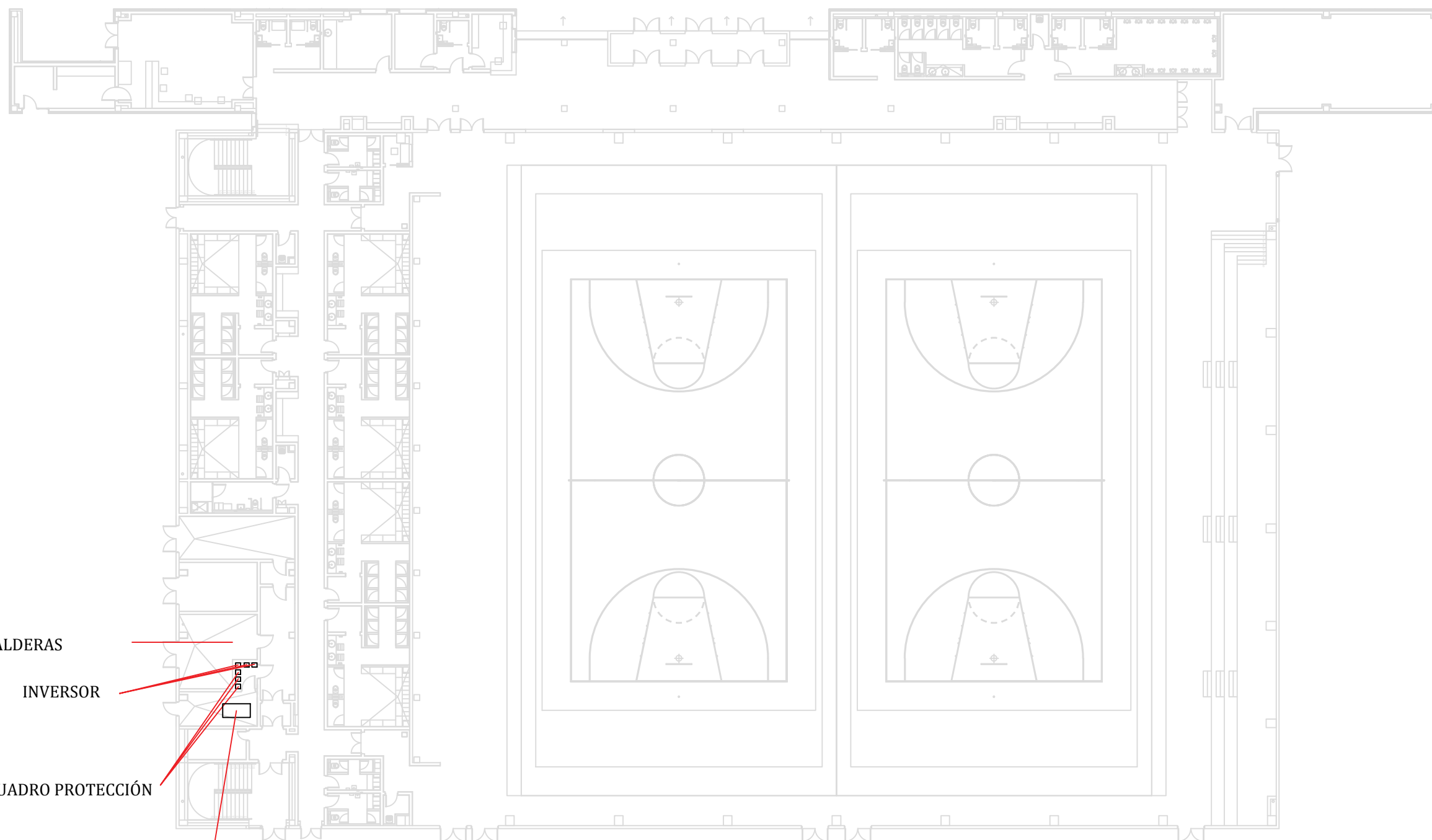
FOTOVOLTAICA		
PLANO	EMPLAZAMIENTO INSTALACIÓN	
REDACTOR	ESCALA	Nº PLANO
JORDI DOMÈNECH GAMBARO	1/400	5
	FECHA	
	Enero, 2015	



SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Módulo fotovoltaico A-230P GSE
	Fusible
	Protección sobretensiones en CC
	Interruptor magnetotérmico
	Inversor con 2 entradas

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	Interruptor diferencial
	Protección sobretensiones en CA
	Contador
	Interruptor general

<b>FOTOVOLTAICA</b>		
PLANO <b>UNIFILAR INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA</b>		
REDACTOR  JORDI DOMÈNECH GAMBARO	ESCALA <b>S/E</b>	Nº PLANO  <b>6</b>
	FECHA Enero, 2015	



SALA CALDERAS

INVERSOR

CUADRO PROTECCIÓN

MÓDULO  
MICROCOGENERACIÓN

<b>GENERAL</b>		
PLANO		<b>EMPLAZAMIENTO INSTALACIÓN</b>
REDACTOR	ESCALA	Nº PLANO
	1/250	<b>7</b>
JORDI DOMÈNECH GAMBARO	FECHA	
	Enero, 2015	